

Everton Paulo Lenz

**Avaliação do Desempenho de Relés Digitais
de Proteção de Unidades Geradoras
Utilizando Registros de Oscilografia e
Seqüência de Eventos**

**Florianópolis
2009**

UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA

**PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM
ENGENHARIA ELÉTRICA**

**Avaliação do Desempenho de Relés Digitais de
Proteção de Unidades Geradoras Utilizando
Registros de Oscilografia e Seqüência de Eventos**

Dissertação submetida à
Universidade Federal de Santa Catarina
como parte dos requisitos para a
obtenção do grau de Mestre em Engenharia Elétrica.

Everton Paulo Lenz

Florianópolis, fevereiro de 2009.

Avaliação do Desempenho de Relés Digitais de Proteção de Unidades Geradoras Utilizando Registros de Oscilografia e Seqüência de Eventos

Everton Paulo Lenz

'Esta Dissertação foi julgada adequada para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica, Área de Concentração em *Sistemas de Energia Elétrica*, e aprovada em sua forma final pelo Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Santa Catarina.'

Prof^a. Jacqueline Gisèle Rolim, Dr^a. Eng.
Orientadora

Prof^a. Katia Campos de Almeida, Ph.D.
Coordenadora do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica

Banca examinadora:

Prof^a. Jacqueline Gisèle Rolim, Dr^a. Eng.
Presidente

Prof. Hans Helmut Zürn, Ph.D.

Prof. Antonio José Alves Simões Costa, Ph.D.

Prof. Ildemar Cassana Decker, D.Sc.

Agradecimentos

Principalmente a Deus, por me dar a sabedoria e força necessária para alcançar mais este objetivo.

Aos meus pais, Theomar Lenz e Maristela Lenz e meus irmãos, Anderson Lenz e Denise Lenz, pelo carinho, amor e todo apoio a mim dedicado durante toda a vida e principalmente nos últimos dois anos.

À minha orientadora e amiga, Jacqueline Gisèle Rolim, pela paciência, dedicação, persistência e principalmente pela amizade e apoio dedicado a mim durante este trabalho.

Aos meus amigos Miguel Moreto e Breno Pinheiro, pela substancial ajuda na construção deste trabalho e pela força, apoio e amizade.

Ao engenheiro eletricitista Fernando Varela, pela valiosa contribuição na construção deste trabalho.

Aos meus amigos do LABSPOT, em especial Renan, Gustavo, Michel e Annelise pelo apoio e incentivo durante estes dois anos.

A empresa geradora por ceder os dados e possibilitar assim que o trabalho pudesse ser testado a partir de dados reais de unidades geradoras.

À Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (CAPES), pelo apoio financeiro.

Resumo da Dissertação apresentada à UFSC como parte dos requisitos necessários para obtenção do grau de Mestre em Engenharia Elétrica.

Avaliação do Desempenho de Relés Digitais de Proteção de Unidades Geradoras Utilizando Registros de Oscilografia e Seqüência de Eventos

Everton Paulo Lenz

Fevereiro de 2009.

Orientadora: Jacqueline Gisèle Rolim, Dr^a. Eng.

Área de Concentração: Sistemas de Energia Elétrica

Palavras-chave: oscilografia, seqüência de eventos, proteção de geradores, relés digitais.

Número de páginas: xii + 113

Nas últimas décadas, o advento da tecnologia digital colocou no mercado diversos dispositivos que têm apoiado as empresas geradoras, transmissoras e distribuidoras na tarefa de maximizar a disponibilidade dos seus sistemas, garantindo também a qualidade do suprimento de energia elétrica. Dentre estes dispositivos, pode-se citar modernos sistemas de monitoramento e a substituição dos relés de proteção eletromecânicos e dos antigos oscilógrafos por equivalentes digitais. O sistema de proteção de uma usina geradora é responsável por garantir que, em caso de faltas, o desligamento da unidade aconteça no menor tempo possível, de forma que os danos que podem ocorrer em consequência deste defeito sejam minimizados. A atuação correta do sistema de proteção é essencial, pois tanto a atuação incorreta de um relé, levando à retirada de operação de uma unidade geradora sem defeito, quanto a sua não atuação durante uma falta, resultam em prejuízos elevados à empresa e devem ser evitados. Observa-se que uma ferramenta computacional para a identificação de falhas na atuação da proteção pode ajudar significativamente o engenheiro na análise da operação da proteção. Este trabalho descreve o desenvolvimento de uma ferramenta computacional que tem por objetivo avaliar o desempenho da proteção digital de usinas geradoras. Foi emulado em computador o comportamento de um relé multifuncional comercial, de forma que este funcione de forma análoga ao relé utilizado na usina. Para isto foram programadas as funções descritas no manual do relé. Os ajustes considerados no relé e nos transformadores de corrente e tensão são os mesmos empregados no sistema de proteção instalado na usina. O programa implementado utiliza dados dos registradores digitais de perturbações (RDPs) e da seqüência de eventos (do inglês *Sequence of Events* – SOE) para efetuar a avaliação do desempenho do relé após ocorrências, sejam estas faltas ou operações normais na usina, como reversão de potência no procedimento de desligamento do gerador. Detalhes da ferramenta computacional construída e também diversos casos reais utilizados para sua validação são apresentados.

Abstract of Dissertation presented to UFSC as a partial requirement to obtain the Master degree in Electrical Engineering.

Performance Evaluation of Digital Generator Protection Relays Using Oscilography and Sequence of Events Records

Everton Paulo Lenz

February, 2009.

Advisor: Jacqueline Gisèle Rolim, Dr^a. Eng.

Concentration area: Electrical Energy Systems.

Key words: digital fault recorder, sequence of events, generator protection, digital relay.

Number of pages: xii + 113

With the advent of the digital technology, many types of devices became available in the market. These devices help generator, transmission and distribution companies in the task of maximizing the availability of their assets, also assuring the quality of the supplied electrical energy. As examples of the application of modern digital devices, we can cite monitoring apparatus and the replacement of electromechanical relays and old digital fault recorders (DFRs) by equivalent digital devices. The generator protection system is responsible for ensuring that when a fault occurs, the generator is shut down as fast as possible, in order to minimize damages. The correct action of the protection system is essential, because both the incorrect action resulting in the disconnection of a non defective unit and the non operating relay during a fault result in considerable losses to the company and need to be avoided. Thus, a computational tool aiming to identify failures in the protection system can significantly help the protection engineers on the protection operation analyses. This research work describes the development of a computational tool which has the objective to automate the performance analysis of the digital generator protection system. The behavior of a multifunctional commercial relay was emulated by the software, in order to simulate the real operation of the relay used in the plant. The functions of the relay were programmed as described in its manual. The settings used in the relay and also in current and potential transformers are the same applied to the corresponding real devices. The program employs data from DFRs and sequence of events recorders (SOE) to evaluate the relay performance after an occurrence, no matter if it is a fault or a normal operation procedure, as for instance power reversion during normal shutdown in some plants. Details of the built computational tool and also some real cases used for its validation are presented.

Sumário

AGRADECIMENTOS	III
SUMÁRIO	VI
LISTA DE FIGURAS	VIII
LISTA DE TABELAS	X
1. INTRODUÇÃO	1
1.1. SISTEMA ELÉTRICO – NORMAS E PROCEDIMENTOS	1
1.2. SISTEMAS DE PROTEÇÃO DIGITAL	3
1.3. PROPOSTA DO TRABALHO	5
1.4. ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO	6
2. PROTEÇÃO DE GERADORES	7
2.1. INTRODUÇÃO	7
2.2. FALTAS EM GERADORES	8
2.3. PRINCIPAIS FUNÇÕES UTILIZADAS PARA PROTEÇÃO DE GERADORES	10
2.3.1. <i>Proteção Diferencial – ANSI 87</i>	11
2.3.2. <i>Proteção de Sobrecorrente – ANSI 50/51</i>	14
2.3.3. <i>Proteção de Distância – ANSI 21</i>	18
2.3.4. <i>Proteção de Reversão de Potência – ANSI 32</i>	20
2.3.5. <i>Proteção de Perda de Campo – ANSI 40</i>	22
2.3.6. <i>Proteção de Desbalanço de Carga (Corrente de Seqüência Negativa) – ANSI 46</i>	28
2.3.7. <i>Proteção de Sobretensão – ANSI 59</i>	30
2.3.8. <i>Proteção de Falta à Terra no Estator – ANSI 64G/59GN</i>	31
2.3.9. <i>Proteção de Falta a Terra no Rotor – ANSI 64F</i>	34

2.3.10. Configuração Típica de Proteção de Gerador	36
2.4. CONSIDERAÇÕES	39
3. AVALIAÇÃO DO DESEMPENHO DA PROTEÇÃO.....	40
3.1. INTRODUÇÃO	40
3.2. FALHAS EM SISTEMAS DE PROTEÇÃO	41
3.3. SATURAÇÃO DE TCS	42
3.4. FALHAS EM TPS E TPCS	45
3.5. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA – PROBLEMAS NA PROTEÇÃO E SOLUÇÕES.....	49
3.6. CONSIDERAÇÕES.....	55
4. IMPLEMENTAÇÃO.....	56
4.1. INTRODUÇÃO	56
4.2. FUNÇÃO PRINCIPAL – <i>MAIN FUNCTION</i>	57
4.3. PROTEÇÃO DIFERENCIAL – ANSI 87	59
4.4. PROTEÇÃO DE SOBRECORRENTE INSTANTÂNEA – ANSI 50.....	65
4.5. PROTEÇÃO DE DISTÂNCIA - ANSI 21	69
4.6. PROTEÇÃO DE REVERSÃO DE POTÊNCIA – ANSI 32	74
4.7. PROTEÇÃO DE PERDA DE CAMPO – ANSI 40.....	77
4.8. PROTEÇÃO DE CORRENTE DE SEQÜÊNCIA NEGATIVA – ANSI 46.....	82
4.9. PROTEÇÃO DE SOBRETENSÃO – ANSI 59.....	87
4.10. CONSIDERAÇÕES	91
5. RESULTADOS PRÁTICOS	92
5.1. INTRODUÇÃO	92
5.2. PROTEÇÃO DE REVERSÃO DE POTÊNCIA – ANSI 32	93
5.3. PROTEÇÃO DE SOBRETENSÃO – ANSI 59.....	95
5.4. PROTEÇÃO DE SOBRECORRENTE INSTANTÂNEA – ANSI 50.....	97
5.5. PROTEÇÃO DE DISTÂNCIA – ANSI 21.....	99
5.6. PROTEÇÃO DE PERDA DE CAMPO – ANSI 40.....	100
5.7. PROTEÇÃO DE CORRENTE DE SEQÜÊNCIA NEGATIVA – ANSI 46.....	102
5.8. CONSIDERAÇÕES	103
6. CONCLUSÕES.....	105
6.1. SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS.....	107
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	109

Lista de Figuras

FIGURA 1 – SISTEMA DIGITAL DE PROTEÇÃO (JOHNS; SALMAN, 1995)	5
FIGURA 2 – CONFIGURAÇÃO UNIDADE GERADOR-TRANSFORMADOR (IEEE STD. C37.102-1995, 1995).....	11
FIGURA 3 – PROTEÇÃO DIFERENCIAL (SIEMENS, 2005)	12
FIGURA 4 – PROTEÇÃO DIFERENCIAL RESIDUAL 87GN (PILLAI ET AL., 2004).....	14
FIGURA 5 – CURVAS PADRONIZADAS (SIEMENS, 2005).....	16
FIGURA 6 – VALOR DE DISPARO DEPENDENTE DA TENSÃO (SIEMENS, 2005)	18
FIGURA 7 – ZONAS DE PROTEÇÃO DE DISTÂNCIA (SIEMENS, 2005).....	19
FIGURA 8 – CURVA DE ÂNGULO DE CARGA (REIMERT, 2006)	24
FIGURA 9 – CONFIGURAÇÃO TÍPICA DA PROTEÇÃO DE PERDA DE CAMPO (REIMERT, 2006)	26
FIGURA 10 – CARACTERÍSTICA DA PROTEÇÃO DE PERDA DE CAMPO NO PLANO B-G (SIEMENS, 2005).....	27
FIGURA 11 – PROTEÇÃO DE FALTA A TERRA (IEEE STD. C37.102-1995, 1995)	33
FIGURA 12 – ESQUEMA DE PROTEÇÃO DO ROTOR (IEEE STD, 1995)	36
FIGURA 13 – CONFIGURAÇÃO TÍPICA DE PROTEÇÃO DE GERADOR EM CONEXÃO GSU (IEEE STD. C37.102-1995, 1995).....	37
FIGURA 14 – TC TIPO BARRA FIXA DE ALTA TENSÃO (AREVA, 2000)	43
FIGURA 15 – CIRCUITO TÍPICO DE UM TC (REIS FILHO; SENGER, 2008)	43
FIGURA 16 – TP INDUTIVO CONECTADO A UMA SUBESTAÇÃO (AREVA, 2000).....	45
FIGURA 17 – CIRCUITO BÁSICO DE UM TP INDUTIVO	46
FIGURA 18 – CIRCUITO BÁSICO DE UM TPC.....	46
FIGURA 19 – FUNÇÃO PRINCIPAL - FLUXOGRAMA	57
FIGURA 20 – FUNÇÃO PRINCIPAL – INTERFACE GRÁFICA	59
FIGURA 21 – FUNÇÃO ANSI 87 – FLUXOGRAMA.....	60
FIGURA 22 – FUNÇÃO ANSI 87 – CARACTERÍSTICA DE ATUAÇÃO (SIEMENS, 2005)	62
FIGURA 23 – FUNÇÃO ANSI 87 – INTERFACE GRÁFICA	64
FIGURA 24 – FUNÇÃO ANSI 50 – FLUXOGRAMA.....	67
FIGURA 25 – FUNÇÃO ANSI 50 – INTERFACE GRÁFICA	68

FIGURA 26 – FUNÇÃO ANSI 21 – FLUXOGRAMA.....	70
FIGURA 27 – FUNÇÃO ANSI 21 – INTERFACE GRÁFICA	72
FIGURA 28 – FUNÇÃO ANSI 32 – FLUXOGRAMA.....	75
FIGURA 29 – FUNÇÃO ANSI 32 – INTERFACE GRÁFICA	77
FIGURA 30 – FUNÇÃO ANSI 40 – FLUXOGRAMA.....	78
FIGURA 31 – FUNÇÃO ANSI 40 – INTERFACE GRÁFICA	81
FIGURA 32 – FUNÇÃO ANSI 46 – FLUXOGRAMA.....	83
FIGURA 33 – FUNÇÃO ANSI 46 – INTERFACE GRÁFICA	85
FIGURA 34 – FUNÇÃO ANSI 59 – FLUXOGRAMA.....	88
FIGURA 35 – FUNÇÃO ANSI 59 – INTERFACE GRÁFICA	90
FIGURA 36 – FUNÇÃO ANSI 32 – RESULTADO PRÁTICO.....	94
FIGURA 37 – FUNÇÃO ANSI 32 – RESULTADO PRÁTICO - SOE.....	95
FIGURA 38 – FUNÇÃO ANSI 59 – RESULTADO PRÁTICO.....	96
FIGURA 39 – FUNÇÃO ANSI 59 – RESULTADO PRÁTICO - SOE.....	96
FIGURA 40 – FUNÇÃO ANSI 50 – RESULTADO PRÁTICO.....	98
FIGURA 41 – FUNÇÃO ANSI 50 – RESULTADO PRÁTICO - SOE.....	99
FIGURA 42 – FUNÇÃO ANSI 21 – RESULTADO PRÁTICO.....	99
FIGURA 43 – FUNÇÃO ANSI 40 – RESULTADO PRÁTICO.....	101
FIGURA 44 – FUNÇÃO ANSI 40 – RESULTADO PRÁTICO - SOE.....	102
FIGURA 45 – FUNÇÃO ANSI 46 – RESULTADO PRÁTICO.....	103

Lista de Tabelas

TABELA 1 – VALORES PERMISSÍVEIS DE I2 EM UM CURTO PERÍODO DE TEMPO (IEEE STD. C37.102-1995, 1995).....	29
TABELA 2 – VALORES PERMISSÍVEIS DE I2 CONTÍNUO (IEEE STD. C37.102-1995, 1995).....	30
TABELA 3 – RESULTADOS PRÁTICOS	93

1. INTRODUÇÃO

1.1. Sistema elétrico – normas e procedimentos

Os sistemas elétricos têm importância fundamental para o desenvolvimento e sustentabilidade de um país, principalmente se nos referirmos às indústrias e setor econômico em geral. Além disto, também está relacionado ao sistema elétrico o bem estar da população visto que nos dias atuais os equipamentos de conforto presentes nas residências utilizam principalmente a eletricidade como fonte de energia.

Visando garantir o fornecimento contínuo e de qualidade de energia elétrica para os diversos setores, o governo, através de agências regulamentadoras e outros órgãos, criou e utiliza alguns índices de qualidade e continuidade de fornecimento de energia elétrica que devem ser obedecidos pelas empresas geradoras, transmissoras e distribuidoras de energia elétrica.

Os custos do não atendimento destes índices pelas empresas do setor elétrico podem ser grandes, já que as multas aplicadas são altas e a margem de tolerância destes índices é pequena. Por isto, e também para garantir uma boa imagem frente à sociedade, as empresas empenham esforços para respeitar estes índices e de preferência conseguir um desempenho melhor que o mínimo exigido pelos índices especificados em resoluções e procedimentos como a Resolução Nº024 de 27 de Janeiro de

2000 (ANEEL, 2000), que especifica índices de continuidade para sistemas de distribuição como:

- Duração equivalente de interrupção por unidade consumidora (DEC);
- Duração de interrupção individual por unidade consumidora ou por ponto de conexão (DIC);
- Frequência equivalente de interrupção por unidade consumidora (FEC);
- Frequência de interrupção individual por unidade consumidora ou por ponto de conexão (FIC).

Os índices citados acima se referem à continuidade do fornecimento de energia elétrica por parte das empresas de distribuição de energia elétrica. Porém além destes, outros índices referentes a qualidade do fornecimento da energia também se aplicam. Índices estes referentes aos limites de tensão da energia elétrica, aos componentes harmônicos aceitáveis, entre outros.

Além dos índices de desempenho do sistema de distribuição depender da disponibilidade das unidades geradoras também existem índices de desempenho para as próprias unidades geradoras.

São especificados em procedimentos de rede do Operador Nacional do Sistema (ONS), como os módulos 2 e 16 e seus submódulos, indicadores de desempenho para unidades geradoras e outros componentes do Sistema Interligado Nacional (SIN), como (ONS, 2007):

- Disponibilidade (DISP);
- Taxa de desligamento forçado (TDF);
- Taxa de falha (TF);
- Tempo médio de reparo da função (TMRF);
- Indisponibilidade para manutenção programada (INDISPMP);

- Indisponibilidade para manutenção forçada (INDISPMF).

Entre os meios utilizados pelas empresas do setor elétrico para buscar a operação segura e confiável, destacam-se os sistemas de monitoramento e a proteção dos sistemas elétricos, que é aplicada de forma a reduzir os impactos causados por eventuais faltas e falhas no sistema.

Os sistemas de monitoramento, além de proporcionarem análises em tempo real como estimação dos estados do sistema e configuração da rede, ainda coletam dados do sistema durante situações adversas, proporcionando dados reais de grande confiabilidade para que estudos e análises pós-falta possam ser efetuadas.

1.2. Sistemas de proteção digital

Atualmente, os relés digitais de proteção são os equipamentos mais utilizados nos sistemas de proteção dos sistemas elétricos.

Estes equipamentos são constituídos basicamente por três partes (JOHNS; SALMAN, 1995):

- Um subsistema de condicionamento de sinais;
- Um subsistema de conversão dos sinais analógicos em sinais digitais;
- Um subsistema de processamento digital.

Nos sistemas elétricos de potências as correntes e tensões são normalmente da ordem de kilovolts e kiloampères, valores muito elevados para serem tratados por um dispositivo eletrônico. Para que estes valores possam ser reduzidos a valores adequados aos componentes eletrônicos dos relés digitais são utilizados transformadores de corrente (TCs) e de potencial (TPs). Os circuitos secundários destes dispositivos reproduzem fielmente as formas de onda do sistema, porém em valores nominais secundários tipicamente de 1A ou 5A para os TCs e 100V ou 120V para os TPs.

Os valores provenientes dos secundários dos TCs e TPs ainda são elevados para serem tratados por equipamentos eletrônicos, além de expor estes circuitos às faltas que podem ocorrer no sistema. Para evitar danos aos circuitos eletrônicos são utilizados circuitos condicionadores de sinais, compostos principalmente por capacitores, transformadores e diodos Zener para efetuar o isolamento entre os secundários dos medidores e os circuitos eletrônicos, além de já tratarem o sinal de forma a reduzir ainda mais seus valores (JOHNS; SALMAN, 1995).

Também são aplicados filtros passa baixa com função *anti-aliasing* para filtrar altas frequências indesejadas que porventura possam estar presentes nos sinais obtidos, a partir dos medidores e circuito de isolamento. Circuitos *sample-and-hold* são empregados para que vários sinais possam ser tratados de forma serial sem perder sincronismo pelos circuitos multiplexadores que efetuem a transmissão de sinais provenientes de vários canais de entrada.

Os dados provenientes dos multiplexadores são então tratados pelo conversor analógico-digital (A/D). Este componente transforma os dados analógicos que representam o comportamento do sistema em sinais digitais equivalentes, que então podem ser tratados e processados pelo *software* do relé.

A parte final do sistema digital de proteção é a unidade auxiliar do relé, a qual é responsável por transformar os sinais de disparo de baixa potência da saída do relé em sinais capazes de atuar sobre disjuntores e outras chaves que efetuem o desligamento do objeto protegido.

Na Figura 1 são apresentados de forma geral os componentes que constituem um sistema de proteção digital.

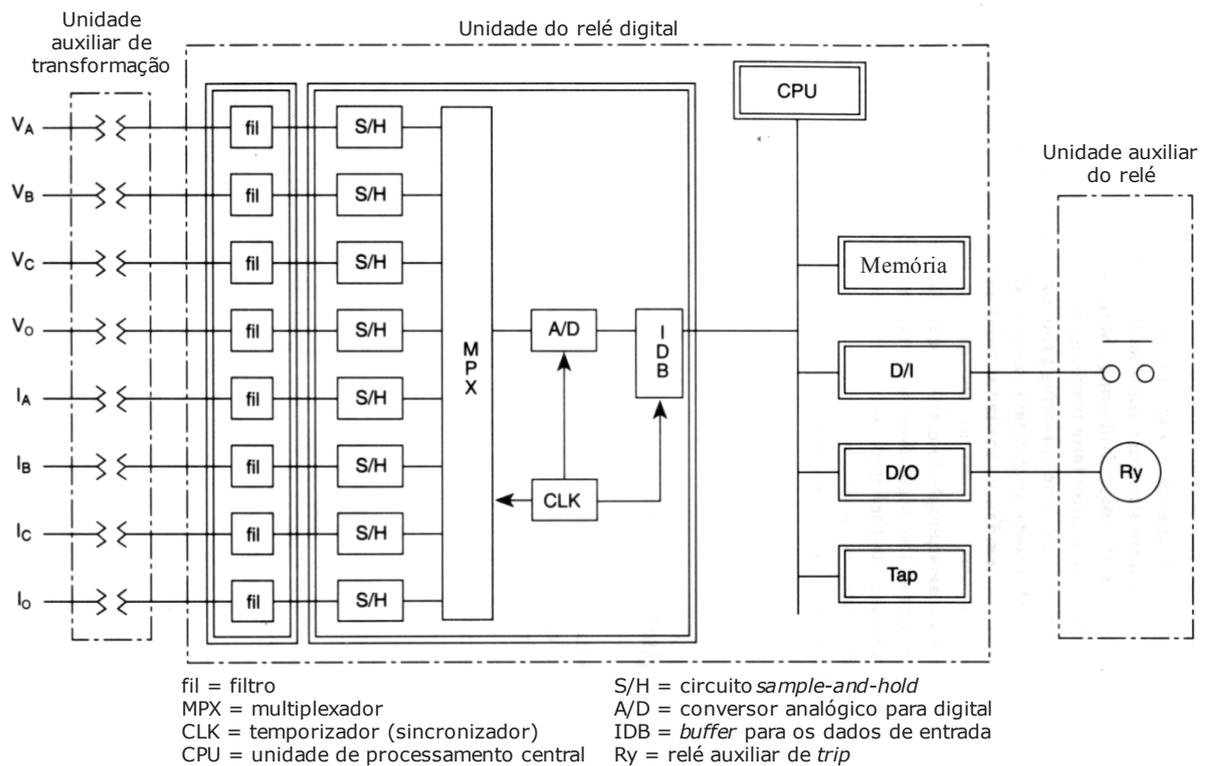


Figura 1 – Sistema digital de proteção (JOHNS; SALMAN, 1995)

1.3. Proposta do trabalho

Este trabalho descreve a construção de uma ferramenta computacional cujo objetivo é a validação da atuação de algumas funções de proteção aplicadas a unidades geradoras.

Para alcançar este objetivo um programa é desenvolvido de forma a emular o comportamento do relé real utilizando dados dos registros oscilográficos, configurações utilizadas nos transformadores de corrente e potencial da usina e as configurações utilizadas nas funções de proteção do relé real.

A validação da operação da proteção é efetuada comparando-se os resultados emulados com os resultados reais provenientes do registro da seqüência de eventos.

Na ferramenta não são aplicadas as funções de condicionamento de sinal e conversão A/D do sinal, presentes no relé digital real. O equipamento registrador de perturbação já efetua o condicionamento do

sinal e a conversão do mesmo, de forma que a ferramenta adquira os sinais do oscilógrafo já em condições de serem analisados.

Com esta ferramenta o trabalho pós-falta do engenheiro de operação pode ser facilitado, tornando esta análise mais ágil e confiável.

1.4. Organização do trabalho

No segundo capítulo são feitas considerações sobre os sistemas de proteção aplicados a unidades geradoras. São apresentadas as principais faltas que podem ocorrer nas usinas e também o funcionamento das principais funções de proteção aplicadas para identificar estas situações.

O terceiro capítulo discute as falhas às quais o sistema de proteção está sujeito. Falhas nos medidores de corrente, tensão, além de falhas de configuração, seletividade, projeto e falhas nos próprios relés que efetuam a proteção são apresentados.

A implementação da ferramenta computacional, com a descrição de cada função de proteção implementada, bem como as configurações que devem ser inseridas são apresentadas no capítulo quatro.

No capítulo cinco são apresentados os resultados práticos obtidos pela ferramenta a partir de dados reais do sistema de geração cedidos por uma empresa proprietária de usinas geradoras. Também são apresentados estudos de caso de algumas funções de proteção.

As conclusões finais são apresentadas no capítulo seis. Onde também são sugeridas propostas de continuidade deste trabalho.

2. PROTEÇÃO DE GERADORES

2.1. Introdução

Os dispositivos de proteção monitoram as condições e protegem os componentes do sistema, tais como transformadores, geradores, linhas de transmissão, etc., contra possíveis falhas e faltas, de modo a evitar ou reduzir os danos causados por estas, reduzindo o tempo e principalmente os custos de reparação do problema e indisponibilidade de operação.

As proteções utilizadas nos sistemas elétricos começaram com os relés eletromecânicos, os quais utilizam principalmente componentes como eletroímãs, molas, discos e mancais, entre outros componentes móveis para medição e atuação. No final da década de 60 e início da década de 70 surgiram os relés estáticos (que receberam este nome em referência à tecnologia anterior que utilizava componentes móveis). Estes já inseriram certo grau de sofisticação nos relés, através da eletrônica analógica. A partir da década de 90 surgiram os relés digitais, apresentados no Capítulo 1. Atualmente, as proteções estão sendo providas através dos relés digitais, os quais utilizam eletrônica digital, de forma a exercer as mesmas funções dos outros relés, porém com maior precisão, maior velocidade e principalmente com muito mais versatilidade e capacidade de adaptação a diferentes sistemas. Além disto, os relés digitais disponibilizam várias informações relativas ao sistema, como

oscilografias e seqüência de eventos (ANDERSON, 1999; RIGOTTO JÚNIOR; GOMES, 2007).

2.2. Falhas em Geradores

Dentre os equipamentos que constituem um sistema elétrico pode-se destacar o gerador, pois ele é o responsável por transformar energia mecânica (hidráulica, térmica, eólica, entre outras) em energia elétrica, a qual então é transmitida e depois distribuída aos usuários finais.

Os geradores estão conectados ao sistema de transmissão através de subestações elevadoras e, em alguns casos como PCHs (Pequenas Centrais Hidroelétricas), diretamente ao sistema de distribuição. Falhas provenientes do sistema de transmissão ou situações operacionais adversas, como uma rejeição de carga, a perda de outra unidade geradora importante, etc., podem causar um grande impacto sobre o gerador e danificá-lo seriamente.

Além do impacto devido a uma falta no sistema elétrico, o gerador também está sujeito a vários tipos de falhas internas ao mesmo. Entre as falhas internas a um gerador síncrono podem-se destacar as seguintes (REIMERT, 2006; ANDERSON, 1999; IEEE STD. C37.102-1995, 1995):

Curto-circuito fase-terra: é o rompimento da isolação de uma barra estatórica com relação à terra, resultando na circulação de corrente para a terra. Esta falta ocorre predominantemente em geradores com referência para a terra como a topologia Y-Aterrado, e é ocasionada principalmente por ruptura da isolação causada por sobretensão e/ou sobrecarga, além de desgaste natural do isolamento devido ao seu envelhecimento;

Curto-circuito fase-fase: o rompimento da isolação entre barras estatóricas de fases diferentes (normalmente na mesma ranhura) provoca este tipo de falta. Normalmente esta falta acaba envolvendo a terra também, principalmente em geradores com neutro aterrado onde existe a referência para a terra, porém pode acontecer da falta ser estritamente entre duas ou três fases;

Curto-circuito fase-fase-terra: neste caso seria a mesma falta descrita no item anterior, porém envolvendo também a terra;

Perda de excitação: é a perda total ou parcial da tensão de excitação do circuito de campo do gerador, ocasionando a redução da tensão e até a perda do sincronismo do gerador com o sistema. Pode ser causada por vários motivos, tais como falha no equipamento de regulação de tensão, falha nos anéis coletores, na transmissão da energia desde o regulador de tensão até o gerador, defeito na excitatriz (para geradores que utilizam este método de excitação que consiste em um gerador de tensão contínua ligado ao eixo do gerador principal e conectado diretamente ao circuito de campo do mesmo), etc.;

Oscilações de freqüência: são oscilações grandes entre a freqüência do sistema elétrico e a velocidade de giro do gerador, ocasionando excursões de freqüência entre o gerador e o sistema. Estas oscilações podem ocasionar a perda de sincronismo do gerador e causarem danos mecânicos sérios ao gerador. São originadas em sua maioria por degraus de carga expressivos ou rejeições de cargas significativas, além de perda de grandes unidades geradoras, etc.;

Oscilações de tensão: a perda de unidades geradoras importantes, rejeição de carga, degrau de carga, etc., além de provocar as oscilações de freqüência citadas anteriormente, também causam oscilações na tensão do sistema, o que pode comprometer a estabilidade do sistema e, no caso do gerador, implicar a perda do sincronismo, rompimento da isolamento, etc.

Estas são apenas algumas faltas a que as unidades geradoras estão expostas, porém são as mais significativas e mais comuns, sendo portanto as que mais causam danos a estas unidades, além de também poder causar danos ao sistema elétrico em geral.

2.3. Principais Funções Utilizadas para Proteção de Geradores

Considerando-se os diversos tipos de faltas a que um gerador está sujeito, logo se imagina que muitas funções de proteção sejam necessárias para a adequada proteção deste equipamento. Realmente, os geradores são os dispositivos que têm a maior quantidade de funções de proteção se comparados com linhas de transmissão, transformadores, etc. Portanto, a proteção dos geradores é uma tarefa bastante complexa e envolve muitas variáveis. A seguir será apresentada uma explicação sucinta das principais funções utilizadas na proteção de geradores, além de uma breve explicação sobre as principais metodologias de proteção destes equipamentos.

Será considerada a topologia de conexão da unidade geradora do tipo "*Unit Generator-Transformer Configuration (GSU)*", ou seja, é a configuração na qual o gerador é conectado diretamente ao transformador elevador e o aterramento é feito em Y utilizando um transformador de aterramento para efetuar o aterramento em alta-impedância, além de fazer parte da unidade também o transformador que fornece energia para o serviço auxiliar do gerador. Esta é a topologia mais utilizada nos geradores de grande porte. Na Figura 2 se pode observar esta topologia de conexão (IEEE STD. C37.102-1995, 1995).

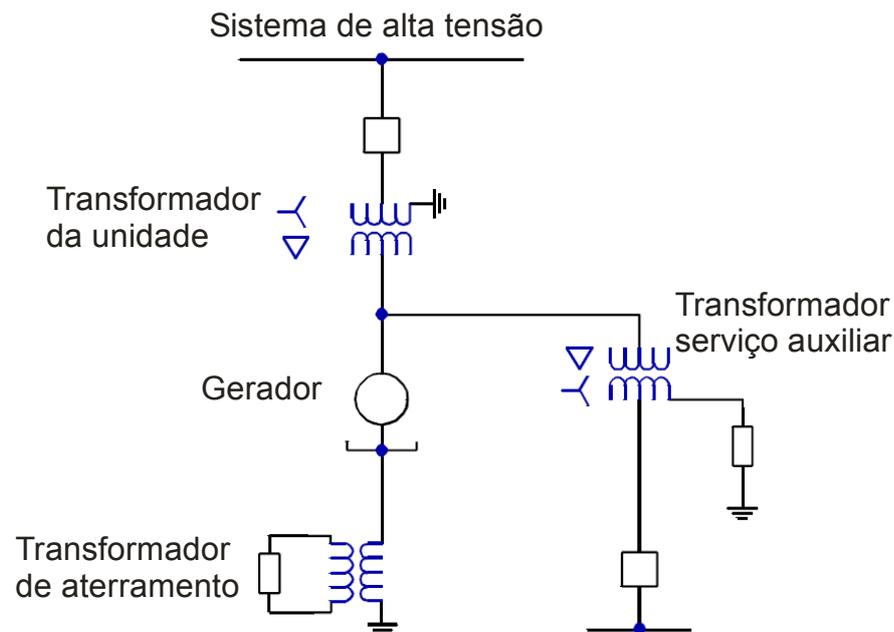


Figura 2 – Configuração Unidade Gerador-Transformador (IEEE STD. C37.102-1995, 1995)

2.3.1. Proteção Diferencial – ANSI 87

É a proteção mais importante entre todas aplicadas à unidade geradora. Seu princípio de funcionamento consiste na medição de corrente em no mínimo dois pontos do gerador (normalmente no fechamento do neutro e na saída para o transformador elevador), e é baseado no princípio de que a corrente que entra em um nó é a mesma que sai deste nó, sendo o gerador o referido nó. Após a medição é efetuada a comparação entre as duas correntes. Caso exista uma diferença significativa (este valor de limiar é ajustável) entre estas correntes, isto significa que existe alguma “fuga” de corrente entre os dois pontos medidos, o que caracteriza uma falta interna à área protegida, e então a proteção atua. Na Figura 3 é apresentado um esquema unifilar de ligação da proteção diferencial onde se pode observar como é feita a conexão dos transformadores de corrente (TCs) e do medidor de corrente diferencial (IEEE STD. C37.102-1995, 1995; REIMERT, 2006).

Na Figura 3 tem-se a orientação das correntes para os casos de operação normal e em condição de falta. Durante a operação normal

(corrente I_p) a corrente flui pelo gerador, entrando no lado do neutro e saindo pelas conexões de saída do gerador em direção ao sistema alimentado por este. Neste momento as correntes medidas pelos dois TCs (corrente I) é a mesma, porém com sinal contrário, de forma que estas se anulam quando processadas pelo relé diferencial (M). Já em uma condição de falta, considerando a falta no estator do gerador, esta falta é suprida por corrente proveniente do próprio gerador (I_{p1}) e também pelo sistema (I_{p2}). Com a polaridade invertida do TC2 em relação ao TC1, as correntes se somam quando processadas pelo elemento diferencial (M) e então é detectada a falta no gerador e a proteção atua efetuando o trip.

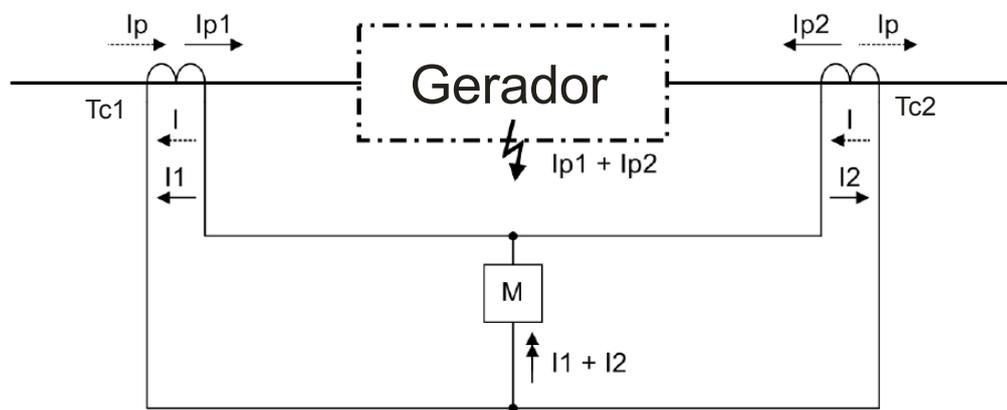


Figura 3 – Proteção diferencial (SIEMENS, 2005)

A proteção diferencial está sujeita à atuação devido a uma falta externa, já que nesta situação a corrente pode ser muito elevada levando os TCs à saturação. Os TCs podem não ter o mesmo comportamento sob saturação, levando o relé diferencial a entender esta falta externa como uma falta interna. Para evitar estes erros de atuação, a proteção diferencial normalmente utiliza duas medições de corrente: uma delas é a própria corrente diferencial e a outra é a corrente de estabilização. Estas correntes são dadas por:

$$\begin{aligned} I_{DIF} &= |I_{P1} + I_{P2}| \\ I_{ESTAB} &= |I_{P1}| + |I_{P2}| \end{aligned} \quad (1)$$

onde:

I_{DIF} – Corrente diferencial

I_{ESTAB} – Corrente de estabilização

Para condições ideais, quando a falta é interna $I_{DIF} = I_{ESTAB}$. Desta forma consegue-se evitar a atuação da proteção diferencial para faltas externas.

A proteção diferencial aplicada da maneira descrita acima é chamada 87G, de acordo com o código ANSI (IEEE STD. C37.2-1996, 1996). Porém esta proteção também pode incluir outros dispositivos da unidade geradora como transformador elevador e transformador de serviço auxiliar, sendo então chamada 87U. Caso a proteção diferencial dos transformadores, tanto de elevação de tensão quanto de serviço auxiliar seja feita separadamente, esta é então implementada utilizando a proteção diferencial de transformador ou 87T (IEEE STD. C37.102-1995, 1995).

Para o aterramento efetuado com impedância a proteção diferencial não consegue detectar faltas para a terra ocorridas no início do enrolamento estático, devido à baixa intensidade da corrente de falta para terra. Existem outras proteções aplicadas para a proteção de faltas do estator para a terra, entre as quais está a Proteção Diferencial Residual (87GN), ilustrada na Figura 4. Esta utiliza o mesmo princípio da proteção diferencial, porém aplicada entre a terra e a saída do gerador e sendo esta bem mais sensível, ela tem a capacidade de proteger o gerador para faltas a terra. Porém quando o aterramento é feito com alta impedância, mesmo a proteção 87GN pode não detectar a falta para terra, sendo necessária neste caso a aplicação de proteção especial de falta para terra no estator, que será descrita posteriormente (IEEE STD. C37.102-1995, 1995; SIEMENS, 2005; SCHWEITZER, 2007).

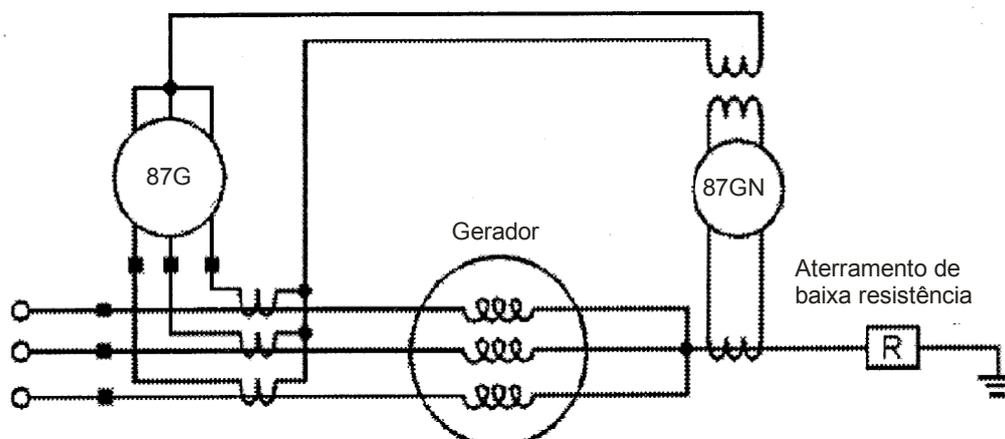


Figura 4 – Proteção diferencial residual 87GN (PILLAI et al., 2004)

2.3.2. Proteção de Sobrecorrente – ANSI 50/51

Como o próprio nome já diz, esta proteção tem a função de proteger o gerador contra uma corrente muito elevada que pode vir a danificá-lo. Existem basicamente dois tipos de proteção de sobrecorrente: a proteção de sobrecorrente instantânea e a proteção de sobrecorrente temporizada, no código ANSI são chamadas 50 e 51, respectivamente (IEEE STD. C37.2-1996, 1996).

Na proteção de sobrecorrente instantânea é configurado um valor limite para a corrente, por exemplo 150% da corrente nominal, e caso este valor seja atingido a proteção atua enviando instantaneamente um sinal para desligamento (*trip*) do disjuntor da unidade geradora. Atualmente, com a utilização dos relés digitais é possível temporizar a atuação desta proteção, atribuindo um valor fixo de tempo durante o qual a corrente deve se manter igual ou acima do valor limite configurado (REIMERT, 2006; IEEE STD. C37.102-1995, 1995).

O funcionamento da proteção de sobrecorrente temporizada é mais complexo que a instantânea. Neste caso é configurado um valor mínimo de corrente, chamado valor de disparo (*pickup*) que normalmente é 110

ou 120% da corrente nominal. Quando este valor é atingido é iniciada a função de contagem de tempo e caso seja atingido o valor pré-especificado, a proteção atua e gera o comando de "trip" na unidade. A grande diferença desta função é que a contagem de tempo obedece a uma curva com relação inversamente proporcional entre o tempo e a intensidade da corrente, ou seja, para valores menores de corrente o tempo para a atuação é maior e para valores elevados de corrente o tempo de atuação é menor. Em alguns casos esta função é combinada com a função instantânea, ou seja, não há temporização quando a corrente ultrapassa um determinado valor (ANDERSON, 2005; REIMERT, 2006; IEEE STD. C37.102-1995, 1995).

As curvas utilizadas para configurar a função de sobrecorrente temporizada são padronizadas. Existem padronizações IEEE (EUA) e IEC (Europa) para as curvas utilizadas nesta proteção. Existe ainda o "Dial" que é um ajuste que desloca a curva verticalmente, aumentando ou reduzindo o tempo de resposta do relé. São mostrados na Figura 5 dois exemplos de curvas, uma do IEEE e outra do IEC (IEEE STD. C37.102-1995, 1995; SIEMENS, 2005).

A proteção de sobrecorrente tem a função principal de evitar que o gerador opere durante faltas externas à área protegida pela proteção diferencial já que esta protege o gerador apenas contra faltas ocorridas entre os pontos de medição das correntes. Portanto a proteção de sobrecorrente também pode ser configurada como uma proteção de retaguarda e proteger também contra uma falha da proteção diferencial (IEEE STD. C37.102-1995, 1995; REIMERT, 2006).

Existe também a proteção de sobrecorrente direcional, que atua de forma semelhante à proteção de sobrecorrente descrita anteriormente, porém agora utilizando um elemento direcional, que faz com que a proteção "enxergue" faltas apenas na direção desejada. Esta ferramenta pode ser bastante útil para efetuar seletividade com a proteção diferencial, por exemplo, já que se pode utilizar a proteção de

sobrecorrente instantânea direcional, mas para faltas apenas após a área protegida pela proteção diferencial. Desta forma o ajuste de disparo (*pickup*) não precisa levar em consideração a seletividade com a proteção diferencial. Ou então utilizar a proteção de sobrecorrente temporizada apenas como proteção de retaguarda contra uma falha na operação da proteção diferencial, fazendo com que a proteção de sobrecorrente “enxergue” apenas para dentro do gerador (ANDERSON, 2005; REIMERT, 2006; SIEMENS, 2005).

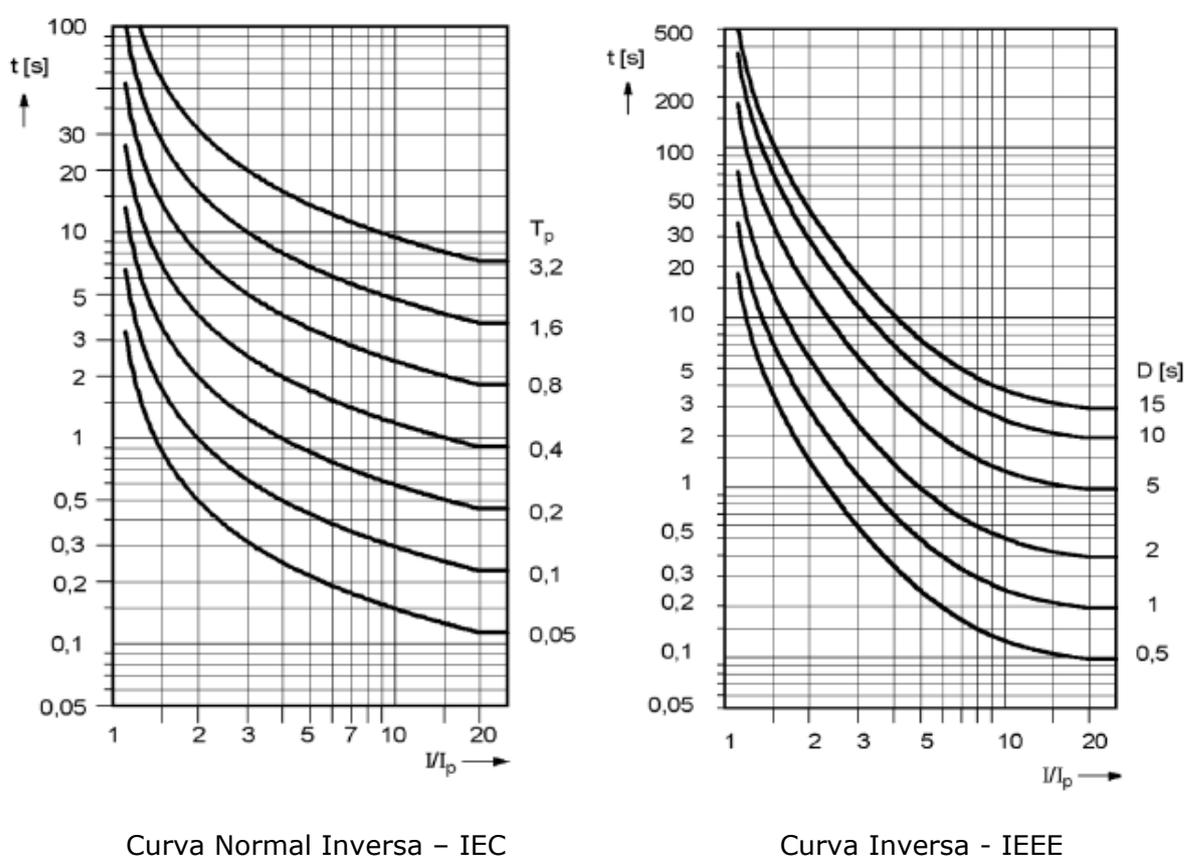


Figura 5 – Curvas padronizadas (SIEMENS, 2005)

Existem sistemas com baixa constante de tempo ou então que retiram a corrente de excitação do próprio gerador, ou seja, em uma falta a tensão cai rapidamente e em conseqüência a corrente também diminui. Um exemplo seria a ocorrência de uma falta muito próxima de uma unidade geradora. Desta forma o sinal de disparo (*pickup*) é retirado (*dropout*) devido à diminuição da corrente mesmo com a falta ainda em

andamento, cessando a contagem de tempo de uma função de sobrecorrente temporizada. Na tentativa de evitar estes casos existe a proteção de sobrecorrente com restrição por tensão e/ou a proteção de sobrecorrente controlada por tensão, descrita no IEEE Std. (1996). Estas funções recebem o código 51V da tabela ANSI. Normalmente os relés utilizam apenas a componente de seqüência positiva da tensão para efetuar este tipo de proteção (IEEE STD. C37.102-1995, 1995; SIEMENS, 2005; REIMERT, 2006).

No caso da proteção restrita por tensão o valor da corrente de disparo (*pickup*) é função do valor da tensão, sendo normalmente limitado entre 25% e 100% do valor de disparo para tensão nominal. Já no caso do valor controlado por tensão, quando o valor da tensão fica abaixo de um valor ajustável pré-estabelecido (80% do valor nominal, por exemplo), o valor de disparo da proteção de sobrecorrente é automaticamente modificado para outro valor também pré-ajustado. Ou seja, ambas variam o valor de disparo da proteção de sobrecorrente de acordo com a variação do valor da tensão, porém a função restrita por tensão possui maior sensibilidade. Na Figura 6 pode-se observar a curva que estabelece a relação entre o valor de disparo da proteção de sobrecorrente restrita por tensão de acordo com a variação da tensão para o relé SIPROTEC 7UM622 da Siemens (SIEMENS, 2005).

Onde:

V_{nom} – tensão nominal do gerador

Fator – fator de multiplicação do valor de disparo

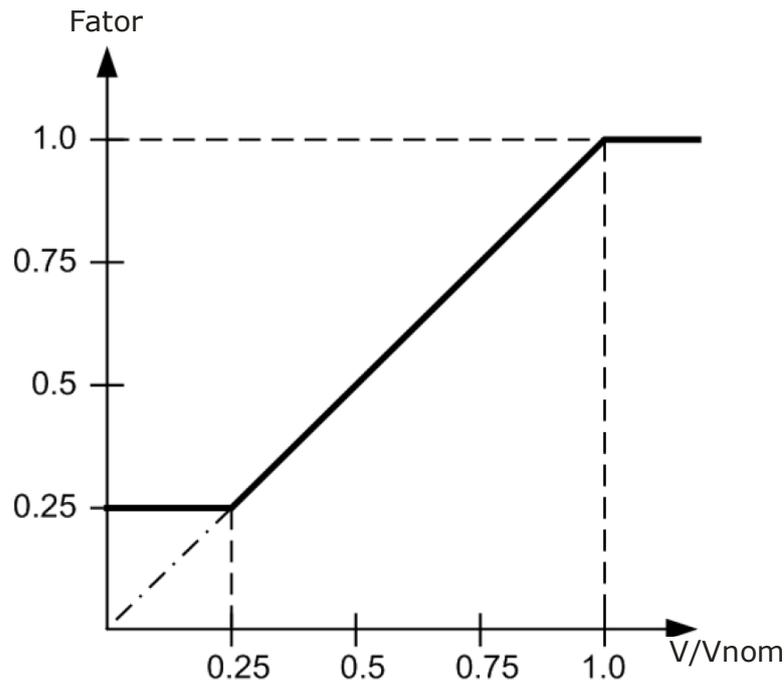


Figura 6 – Valor de disparo dependente da tensão (SIEMENS, 2005)

2.3.3. Proteção de Distância – ANSI 21

Esta metodologia de proteção, também chamada de proteção de impedância, utiliza as medições de corrente e tensão do gerador para calcular a impedância do sistema vista pelo gerador naquele instante.

Os geradores, transformadores, linhas de transmissão, entre outros equipamentos do sistema elétrico, possuem uma impedância associada a eles. Desta forma pode-se associar a uma parte do sistema elétrico (a parte que se deseja proteger) uma impedância, que será a soma dos componentes desta parte do sistema. Por exemplo, um gerador, uma subestação e uma LT podem constituir um sistema a ser protegido, neste caso a impedância seria a soma das impedâncias destes componentes. Caso ocorra uma falta após o sistema protegido, a impedância até a falta será igual ou superior ao valor estabelecido pela soma explicada acima. Porém se a falta ocorrer internamente ao sistema suposto, a impedância será menor. Assim a proteção de distância consegue, através do cálculo da impedância, saber a distância do circuito compreendido pelo gerador e

o sistema ao qual ele está conectado, e assim proteger o sistema contra faltas externas e internas.

A proteção de distância trabalha por zonas de proteção, ou seja, cada zona tem um valor limite de impedância e caso a impedância calculada pelo sistema entre nesta zona, ou seja, se o valor da impedância calculada for menor que o valor limite da zona, é disparado um temporizador que conta o tempo, até o valor configurado para aquela zona. Um relé de distância normalmente possui duas zonas de proteção onde a primeira normalmente inclui 80 a 120% da impedância da unidade geradora (no caso a soma da impedância síncrona do gerador e do transformador elevador), a segunda zona normalmente cobre até 80% da(s) linha(s) de transmissão à(s) qual(is) o gerador está conectado. Na Figura 7 pode-se observar a característica das zonas de proteção geralmente utilizadas pelos fabricantes de relés europeus. O tempo de contagem para a atuação do *trip* normalmente é menor quando a impedância entra na primeira zona e maior para a segunda zona (IEEE STD. C37.102-1995, 1995; REIMERT, 2006).

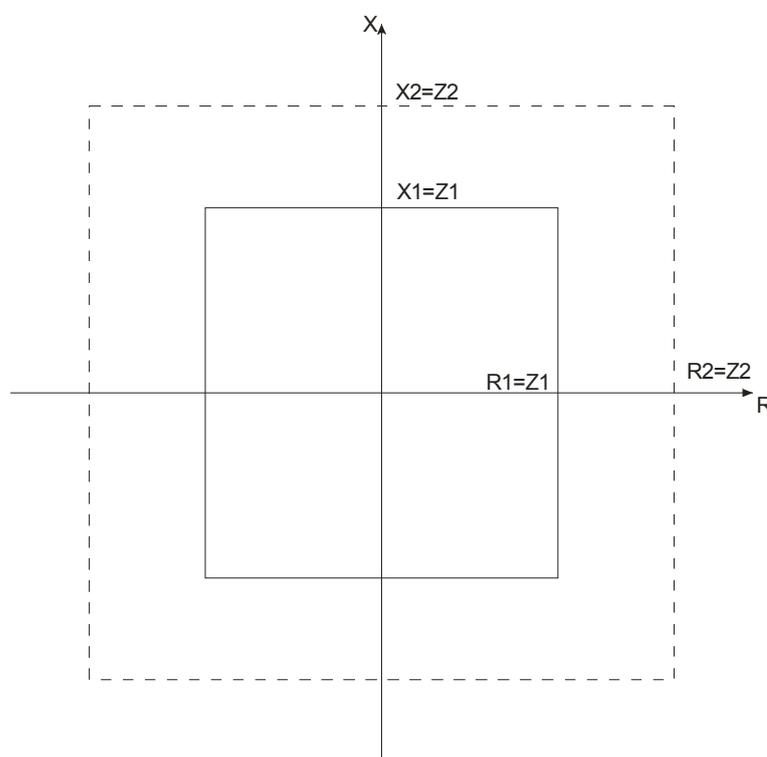


Figura 7 – Zonas de proteção de distância (SIEMENS, 2005)

A proteção de distância é a principal proteção de retaguarda da unidade geradora, ou seja, ela só atua quando alguma outra proteção que deveria ter atuado falhou. Por exemplo, se a falta ocorreu na linha que conecta o gerador ao sistema, a proteção que deve atuar é a proteção da linha, porém se esta falhar então a proteção de distância do gerador irá atuar como proteção de retaguarda. Isto serve tanto para a unidade geradora protegida quanto para o sistema ao qual a unidade está conectada (IEEE STD. C37.102-1995, 1995).

Como no caso da proteção de sobrecorrente, esta proteção também pode contar com um elemento direcional. Desta forma pode ser configurada para proteger apenas a unidade geradora, ou o sistema ao qual a unidade está conectada, ou ambos, de acordo com a preferência do engenheiro de proteção que efetuar o projeto (REIMERT, 2006).

2.3.4. Proteção de Reversão de Potência – ANSI 32

Quando um gerador síncrono perde ou tem sua força motriz reduzida substancialmente, considerando que seu campo magnético não seja afetado, ele passa a consumir energia do sistema elétrico ao qual está conectado, deixando de ser um gerador e passando a atuar como motor síncrono. A potência consumida pela unidade geradora na condição de motor síncrono é a soma das perdas por atrito e fricção na turbina e as perdas elétricas no gerador (REIMERT, 2006).

Caso o campo magnético do gerador seja afetado, o gerador pode perder sincronismo e se tornar um motor de indução, porém a proteção contra esta situação é normalmente efetuada pela proteção de perda de campo (código 40 na tabela ANSI).

Para unidades geradoras a vapor, a motorização pode causar danos sérios à turbina a vapor da unidade. Por exemplo, durante a operação normal o vapor que flui pela turbina ajuda a resfriar o aquecimento por atrito nas pás da turbina, porém quando ocorre a motorização o fluxo de vapor diminui muito e não tem mais a capacidade de resfriar as pás da

turbina, podendo desta forma ocasionar deformações e outros danos devido ao sobreaquecimento da turbina. A perda de fluxo de vapor, além de diminuir a capacidade de dissipar o calor, também diminui a capacidade de equalizar o calor dentro da turbina, dando origem a pontos de calor excessivo. Estes pontos de calor também podem causar distorções e esforços na turbina, o que por sua vez também pode causar fricção entre componentes, aumentando ainda mais o calor, causando desgaste (REIMERT, 2006).

Para unidades geradoras que utilizam outros tipos de força mecânica como fonte de energia primária, outros danos podem acontecer. Para uma unidade geradora hidráulica, caso o fluxo de água seja perdido normalmente a turbina permanece sob a água, o que pode causar cavitação nas pás da turbina quando da motorização do gerador. Para unidades geradoras movidas a motor por combustão, a força motriz resultante do motor pode ser retirada por alguma proteção mecânica, deixando assim o gerador sem força motriz. Nestes tipos de unidades a motorização normalmente é o resultado de um desligamento (*trip*) de alguma proteção mecânica e o impacto pode ser grande porque a falta mecânica pode ainda não ter sido solucionada, podendo causar até riscos de explosões e fogo devido ao combustível ainda não queimado (REIMERT, 2006).

Para evitar possíveis danos à máquina primária e também à máquina síncrona, pode ser utilizada tanto proteção mecânica quanto proteção elétrica de reversão de potência. A proteção mecânica consiste de detectores de sobreaquecimento, fluxo de água ou vapor, válvulas, etc. Já a proteção elétrica monitora a direção do fluxo de potência da unidade. O foco do trabalho são as proteções elétricas, portanto a ênfase será dada a este tipo de proteção.

Um relé de potência localizado nos terminais do gerador e "olhando" para dentro do gerador pode detectar esta condição. O tipo de máquina primária irá determinar a sensibilidade requerida para o relé.

Para turbinas a gás a potência consumida durante a motorização pode passar de 100% da potência nominal para uma máquina de eixo-simples, ou atingir 10 a 15% em uma máquina de eixo-duplo. Por outro lado, para turbinas hidráulicas com as pás acima do nível da água a potência consumida varia entre 0,2 e 2% da potência nominal, porém quando a turbina está totalmente submersa em água a potência consumida pode atingir até 100% da nominal. Geradores diesel consomem entre 15 e 25% da potência nominal durante a motorização e turbinas a vapor sob vácuo total consomem algo em torno de 0,5 a 3% da potência nominal, já para turbinas sem condensadores ou com condensadores que perdem o vácuo o consumo pode ultrapassar os 3 % da potência nominal (ANDERSON, 2005; REIMERT, 2006).

Os relés de reversão de potência podem medir a potência monofásica ou trifásica. Os relés digitais, em sua maioria, utilizam a medição trifásica de potência, a qual produz um resultado mais preciso já que não está sujeita a possíveis desbalanços entre as fases.

Os relés de reversão de potência podem ser calibrados em ampéres ou em watts secundários. Através do ângulo do fator de potência é determinado o sentido do fluxo de potência ativa, e com os valores de tensão e corrente de linha) calcula-se a intensidade do fluxo de potência. Desta forma é possível saber o valor da potência e sua direção, caso o sentido do fluxo de potência esteja “entrando” no gerador e seu valor ultrapasse o valor calibrado, então a proteção atua e é efetuado o desligamento (*trip*) ou outro comando programado para esta situação.

2.3.5. Proteção de Perda de Campo – ANSI 40

A perda de campo ocorre quando o sistema de excitação falha. Isto pode ocorrer por várias razões como falha do equipamento de excitação, abertura inadvertida do disjuntor de campo, um circuito aberto ou um curto-circuito no sistema de excitação, entre outras. Independente do motivo, esta condição coloca em risco o gerador e, dependendo da

importância do gerador para o sistema, o sistema elétrico também (REIMERT, 2006).

A perda do campo magnético produz a queda da tensão interna do gerador, conseqüentemente a tensão terminal da máquina também diminui e, caso o gerador esteja fornecendo energia reativa para o sistema, o mesmo passará a consumir energia reativa de forma a compensar a falta no circuito de campo. O consumo de reativo do sistema pode ultrapassar a capacidade da máquina causando sérios danos aos enrolamentos da mesma. Além disto, a diminuição da força magnética do campo irá enfraquecer o acoplamento magnético entre o rotor e o estator, até que o acoplamento fique tão fraco que o gerador irá perder o sincronismo com o sistema (REIMERT, 2006; ANDERSON, 1999).

A diminuição da tensão interna do gerador diminui o valor de pico da curva do ângulo de carga, como mostrado na Figura 8, de forma que o ângulo de operação, que é a intersecção entre a curva do ângulo de carga e a potência mecânica da turbina, irá variar. Quanto mais a curva de potência cair, mais o ângulo de operação irá aumentar, até chegar ao valor da máxima transferência de potência quando o ângulo atinge 90° . Se a tensão interna cair além deste ponto o gerador se torna incapaz de transmitir toda a potência mecânica para o sistema, tendendo a acelerar e desta forma perder o sincronismo.

Conforme o gerador aumenta a velocidade, a potência mecânica da turbina diminui com a atuação do regulador de velocidade. A potência mecânica da turbina e a potência elétrica de saída do gerador encontrarão possivelmente um novo ponto de equilíbrio com o gerador operando acima da velocidade de sincronismo, como um gerador de indução, consumindo energia reativa do sistema. Tipicamente o escorregamento final varia entre 2 e 5% (REIMERT, 2006).

O aumento da velocidade, assim como o impacto da perda de campo para o gerador e o sistema dependem principalmente da potência inicialmente transmitida, mas também da impedância do sistema e do

estatismo da máquina. Normalmente leva alguns segundos para que o gerador perca o sincronismo com o sistema. Também vale ressaltar que a potência elétrica transmitida após o novo ponto de equilíbrio será menor que a potência elétrica inicialmente transmitida (REIMERT, 2006; ANDERSON, 1999).

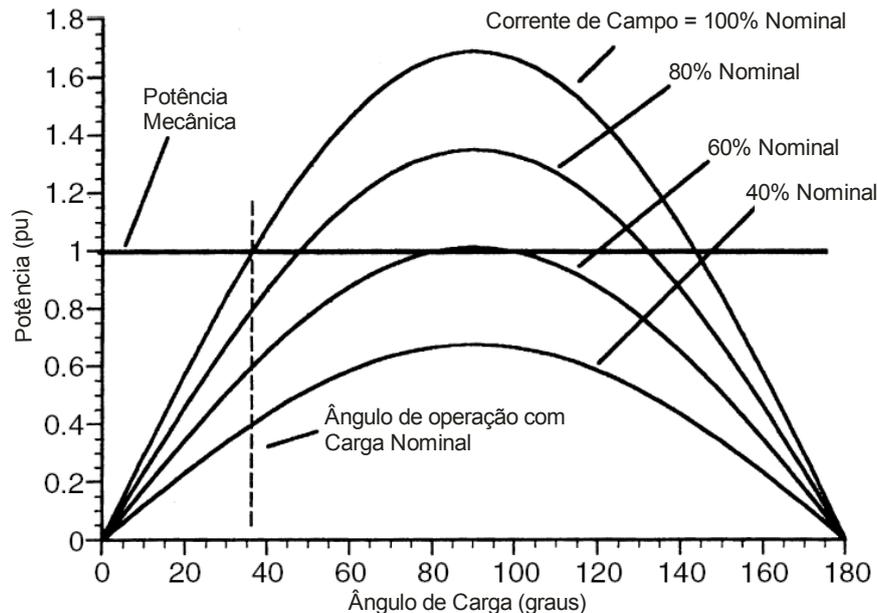


Figura 8 – Curva de ângulo de carga (REIMERT, 2006)

Os principais efeitos ocasionados pela perda de campo à unidade geradora são o grande *stress* mecânico ao qual são submetidos o gerador e a turbina. Efeitos causados por pulsações de torque, excursões de corrente que ocorrem até que o novo ponto de equilíbrio seja atingido e a conseqüente elevação de temperatura que pode danificar os enrolamentos da máquina, principalmente nos terminais dos enrolamentos devido às correntes induzidas. Os geradores de termoelétricas sofrem mais com este tipo de falta devido a sua configuração de pólos lisos, já geradores hidráulicos possuem pólos salientes, normalmente providos de enrolamentos de amortecimento nos pólos. Desta forma podem suportar este tipo de falta por certo período sem que haja danos à máquina (REIMERT,2006; ANDERSON,1999).

Já para o sistema, o impacto depende do tamanho da unidade geradora frente ao sistema. Caso a capacidade da unidade geradora seja pequena em relação ao sistema o impacto é ínfimo, mas se a unidade é grande e a máquina com problema não for removida do sistema, os outros geradores do sistema terão de suprir além dos MVARs que a máquina com falta deixará de gerar, também os MVARs que esta máquina irá consumir e podem não agüentar esta falta por muito tempo, pois terão problemas de temperatura e esgotamento nos seus sistemas de excitação. Isto irá diminuir a tensão no sistema como um todo, podendo ocasionar problemas para os consumidores do sistema e também gerar um colapso de tensão (REIMERT, 2006; ANDERSON, 1999).

Visando minimizar os possíveis danos causados por uma falta deste tipo é utilizada a proteção de perda de campo (número 40 na tabela ANSI). O princípio de funcionamento do relé de perda de campo utilizado atualmente é baseado na medição de impedância efetuada nos terminais do gerador (ANDERSON, 1999).

Ao final de uma falta no circuito de campo, o gerador síncrono opera como gerador de indução e sua impedância é única e pode ser utilizada para diferenciar a falta por perda de campo de alguma outra possível falta. Se o gerador está inicialmente operando sob plena carga quando ocorre a perda de campo a impedância individual dos eixos é ligeiramente superior à reatância transitória de eixo direto ($X'd$) e à reatância transitória do eixo em quadratura ($X'q$). Se o gerador está operando com carga baixa e ocorre uma perda de campo, então a impedância individual dos eixos será um pouco menor que a reatância de eixo direto (X_d) e a reatância do eixo em quadratura (X_q). Portanto, a impedância medida pelo relé de perda de campo irá variar entre $X'd$ e $X'q$ se o gerador estava inicialmente operando a plena carga e entre X_d e X_q se o gerador estava operando inicialmente com carga baixa (REIMERT, 2006; ANDERSON, 1999).

Sabendo-se que X_d é maior que X_q e que $X'd$ é menor que $X'q$, a

proteção de perda de campo deve englobar todos valores entre $X'd$ e X_d para operar desde pequenas cargas até plena carga. Para obedecer a este critério, se tornou prática usual configurar o elemento de impedância deste tipo de proteção com o diâmetro de X_d e um *offset* com o valor da metade de $X'd$, como mostrado na Figura 9 (REIMERT, 2006).

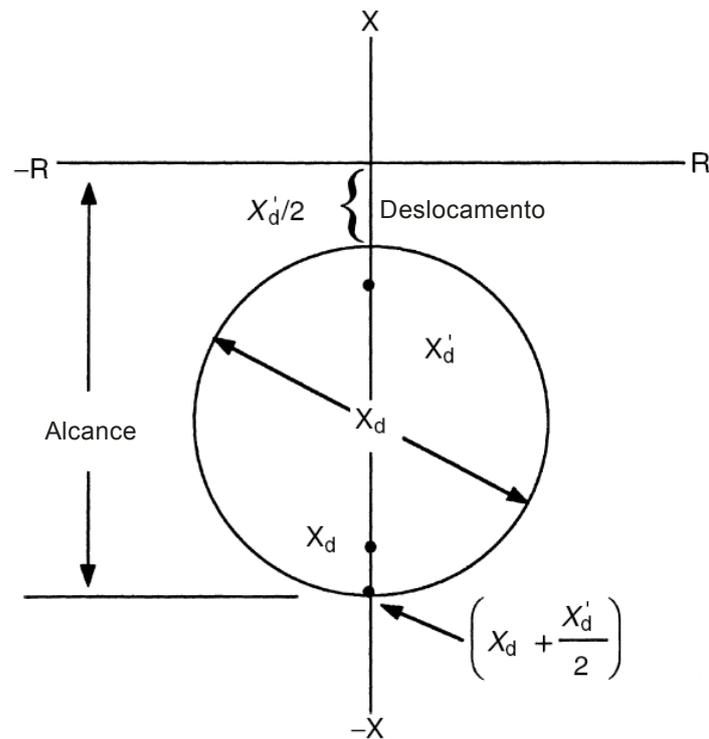


Figura 9 – Configuração típica da proteção de perda de campo (REIMERT, 2006)

Desta forma, a proteção baseada na medição de impedância nos terminais do gerador pode distinguir precisamente entre uma falta por perda de campo e outra eventual falta ocorrida no sistema ou no próprio gerador. Além disto, outra configuração importante para este tipo de proteção é a coordenação com a curva de capacidade da máquina síncrona, de forma que o consumo de reativo no caso de uma falta deste tipo não ultrapasse os limites operacionais da máquina.

Também pode ser aplicada à proteção de perda de campo uma metodologia de configuração baseada em três curvas limites de operação no plano B-G. Estas curvas são apresentadas na Figura 10.

No plano R-X estas curvas representarão dois círculos, sendo que a

intersecção destes engloba os valores da perda total de campo e portanto tem tempo de atuação menor. As configurações de distância e ângulo de inclinação destas curvas são obtidas através das especificações limites das máquinas, de forma a respeitar sua curva de capacidade.

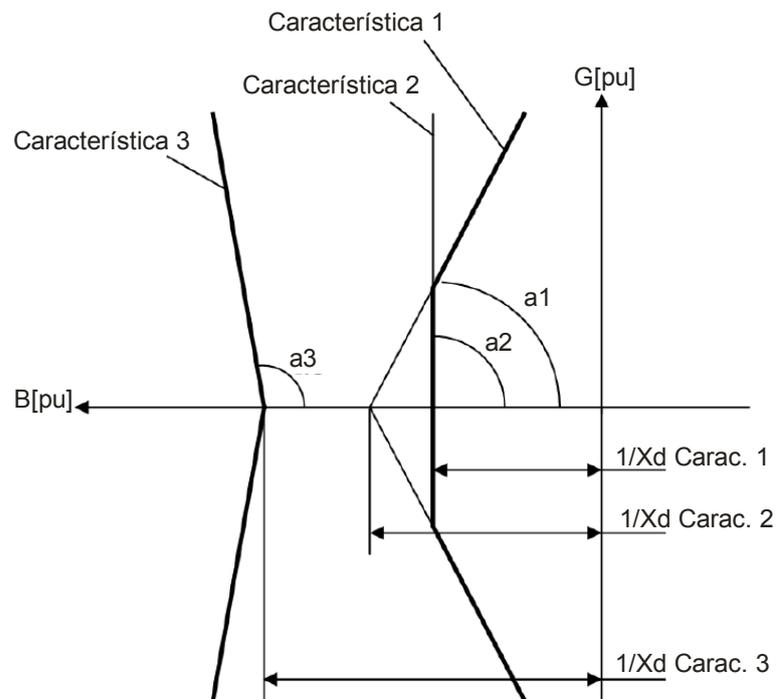


Figura 10 – Característica da proteção de perda de campo no plano B-G (SIEMENS, 2005)

Com este tipo de configuração para a proteção de perda de campo se conseguem melhores resultados, com atuações mais rápidas quando da existência de uma perda total de campo evitando danos à máquina e também com menor número de atuações indevidas devido a oscilações estáveis do sistema (LEITE; SILVEIRA, 2007).

É apresentado por Morais et al. (2007) uma proposta de utilização da proteção de perda de campo na qual se tenta aumentar a área permissiva de operação da máquina, sem prejudicar o desempenho da proteção em casos de falta. Para isto são utilizadas mais de uma característica de impedância na proteção, as quais se auto adaptam com os valores de tensão terminais da máquina no instante do transitório. Os

resultados apresentados pelo autor mostram um ganho significativo de área de operação para casos em que a operação da máquina se dá com baixa excitação e tensão terminal.

2.3.6. Proteção de Desbalanço de Carga (Corrente de Seqüência Negativa) – ANSI 46

Carga desbalanceada em um gerador síncrono provoca a circulação de correntes de seqüência negativa nos enrolamentos do estator, as quais são refletidas ao ferro do rotor com o dobro da freqüência nominal de seqüência positiva e podem causar sobreaquecimento do rotor (ANDERSON, 1999).

As principais causas do desbalanço de carga e conseqüente circulação de corrente negativa são: abertura de uma fase de uma LT, abertura de um pólo de um disjuntor do gerador ou outro componente do sistema, o fechamento sob falta sendo esta falta desbalanceada, uma falta nos enrolamentos do estator ou falta de transposição das LTs. Uma falta desbalanceada próxima ao gerador causa mais aquecimento em máquinas síncronas do que uma falta balanceada (ANDERSON, 1999; IEEE STD. C37.102-1995, 1995).

Existe também o efeito do torque pulsante provocado pela força magnética produzida pela corrente de seqüência negativa que circula no estator. As pulsações produzidas por este torque contrário ao giro real do rotor são transmitidas ao estator. Caso o estator seja montado sobre amortecedores, estas pulsações são dissipadas nestes amortecedores. Caso contrário as pulsações de torque são dissipadas nas fundações do estator. Porém este problema tem menor impacto que o aquecimento do rotor e por isso não gera tamanha preocupação (REIMERT, 2006).

Se a falta permanece por um longo tempo, os danos ao rotor podem ser grandes, podendo fundir o ferro do rotor. Porém se a intensidade de corrente de seqüência negativa for muito alta o dano pode ser causado em um tempo relativamente pequeno. Como o maior dano é

causado ao rotor, o critério para aplicação da proteção de desbalanço de carga é baseado na capacidade do rotor de suportar este tipo de falta (ANDERSON,1999; REIMERT, 2006).

Existem dois parâmetros que expressam os limites suportados pela máquina. O primeiro parâmetro é dado por

$$K = I_2^2 t \quad (2)$$

onde K é o limite de corrente de seqüência negativa que a máquina suporta em um curto período de tempo, não ultrapassando 120 segundos. Este limite pode variar sobre uma ampla faixa de valores, dependendo do tipo da máquina. Na Tabela 1 é apresentada uma relação de valores de K para os tipos mais comuns de máquinas síncronas.

Tabela 1 – Valores permissíveis de I_2 em um curto período de tempo (IEEE STD. C37.102-1995, 1995)

Tipo de Gerador	$I_2^2 t$ Permitido (pu e seg.)
Gerador de pólos salientes	40
Compensador síncrono	30
Geradores com rotor cilíndrico	
Resfriado indiretamente	30
Resfriado diretamente (0–800 MVA)	10
Resfriado diretamente (801–1600 MVA)	10–(0.00625)(MVA-800)

Já a capacidade de suportar certa quantidade de corrente de seqüência negativa durante períodos longos de tempo está relacionada na Tabela 2.

Os valores apresentados na Tabela 2 também estão sujeitos ao cumprimento de outro limite da máquina, o de máxima corrente por fase. Portanto, além de obedecer aos limites mencionados acima, a corrente

total por fase não deve exceder 105% do valor nominal (IEEE STD. C37.102-1995, 1995).

Tabela 2 – Valores permissíveis de I_2 contínuo (IEEE STD. C37.102-1995, 1995)

Tipo de Gerador	I_2 Permitido (%)
Pólos Salientes	
Com enrolamentos amortecedores	10
Sem enrolamentos amortecedores	5
Rotor Cilíndrico	
Resfriado indiretamente	10
Resfriado diretamente --- até 960MVA	8
961 até 1200 MVA	6
1201 até 1500 MVA	5

A proteção contra este tipo de falta é efetuado por um relé de sobrecorrente sensível à corrente de seqüência negativa e configurado com os limites discutidos anteriormente.

2.3.7. Proteção de Sobretensão – ANSI 59

A sobretensão em geradores pode ocorrer mesmo que não sejam ultrapassados os limites V/Hz da proteção de sobreexcitação. Este tipo de problema é mais comum em máquinas hidráulicas. Por exemplo, quando há uma rejeição de carga a velocidade nestes geradores aumenta devido à resposta lenta de seus reguladores de velocidade e também à grande inércia destas máquinas, podendo atingir até 200% da velocidade nominal. Conseqüentemente, a tensão terminal na máquina também aumenta, podendo atingir valores superiores ao seu limite, resultando em danos. Outros fatores que podem gerar aumentos repentinos de tensão são descargas atmosféricas e chaveamentos de componentes do sistema. Máquinas a vapor e a gás normalmente não sofrem com este tipo de

problema, pois seus reguladores de velocidade têm resposta bem mais rápida (IEEE STD. C37.102-1995, 1995; ANDERSON, 1999).

A proteção para este tipo de falta normalmente é feita utilizando-se um relé de sobretensão insensível à frequência. Este relé normalmente possui duas características, sendo uma instantânea e uma temporizada inversamente proporcional à intensidade da sobretensão. Sua característica instantânea é normalmente configurada para valores entre 130 a 150% da tensão nominal, enquanto que a unidade inversamente temporizada tem seu valor de disparo normalmente configurado para algo em torno de 110% da tensão nominal (IEEE STD. C37.102-1995, 1995; ANDERSON, 1999).

2.3.8. Proteção de Falta à Terra no Estator – ANSI 64G/59GN

Existem várias topologias de aterramento aplicadas a geradores síncronos, como aterramento de baixa impedância, aterramento de alta impedância, sem aterramento (gerador isolado da terra), aterramento por reatância, entre outros (IEEE STD. C37.101-1993, 1993).

A topologia de aterramento mais utilizada na prática em usinas hidroelétricas de grande porte é o aterramento de alta impedância utilizando um transformador de aterramento. Nesta configuração é utilizado um transformador de distribuição com uma resistência de valor não muito alto conectada no seu secundário. Devido à relação de transformação, esta resistência é vista pelo lado do gerador como uma resistência de valor elevado. Este tipo de aterramento limita consideravelmente o valor da corrente de curto-circuito para terra, diminuindo assim os danos causados ao gerador em uma eventual falta (IEEE STD. C37.101-1993, 1993).

Devido à proximidade das barras estatóricas com o núcleo do estator que tem potencial de terra e, visto também que muitas vezes as barras estatóricas de fases diferentes não estão muito próximas, a maioria das faltas ocorridas no estator dos geradores são faltas fase-terra. No

caso de faltas fase-fase os danos causados normalmente podem ser rapidamente concertados com o reparo dos danos à isolação ou com a substituição das barras estatóricas defeituosas. Já os danos causados por faltas fase-terra são bem mais severos, onde freqüentemente há o derretimento das lâminas do núcleo do estator e para concertar normalmente estas lâminas precisam ser trocadas resultando num longo tempo de indisponibilidade da máquina (ANDERSON, 1999).

Como descrito no subitem 2.3.1, a proteção diferencial tem dificuldades em detectar uma falta para terra, principalmente quando esta ocorre nas barras estatóricas mais próximas do fechamento de neutro onde a tensão é mais baixa. Também foi descrito neste subitem que existe uma aplicação de proteção diferencial para falta a terra denominada 87N, que tem a capacidade de detectar faltas para terra. Porém para a topologia de aterramento com alta impedância as correntes de falta a terra podem ser muito pequenas, sendo que até esta proteção diferencial sensível tem dificuldade em detectar estes tipos de falta.

A proteção para terra mais utilizada para a topologia de aterramento de alta impedância é a utilização de um relé de sobretensão em paralelo com a impedância (normalmente um resistor) conectada ao secundário do transformador de distribuição, como mostrado na Figura 11. Este método tem boa capacidade de detectar faltas para terra, mesmo quando a corrente é muito pequena, devido à relação de transformação do transformador de distribuição (IEEE STD. C37.101-1993, 1993).

Pode-se observar a presença de um relé de sobrecorrente conectado ao circuito da Figura 11, esta aplicação é comumente aplicada como proteção de *backup* para o caso de uma falha no relé de sobretensão (IEEE STD. C37.101-1993, 1993).

Mesmo esta topologia de proteção está sujeita a falha quando a falta é muito próxima do fechamento de neutro. Devido ao problema de operação indevida, a sensibilidade destes relés não pode ser muito pequena, para não operar inadvertidamente sob condições normais de

operação. Desta forma, normalmente os parâmetros destes relés são ajustados para proteger 90% a 95% dos enrolamentos do estator, sendo que os 10% que estão próximos ao fechamento de neutro ficam desprotegidos (IEEE STD. C37.101-1993, 1993; REIMERT, 2006).

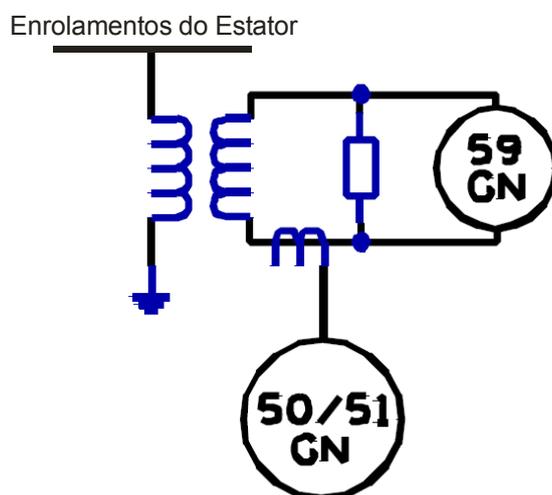


Figura 11 – Proteção de falta a terra (IEEE STD. C37.102-1995, 1995)

A importância de se detectar uma falta nas barras estatóricas próximas ao fechamento de neutro não está ligada aos prováveis danos que esta poderia causar, já que a tensão neste ponto do estator é baixa e a corrente caso ocorra uma falta para terra será muito baixa e praticamente não causará danos ao estator. A necessidade de se detectar este tipo de falta é devido à possibilidade de ocorrer uma segunda falta fase-terra no estator, o que resultaria numa falta sem a limitação de corrente produzida pela impedância de aterramento, resultando em valores altíssimos de corrente e conseqüentemente em danos gigantescos ao gerador (IEEE STD. C37.101-1993, 1993; REIMERT, 2006).

Para cobrir os outros 10% do estator podem ser aplicados outros métodos de proteção. Os mais utilizados são a injeção de um sinal de frequência diferente (normalmente 15 a 20Hz) e monitorando a corrente produzida pode-se detectar uma falta para terra em qualquer ponto do estator. Outra maneira comumente utilizada faz uso da produção de terceira harmônica característica da maioria das máquinas síncronas.

Aplicando-se um relé de tensão sensível à frequência de terceira harmônica, caso ocorra uma falta fase-terra consegue-se detectar a diminuição na tensão de terceira harmônica nesta fase e conseqüentemente detecta-se a falta (REIMERT, 2006; SIEMENS, 2005).

2.3.9. Proteção de Falta a Terra no Rotor – ANSI 64F

O circuito de campo de uma máquina síncrona é isolado com relação a terra. Desta forma, uma falta nos enrolamentos deste circuito não produzirá corrente e conseqüentemente não causará danos ao circuito de campo. O problema é a possibilidade de uma segunda falta no circuito de campo que causaria a circulação de corrente entre os enrolamentos do campo e a terra, já que agora existiria uma referência para terra produzida pela primeira falta. E a possibilidade de uma segunda falta após a ocorrência da primeira é grande já que normalmente a isolação dos enrolamentos de campo é frágil e a primeira falta causará *stress* na isolação facilitando seu rompimento. A segunda falta causará a produção de vibração intensa no rotor e a circulação de uma alta corrente, a qual produzirá calor excessivo, podendo danificar os enrolamentos e até o núcleo do circuito de campo. (IEEE STD. C37.102-1995, 1995; ANDERSON, 1999; REIMERT, 2006).

Para prover adequada proteção para o circuito de campo podem ser aplicadas varias topologias de proteção, sendo que todas utilizam como detector de falta um relé de sobretensão (ANSI 64F).

A primeira topologia utilizada consiste na aplicação de uma fonte de tensão contínua (CC) no terminal negativo do circuito de campo, desta forma qualquer falta no circuito de campo será detectada pelo relé de sobretensão que é conectado entre a fonte de tensão CC e o circuito de campo (IEEE STD. C37.102-1995, 1995; ANDERSON, 1999).

Outra topologia possível é a aplicação de uma fonte de tensão alternada (CA) no circuito de campo através de um capacitor. Da mesma forma, na ocorrência de uma falta para terra no circuito de campo o relé

de sobretensão conectado ao circuito detectará esta falta e efetuará os procedimentos de *trip*. Porém esta topologia tem uma desvantagem, pois existe a possibilidade de haver uma fuga de corrente através dos enrolamentos do rotor, o que pode causar danos aos enrolamentos (ANDERSON, 1999).

Um outro método bastante aplicado é a utilização de um divisor de tensão conectado entre o terminal positivo e negativo do circuito de campo e um relé de sobretensão conectado entre os resistores e a terra. Desta forma o relé sentirá a tensão, caso ocorra uma falta no circuito de campo tanto no lado positivo quanto no negativo. O ponto fraco deste esquema é a existência de um ponto cego localizado bem no centro do circuito de campo, caso uma falta ocorra muito próxima do centro a tensão no relé será muito baixa e a falta pode não ser detectada. Para solucionar este problema é normalmente aplicado um varistor em série com um dos resistores. Este varistor varia sua resistência de acordo com a tensão do campo, ou seja, o ponto cego estará no centro do circuito de campo no momento em que a tensão é nominal, desta forma com a variação da tensão no campo o ponto cego também varia e assim é possível cobrir todo o circuito de campo (IEEE STD. C37.102-1995, 1995). Na Figura 12 pode-se observar o esquema de proteção descrito acima.

Segundo Anderson (1999) dentre os métodos citados o que tem melhor resultado é o método da aplicação de tensão CC no circuito de campo.

Existem ainda outros métodos para proteção de terra no rotor, principalmente para casos especiais como a utilização de uma excitatriz conectada no rotor onde não são utilizadas escovas. Porém estas são as três topologias mais aplicadas para geradores com excitatriz estática. Como proteção de retaguarda para este tipo de falta normalmente é utilizado um relé sensível à vibração, já que uma falta deste tipo produz vibração excessiva no rotor (IEEE STD. C37.102-1995, 1995; ANDERSON, 1999; REIMERT, 2006).

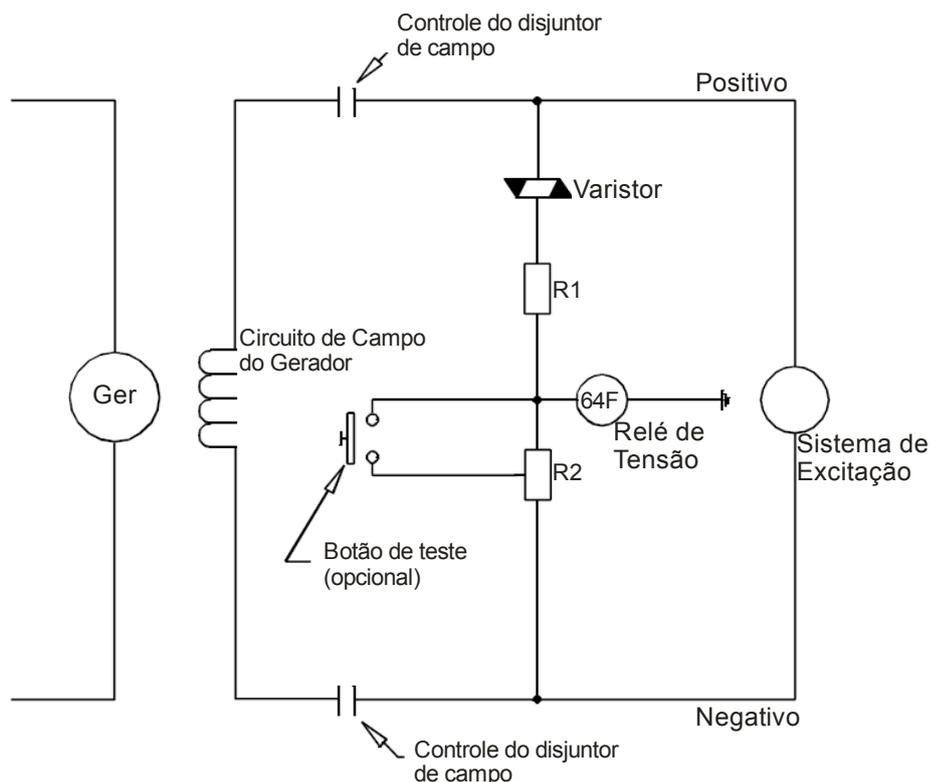


Figura 12 – Esquema de proteção do rotor (IEEE Std, 1995)

2.3.10. Configuração Típica de Proteção de Gerador

Nos itens anteriores foram explicadas algumas funções de proteção que constituem o sistema de proteção típico de um gerador síncrono. Porém a proteção aplicada a um gerador síncrono é composta por várias outras funções, no entanto seria inviável explicar todas neste trabalho, por isso optou-se por explicar as proteções consideradas mais importantes dentro desta aplicação.

Neste item será apresentado na Figura 13, o esquema de proteção tipicamente aplicado a uma unidade geradora de grande porte. Esta é normalmente constituída por um gerador síncrono conectado diretamente a um transformador elevador e também ao serviço auxiliar, constituindo a conexão GSU comentada no início deste capítulo (IEEE STD. C37.102-1995, 1995).

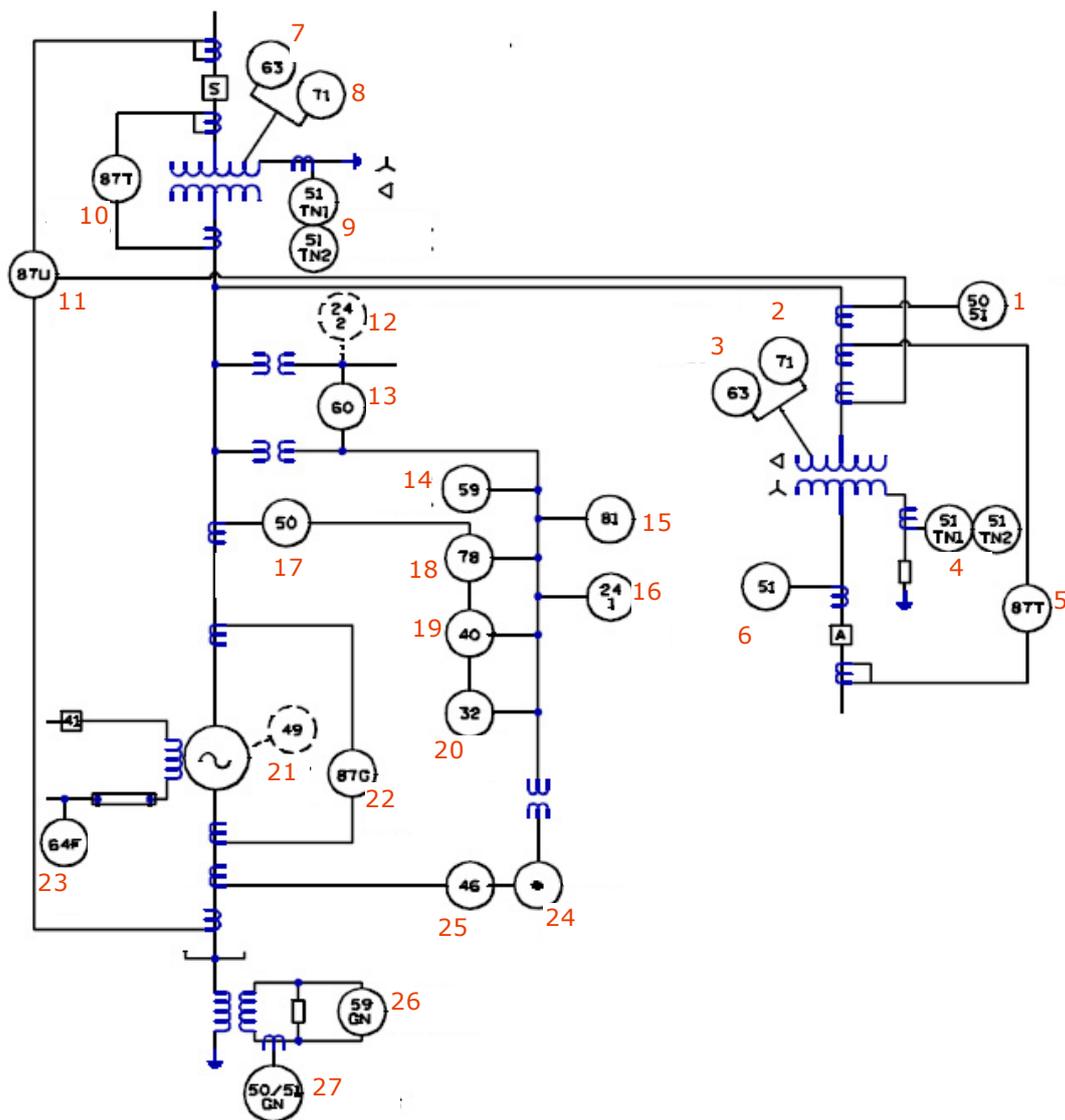


Figura 13 – Configuração típica de proteção de gerador em conexão GSU (IEEE STD. C37.102-1995, 1995)

Onde:

- 1 – Proteção de retaguarda do transformador de serviço auxiliar;
- 2 – Proteção do nível do óleo do transformador de serviço auxiliar;
- 3 – Relé de pressão do transformador de serviço auxiliar;
- 4 – Proteção de sobrecorrente de neutro do transformador de serviço auxiliar;

- 5 – Proteção diferencial do transformador de serviço auxiliar;
- 6 – Proteção de sobrecorrente da barra de serviço auxiliar;
- 7 – Proteção de pressão do transformador elevador;
- 8 – Proteção do nível do óleo do transformador elevador;
- 9 – Proteção de sobrecorrente de neutro do transformador elevador;
- 10 – Proteção diferencial do transformador elevador;
- 11 – Proteção diferencial da unidade geradora;
- 12 – Proteção de sobreexcitação secundária (Volt/Hertz);
- 13 – Proteção de balanço de tensão (perda de potencial);
- 14 – Proteção de sobretensão;
- 15 – Proteção de sobrefreqüência e subfreqüência;
- 16 – Proteção de sobreexcitação primária (Voltz/Herz);
- 17 – Energização acidental;
- 18 – Proteção de perda de sincronismo;
- 19 – Proteção de perda de campo;
- 20 – Proteção de reversão de potencia;
- 21 – Proteção de sobrecarga (sobret temperatura do estator);
- 22 – Proteção diferencial do gerador;
- 23 – Proteção de falta para a terra no rotor;
- 24 – Proteção de retaguarda do sistema (21 ou 51V);
- 25 – Proteção de corrente de seqüência negativa;
- 26 – Proteção de falta para a terra no estator;
- 27 – Proteção de retaguarda de falta para a terra no estator;

2.4. Considerações

O sistema de proteção de uma unidade geradora é complexo, sendo que sua correta aplicação pode resultar em ganhos significativos no que diz respeito a custos de reparo e custos de indisponibilidade das máquinas. Além da complexidade no entendimento das funções de proteção ainda existe a dificuldade de colocar todas funcionando em conjunto, de forma a constituir um único sistema de proteção amplo e completo.

Além disto, o procedimento de configuração da proteção que consiste na determinação dos valores de disparo, tempos de espera até atuação, definição de zonas de atuação, entre outros, é outra etapa complexa do projeto da proteção, no qual muitas simulações, dinâmicas e em regime, são necessárias e necessitam muita atenção dos engenheiros de proteção.

Todas estas dificuldades são enfrentadas pelos engenheiros de proteção quando do projeto destes sistemas. Além disto, os engenheiros enfrentam outro grande desafio que consiste na identificação de problemas no sistema já em funcionamento, caso alguma falha ocorra neste.

As falhas a que o sistema de proteção está sujeito são muitas, envolvendo muitas variáveis. No próximo capítulo serão apresentadas algumas destas falhas e também suas causas.

3. AVALIAÇÃO DO DESEMPENHO DA PROTEÇÃO

3.1. Introdução

São diversos os fatores que afetam negativamente a eficiência da operação da proteção dos sistemas elétricos. Dentre os principais motivos que causam estes problemas pode-se citar: efeito de descargas atmosféricas em relés instantâneos, correntes de energização (*inrush*) em transformadores, problemas nos TCs, TPs, TPCs entre outros componentes auxiliares da proteção, erros nas configurações dos relés, defeitos no projeto e produção dos relés, harmônicos e ruídos, entre outros (MOXLEY, 2003; ZOCHOLL; BENMOUYAL, 2003; HE; SHEN; LIU, 2005).

Segundo Moxley (2003) e Pauli et al. (2005) os erros na atuação dos relés podem ser divididos em dois grandes grupos:

- Atuações indevidas;
- Falha ao operar.

As atuações indevidas estão relacionadas às atuações dos relés de proteção quando estes não deveriam ter atuado, sendo que segundo Moxley (2003) as principais causas destes erros são:

- Falhas nas configurações dos relés;
- Falhas na coordenação dos relés;
- Falhas em componentes auxiliares.

Já as falhas ao operar se referem às atuações que deveriam ter ocorrido por parte do relé, mas que por algum motivo acabaram por não ocorrer, neste caso as maiores causas de erros são:

- Falhas nos componentes auxiliares dos relés;
- Falhas no relé.

3.2. Falhas em sistemas de proteção

Os principais erros nas configurações e coordenação dos relés são devido à não consideração de alguns fatores durante o projeto da proteção ou então devido a mudanças no sistema protegido sem que haja a respectiva modificação nos parâmetros da proteção. Já os erros referentes às falhas no sistema auxiliar do relé são relativos às falhas em equipamentos como disjuntor, sistema de comunicação (em proteção de LTs) e conexão de TCs (MOXLEY, 2003; HE; SHEN; LIU, 2005).

As falhas decorrentes de erros humanos, configurações e coordenação podem ser solucionadas com treinamento pessoal e procedimento padrão de manutenção (HE; SHEN; LIU, 2005).

Outras falhas também afetam a eficiência dos relés, porém com menos frequência. No caso da corrente de *inrush* dos transformadores, existe a presença de uma grande corrente de segundo harmônico, sendo que este fator pode ser utilizado como detector de corrente de *inrush* e desta forma evitar a atuação indevida do relé para estes casos. Já no caso da presença de harmônicos, que ocorre com frequência em sistemas de distribuição e raramente em sistemas de transmissão, é possível utilizar-se de filtros para que apenas a componente fundamental seja utilizada pelo relé na tomada de decisão. Ruídos podem ser evitados utilizando-se isolamento e cabeamento de qualidade na conexão dos relés ao equipamentos auxiliares e também utilizando fibra ótica nas comunicações, evitando utilizar-se meios de comunicação como microondas que são altamente sujeitos a ruídos (MOXLEY, 2003; HE; SHEN; LIU, 2005). Portanto, a confiabilidade do sistema de proteção não

depende apenas dos relés, mas também dos instrumentos auxiliares, cabeados, comunicações, etc. Além de que a correta escolha do relé e de suas configurações afeta diretamente a confiabilidade da proteção. A tecnologia do relé (digital, estático ou eletromecânico) e o tempo que o relé está em operação também são fatores importantes para a confiabilidade. Os relés digitais estão sendo cada vez mais empregados, porém ainda existe uma grande quantidade de relés eletromecânicos e estáticos em operação.

A eficiência dos relés eletromecânicos e estáticos depende do programa de manutenção destes para que o relé não falhe. Já os relés digitais possuem funções de auto-diagnóstico que podem detectar falhas internas ao relé e até em componentes auxiliares como disjuntores e TPCs, já que alguns relés digitais possuem função de diagnóstico destes dispositivos (ROLIM et al., 2007; HE; SHEN; LIU, 2005).

Falhas em componentes de medição das grandezas para o sistema de proteção como TCs e TPCs necessitam uma análise mais profunda, visto que as causas de suas falhas são mais complexas e de maior dificuldade de solução.

3.3. Saturação de TCs

Uma das principais causas de atuações indevidas em relés é a saturação dos TCs utilizados para adquirir a corrente do sistema a ser protegido. Os TCs, como o próprio nome diz, são transformadores e, portanto estão sujeitos a problemas como magnetismo residual e componentes DC, que podem resultar na sua saturação e desta forma comprometer a corrente de saída. Na Figura 14 é mostrado um TC do tipo barra fixa acoplado a um sistema de 138kV.

Na Figura 15 pode-se observar o circuito típico de um TC. Seu funcionamento se baseia na divisão da corrente entre a corrente de magnetização do núcleo (I_e) e a corrente de saída (I_2). A corrente de magnetização precisa gerar uma força eletromotriz tal que a circulação da

corrente secundária ocorra. A força eletromotriz baseia-se na variação do fluxo magnético no tempo, que caso não esteja na região linear de sua curva de histerese, pode comprometer a circulação da corrente secundária I_2 (REIS FILHO; SENGER, 2008).



Figura 14 – TC tipo barra fixa de alta tensão (AREVA, 2000)

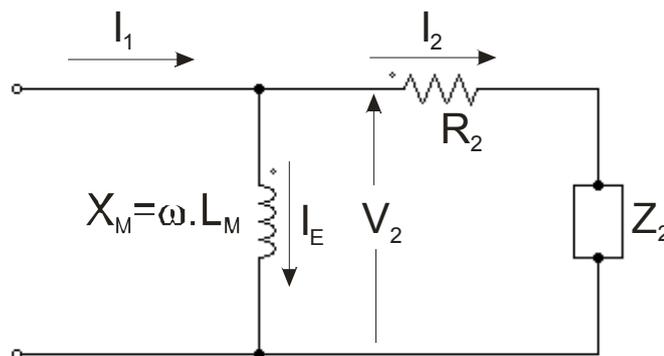


Figura 15 – Circuito típico de um TC (REIS FILHO; SENGER, 2008)

O desempenho dos TCs sob condições de carga nominal não é preocupante, visto que o TC é projetado para atender a estas correntes. Além disso, os TCs são projetados para suportar por um curto período de tempo, correntes de falta que podem atingir valores até cinquenta vezes a

magnitude da corrente de carga, porém nos casos de faltas muito graves esta corrente pode ultrapassar estes valores causando a saturação do TC. Além destes valores elevados de corrente, durante uma falta a corrente pode conter parcelas significativas de componentes CC (SEGATTO; COURY, 2006).

Como comentado anteriormente, estas componentes CC presentes nas correntes de falta e também a possibilidade de existir fluxo remanescente no TC podem deformar seriamente a corrente do secundário do TC de forma que o relé de proteção não estará vendo a corrente real de falta. Como a maioria dos relés de proteção utilizados atualmente empregam o valor RMS de corrente para a tomada de decisões, estas deformações podem acarretar a não operação do relé, já que o valor RMS pode ser baixo para uma falta grave, devido a saturação do relé e da presença de componentes CC (SEGATTO; COURY, 2006).

Os problemas de saturação de TCs para o sistema de proteção já vem sendo estudados há bastante tempo. Existem na literatura vários estudos para tentar corrigir os problemas de saturação dos TCs, nos quais a aplicação de inteligência artificial através da técnica de Redes Neurais tem sido bastante utilizada. Existem também técnicas de compensação de componentes CC, nas quais é gerada uma componente CC que se opõe à componente presente na corrente de falta, de forma a anular sua influência (SEGATTO; COURY, 2006).

Outra maneira de diminuir a possibilidade de saturação dos TCs é o seu correto dimensionamento durante o projeto e fabricação. Existem normas e recomendações quanto aos corretos dimensionamentos e capacidade dos TCs para suportar elevadas correntes de falta com limites de distorção aceitáveis. Nas normas ANSI C57.13 (2008) e NBR 6856 (1992) são estabelecidos padrões para os TCs, baseados na tensão secundária destes, estes padrões limitam o erro do TC de proteção em 10% para uma corrente de falta 20 vezes superior à corrente nominal do sistema (IEEE STD, 2008; SEGATT; COURY, 2006; MAMEDE FILHO,

2005).

Também são aplicadas soluções pelos fabricantes dos próprios relés para compensar os problemas dos TCs. Benmouyal e Zochol (2002) descrevem uma ferramenta utilizada pela SEL (*Schweitzer Engineering Laboratories*) em seus relés para diminuir o impacto da saturação dos TCs. Da mesma forma outros fabricantes utilizam técnicas com o mesmo intuito da SEL.

3.4. Falhas em TPs e TPCs

Os TPs e TPCs são dispositivos auxiliares do sistema de proteção que tem por finalidade a medição das tensões do sistema.

O TP (Transformador de Potencial) é um dispositivo baseado na indução eletromagnética, ou seja, basicamente é um transformador conectado em paralelo com o sistema que se deseja medir e, através da relação de transformação, coloca o sinal de tensão em níveis possíveis de serem lidos pelos equipamentos de proteção. Na Figura 16 pode-se observar um TP conectado a uma subestação e na Figura 17 o circuito típico de um TP.



Figura 16 – TP indutivo conectado a uma subestação (AREVA, 2000)

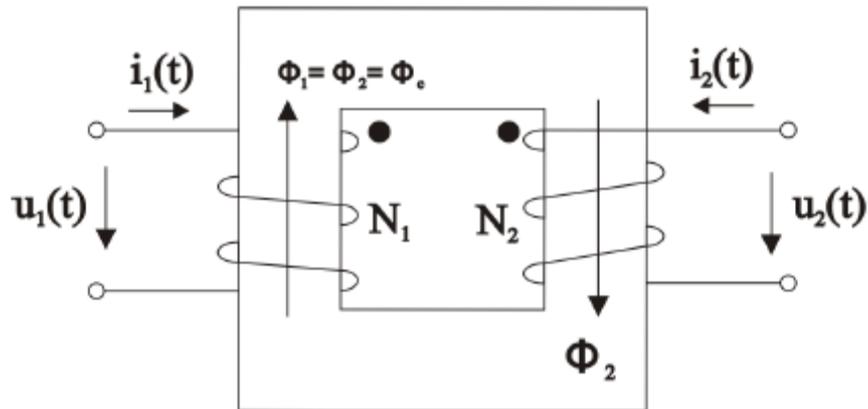


Figura 17 – Circuito básico de um TP indutivo

Os problemas associados aos TPs são em sua maioria devidos a problemas na relação de transformação e a defasagem angular, os quais podem ser solucionados se no projeto for dedicada atenção especial a estes fatos.

O TPC (Transformador de Potencial Capacitivo) realiza a redução da tensão do sistema através da divisão capacitiva obtida através dos vários capacitores que compõem este instrumento. Os TPCs são os equipamentos mais empregados em sistemas de alta-tensão e extra alta-tensão para a obtenção de sinais de tensão para o sistema de proteção. Na Figura 18 pode-se observar o circuito equivalente de um TPC (BODGAN, 2000).

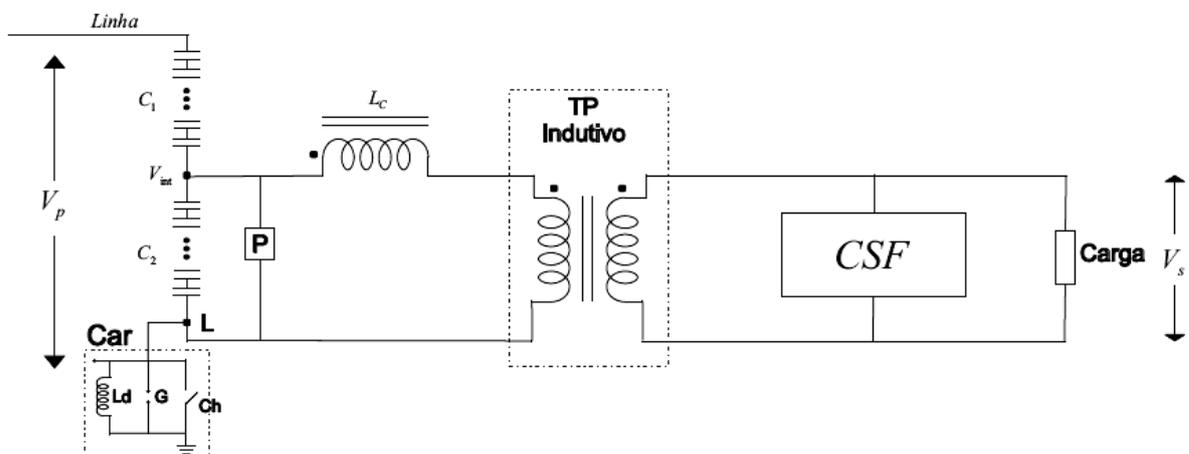


Figura 18 – Circuito básico de um TPC

As partes que compõe o equipamento da Figura 18 são:

- Divisor de tensão capacitivo composto por C_1 e C_2 ;
- Reator de compensação L_c ;
- Transformador de potencial indutivo;
- Circuito supressor de ferro-ressonância (CSF);
- Acessórios para conexão de equipamentos de onda portadora para comunicação (CAR).

Os TPCs diminuem a extra alta-tensão para valores intermediários em torno de 5kV até 20kV. Posteriormente o TP indutivo tradicional efetua a redução final desta tensão para valores adequados aos instrumentos de proteção. O reator de compensação é um reator de indutância variável e tem a função de colocar a tensão secundária em fase com a tensão do sistema, já o ajuste de amplitude é feito utilizando-se dos taps do transformador de potencial indutivo.

O circuito supressor de ferro-ressonância é necessário, pois a conexão em série da capacitância do divisor de tensão com o reator de compensação e a indutância do transformador do TP indutivo produzem um circuito ressonante sintonizado em 60Hz. Durante uma falta este circuito pode entrar em ressonância resultando em sobreaquecimento e até destruição do equipamento (TZIOUVARAS, 2000).

TPCs estão sujeitos a transitórios no momento de ocorrência de uma falta, mas estes fatores podem ser amenizados no projeto do equipamento. Quanto maior for a soma das colunas de capacitores menor será a magnitude dos transitórios, portanto é conveniente utilizar TPCs com alta soma das colunas de capacitores para prover os sinais para o sistema de proteção (BODGAN, 2000).

A principal falha nos TPCs está na coluna capacitiva responsável pela redução da tensão do sistema. Esta coluna capacitiva é isolada, podendo esta isolação ser por fluido dielétrico (óleo isolante), filme de

propileno, papel Kraft ou uma combinação destas. A possibilidade de descargas parciais é bastante reduzida devido ao isolamento (LACHMAN, 2007).

Alterações nos valores das capacitâncias que compõem a pilha capacitiva, o que pode ocorrer principalmente por (LACHMAN, 2007):

- Envelhecimento;
- Temperatura do ambiente em condições severas;
- Capacitâncias parasitas;
- Forças mecânicas atuando sobre os elementos capacitivos;
- Falhas dielétricas ou nos elementos capacitivos.

Estas alterações nos valores da coluna capacitiva provocam modificações nas relações de transformação (para mais ou para menos, dependendo em qual parte da coluna capacitiva ocorreu a falha) de forma que a tensão vista pelo relé deixa de ser uma cópia fiel da tensão do sistema monitorado (LACHMAN, 2007).

Também são passíveis de falhas os outros componentes dos TPCs como reator de compensação, circuito supressor de ferro-ressonância, além de que o TP indutivo presente no TPC está sujeito também às mesmas falhas já descritas para os TPs indutivos.

Tanto TPs indutivos como TPCs estão sujeitos à queima de fusíveis devido à grande quantidade de equipamentos conectados (carga) no seu secundário. Este problema pode causar atuação indevida da proteção, já que o sinal da fase em que a queima do fusível ocorreu é perdido. Porém a maioria dos relés possui proteção contra esta falha nos medidores de tensão (ANSI 60), esta proteção inibe o relé de atuar quando é detectada a queima ou falha de fusível nos TPs e TPCs (SIEMENS, 2005; SCHWEITZER, 2007).

3.5. Revisão Bibliográfica – Problemas na Proteção e Soluções

Com o desenvolvimento de novas tecnologias e aplicações digitais cada vez mais avançadas, os dispositivos de proteção do sistema elétrico estão mais complexos a cada dia. Associada a esta complexidade está a capacidade dos relés digitais e sistemas digitais de proteção e aquisição de dados em geral como, por exemplo, oscilógrafos e sistemas supervisórios como SCADA (sistema supervisório de controle e aquisição de dados), de proporcionar aos operadores e engenheiros de operação informações precisas tanto da operação da proteção quanto do comportamento do sistema elétrico. Através destes dados podem ser efetuadas análises detalhadas da atuação da proteção e comportamento do sistema, de forma a avaliar o desempenho da proteção.

Segundo Chairman et al. (1998) as práticas de gravação de faltas têm avançado de subestações individuais para uma rede de unidades remotas que transferem dados de faltas a uma central computadorizada para análise. O processo de análise atual consiste em examinar formas de onda e intervalos de tempo de medidas entre vários eventos. Este processo é intensamente manual e requer considerável conhecimento e habilidade. As limitações das pessoas que realizam este trabalho podem resultar em falhas na identificação de itens que necessitam de correção antes que grandes perdas financeiras ocorram.

De posse destes dados os engenheiros de operação podem executar estudos e análises da operação da proteção, bem como verificar o comportamento correto ou não da proteção do sistema. A quantidade de equipamentos que disponibilizam dados para a análise das condições de equipamentos e do sistema elétrico é de grande valia, porém há algumas barreiras a serem vencidas para que seja possível o uso efetivo destes dados (MCARTHUR; DAVIDSON, 2006):

- Os dados normalmente apresentam as informações de uma forma indireta. As informações relacionadas ao estado dos equipamentos ou ao desempenho do sistema de potência são mais implícitas do que explícitas, sendo necessária uma análise mais profunda para extrair estas informações;
- O volume de dados, especialmente sob condições de falta, torna a análise manual quase impraticável.

Como mencionado no Capítulo 1, a qualidade no fornecimento de energia elétrica é cada dia mais cobrada pelas autoridades responsáveis e pela própria população, por isso é desejável que a detecção de falhas nos sistemas de proteção seja efetuada com precisão e no menor espaço de tempo possível.

O objetivo principal dos engenheiros de proteção do sistema elétrico é o de garantir que sempre que seja necessário que o sistema de proteção opere, que este atue de maneira eficiente e efetiva. Em outras palavras, a seletividade, velocidade, segurança e precisão do sistema precisam ser garantidas (FAUQUEMBERQUE et al., 1993).

Com a intenção de atingir esta expectativa vem sendo proposto na literatura o diagnóstico automático da operação da proteção, ou seja, ferramentas, geralmente baseadas em inteligência artificial, para detectar falhas na operação da proteção do sistema elétrico utilizando dados provenientes de registradores digitais de perturbações (DFR) e dados do sistema supervisório (SCADA) (LUO; KEZUNOVIC, 2005; FAUQUEMBERQUE et al., 1993; DAVIDSON et al., 2006).

Sistemas especialistas baseados em regras vêm sendo desenvolvidos para oferecer suporte aos engenheiros no diagnóstico a partir de dados do sistema SCADA e DFRs. A aplicação de redes neurais artificiais para a classificação de faltas usando dados de DFRs também pode ser encontrada na literatura. Raciocínio baseado em casos (RBC) tem sido demonstrados para a avaliação da operação da proteção

baseados em dados de DFRs e SCADA usando diferentes tipos de RBC (DAVIDSON et al., 2006).

Luo e Kezunovic (2005) apresentam um trabalho no qual são utilizados dados de configurações dos relés de proteção, como curvas e tempos de disparo (*trigger*), em conjunto com dados dos oscilógrafos, os quais propiciam uma visão do que aconteceu no momento de uma falta ou então no momento de uma operação indevida da proteção. Estes dados são processados por uma ferramenta de inteligência artificial baseada em aplicação de regras, ou seja, sistemas especialistas, de forma a obter uma predição da operação da proteção, em outras palavras, seria a obtenção da operação esperada da proteção para os sinais provenientes dos TCs e TPs. Este processamento é obtido através de encadeamento para frente nas regras do sistema. Também se têm disponíveis os *status* reais de cada relé, ou seja, a atuação real da proteção, como ela atuou realmente para aquele cenário. De posse da operação predita (esperada) para a proteção e também da operação real da proteção do sistema, o autor utiliza o mesmo sistema especialista, porém agora utilizando o encadeamento para trás, de forma a comprovar a correta operação da proteção, ou então, caso a operação não tenha sido a correta e esperada, o sistema apresenta qual o componente da proteção que não está configurado corretamente ou então, que está com defeito.

Contudo, a ferramenta de diagnóstico apresentada por Luo e Kezunovic (2005) verifica apenas a correta atuação ou não dos disjuntores de subestações do sistema elétrico, desta forma outros componentes da proteção, como os relés, ficam fora do diagnóstico automático de atuação correta ou não.

Também é apresentada por Lee et al. (2000) uma ferramenta que utiliza sistema especialista baseado em regras para diagnóstico de falta e validação da operação da proteção em subestações e linhas de transmissão. O sistema especialista utiliza os dados da operação da proteção provenientes do sistema SCADA para determinar o local onde

ocorreu a falta, e com isto posteriormente validar a operação da proteção. A possibilidade da ocorrência de uma ou várias falhas na operação da proteção existe, visto que a operação da proteção pode ter sido correta ou incorreta, sendo que no caso de ter sido incorreta mais de uma opção pode ser válida. Desta forma a conclusão de qual falta e o local de ocorrência desta são efetuados utilizando a lógica *Fuzzy*. São atribuídos para cada possível ocorrência valores baseados em relações de lógica *fuzzy* que determinam a possibilidade de ter sido esta a ocorrência verdadeira. Finalmente para se determinar o que realmente aconteceu, é utilizada uma equação que determina o máximo produto das relações *fuzzy* anteriores.

Davidson et al. (2006) apresenta a implementação de uma ferramenta de inteligência artificial chamada PEDA (*Protection Engineering Diagnostic Agents*). Esta ferramenta utiliza a tecnologia de multi-agentes para integrar automaticamente a coleta e análise dos dados do sistema elétrico de potência relacionados aos sistemas de proteção. Esta ferramenta inclui: um sistema especialista baseado em regras para interpretar dados do sistema SCADA, um sistema especialista baseado em regras que classifica e interpreta dados de registradores digitais de faltas (DFRs) e um agente de raciocínio baseado em casos (RBC) que valida a operação da proteção. Esta ferramenta foi desenvolvida para ser aplicada na proteção de um sistema de transmissão de energia elétrica e está sendo aplicada na prática desde 2004 na SP PowerSystems, uma empresa de transmissão de energia elétrica do Reino Unido.

Inicialmente o PEDA foi testado como protótipo em laboratório, no qual foram utilizados dois arquivos de dados históricos do ano de 2002 da SP PowerSystems: o primeiro continha 166 incidentes ocorridos em 24 horas no sistema da empresa, o que resultou em 15000 alarmes do sistema SCADA e 1650 gravações de faltas. O segundo refere-se ao registro de um ano e continha 3 milhões de alarmes do SCADA e 20000 gravações de faltas (DAVIDSON et al., 2006).

No caso do PEDA é utilizada a técnica de raciocínio baseado em casos para a validação da operação da proteção e detecção de uma possível falha na operação da proteção. Enquanto que no caso apresentado por Luo e Kezunovic (2005) é utilizada a técnica de sistema especialista baseado em regras. Ambas as técnicas são válidas e apresentaram resultados satisfatórios segundo os autores, isto demonstra que mais de uma técnica pode ser utilizada para este fim.

Davidson et al. (2006) argumenta que a integração de técnicas diferentes de IA em uma ferramenta única tornou seu sistema mais robusto e confiável, tornando-o apto a ser aplicado na prática, como assim o foi. No caso do trabalho desenvolvido por Luo e Kezunovic (2005), a utilização de um sistema especialista trouxe resultados bastante satisfatórios, mas cabe ressaltar que para os testes foi utilizada uma versão simulada de um relé de proteção, onde todos os sinais são perfeitos, sem ruídos, com quantidade de sinais conhecida, etc. Mas mesmo o trabalho de Luo e Kezunovic (2005) envolvendo apenas o sistema especialista seria possível de ser utilizado na prática, apenas seria necessário trabalhar os sinais provenientes dos DFRs e SCADA de forma a reduzir o efeito dos ruídos e sinais errôneos, o que no caso do sistema multi-agente é feito por dois sistemas especialistas que trabalham em conjunto com o sistema RBC.

Rodrigues et al. (2007) apresentam a construção de uma ferramenta computacional para a avaliação da proteção de linhas de transmissão (LTs). Esta ferramenta efetua a análise dos dados oscilográficos para detectar faltas e anormalidades no sistema. É utilizada uma ferramenta que simula de forma simplificada o comportamento dos relés de proteção das LTs frente aos dados provenientes dos oscilógrafos. A partir dos dados de atuações digitais dos oscilógrafos é efetuada a avaliação da atuação da proteção. Esta ferramenta foi aplicada para testes no sistema real da empresa Light Serviços de Eletricidade e, segundo o autor, mesmo não tendo sido obtidos dados suficientes para se concluir

quanto ao desempenho da ferramenta, os dados preliminares remetem ao sucesso de sua implementação. Ainda segundo o autor, já está sendo analisada a possibilidade de melhoria na ferramenta, na qual seriam considerados os tempos de atuação dos relés para que desta forma as conclusões da ferramenta fossem mais precisas.

Em uma linha de pesquisa um pouco diferente, é apresentada por Salles, Freitas Filho e Pereira da Silva (2007) uma ferramenta computacional que simula o comportamento de relés digitais de proteção para sistemas de distribuição. Esta ferramenta foi desenvolvida com o intuito de ser utilizada no meio acadêmico para o estudo de sistemas de proteção de distribuição.

Neste trabalho os autores implementam nove funções distintas de um relé digital de proteção comercial que utilizam como dados de entrada dados no formato COMTRADE (*Common Format for Data Exchange*). Estes dados podem ser provenientes de sistemas reais de aquisição de oscilografias ou então de simulações através de softwares de simulação de sistemas de potência como o ATP.

A utilidade desta ferramenta é de grande valia, visto que sua utilização para a simulação da atuação da proteção para sistemas de distribuição pode proporcionar dados importantes para a análise da operação da proteção, já que como os dados de entrada utilizados são dados oscilográficos no formato padrão COMTRADE, pode ser utilizada a própria oscilografia do sistema.

Neste foco, através da análise efetuada em seu trabalho de análise da atuação da proteção para sistemas de transmissão em uma concessionária da China, He, Shen e Liu (2005) concluem enfatizando que os dados provenientes de oscilógrafos e outros equipamentos podem ajudar substancialmente na análise da operação da proteção. Segundo o autor, são realizados muitos testes nos relés de proteção, ainda na fábrica. Porém estes testes, por mais avançados que sejam não conseguem reproduzir fielmente todos os problemas a que os sistemas de

potência estão expostos, e com o intuito de contribuir neste tipo de análise é recomendado pelo autor a utilização de dados provenientes do próprio sistema elétrico.

Observa-se que além das técnicas de inteligência artificial aplicadas nos trabalhos descritos, também podem ser aplicadas técnicas procedimentais. Nestas a avaliação da operação da proteção pode ser feita utilizando métodos diretos, como por exemplo a emulação e simulação da atuação dos relés de proteção.

3.6. Considerações

Através da revisão bibliográfica pode-se observar que existem, ainda que poucos, trabalhos voltados para o diagnóstico automático da proteção dos sistemas elétricos. Porém os poucos trabalhos encontrados nesta pesquisa referem-se ao diagnóstico da proteção de sistemas de transmissão, distribuição e subestações. Para os sistemas de geração de energia, mais especificamente as unidades geradoras, não foi encontrada nenhuma pesquisa ou trabalho na literatura.

Entendendo a dificuldade enfrentada pelas empresas de geração de energia e também pelos próprios engenheiros responsáveis pela análise e diagnóstico da operação da proteção de geradores, objetiva-se a pesquisa e desenvolvimento de uma ferramenta que automatize este procedimento de forma segura, rápida e confiável. Assim é proposta a utilização de uma ferramenta computacional para avaliação da atuação da proteção, de forma a dar um direcionamento confiável ao engenheiro, facilitando assim seu trabalho de análise pós-falta.

4. IMPLEMENTAÇÃO

4.1. Introdução

Na etapa de implementação da ferramenta computacional foram construídas sete funções de proteção de um relé comercial bastante utilizado na proteção de unidades geradoras. A partir de dados reais provenientes de oscilografias e seqüência de eventos das unidades geradoras esta ferramenta simulará o comportamento esperado deste relé de forma a avaliar a operação real da proteção.

Os valores das configurações dos transformadores para instrumentos (TCs e TPs) são inseridos diretamente no código do programa, já que normalmente são valores fixos para cada usina.

Além das funções de proteção também se fez necessária a construção de um programa principal, o qual fará o gerenciamento do programa como um todo.

Neste capítulo será descrito em detalhes todo o procedimento de implementação das rotinas desta ferramenta.

Para a construção da ferramenta foi utilizado o *software* MATLAB[®], bastante aplicado em ambiente acadêmico, devido principalmente à grande facilidade de uso e também à grande quantidade de material disponível para consulta na internet e no próprio programa, através da

“Ajuda (*help*)”.

4.2. Função Principal – *Main Function*

A função principal, como descrito acima, faz o trabalho de gerenciamento de toda a ferramenta computacional. É nesta etapa que o usuário irá selecionar e abrir o arquivo da oscilografia e seqüência de eventos, além de selecionar qual a função de proteção se deseja validar.

Na Figura 19 é apresentado o fluxograma de funcionamento desta função.

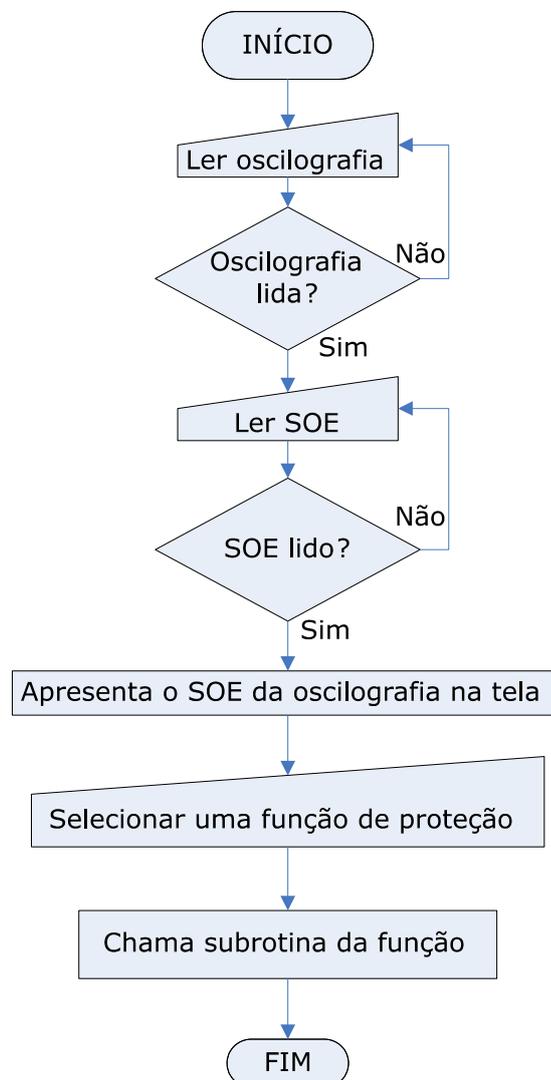


Figura 19 – Função principal - fluxograma

A partir do fluxograma apresentado, o funcionamento desta função

pode ser facilmente explicado.

Primeiramente o usuário deve selecionar a pasta que contém o arquivo compactado da oscilografia no formato utilizado. Neste caso foi utilizado o formato padrão proprietário do fabricante do equipamento, que é baseado no formato COMTRADE, porém modificado de forma a ser utilizado para registro de longa duração, que são os registros oscilográficos utilizados pela ferramenta computacional.

São utilizados registros de longa duração, que apresentam um valor fasorial para cada ciclo da frequência fundamental do sistema. Assim, como explicado no Capítulo 1, não se faz necessária a análise do sinal através de filtros matemáticos como FFT (*Fast Fourier Transform*), entre outros.

Selecionada a pasta com o arquivo compactado, é efetuada a descompactação automática do arquivo e são armazenados os arquivos para uso posterior.

Após selecionada a oscilografia, deve ser selecionado o arquivo que contém a seqüência de eventos da(s) unidade(s) geradora(s). O arquivo da seqüência de eventos contém, normalmente, dados de todas as usinas da empresa geradora ao longo de determinado período, geralmente um ano.

Selecionado este arquivo, é iniciada a leitura dos eventos referentes aos circuitos da usina em análise e contidos dentro da estampa de tempo da oscilografia, ou seja, apenas os eventos que começaram dentro do intervalo de tempo da oscilografia serão considerados.

Por fim, será habilitada a seleção das funções de proteção. Então o usuário irá selecionar qual a função desejada entre as sete implementadas, e logo a rotina principal irá chamar a subrotina referente à proteção selecionada.

Os dados da oscilografia e da seqüência de eventos serão armazenados e transferidos para a função de proteção selecionada. Então

uma nova janela com todas as configurações referentes à proteção selecionada irá abrir e o usuário passará a operar sobre a nova janela.

A Figura 20 apresenta a interface gráfica da rotina principal. Observa-se nesta figura que é apresentada ao usuário a oscilografia selecionada, além da seqüência de eventos.

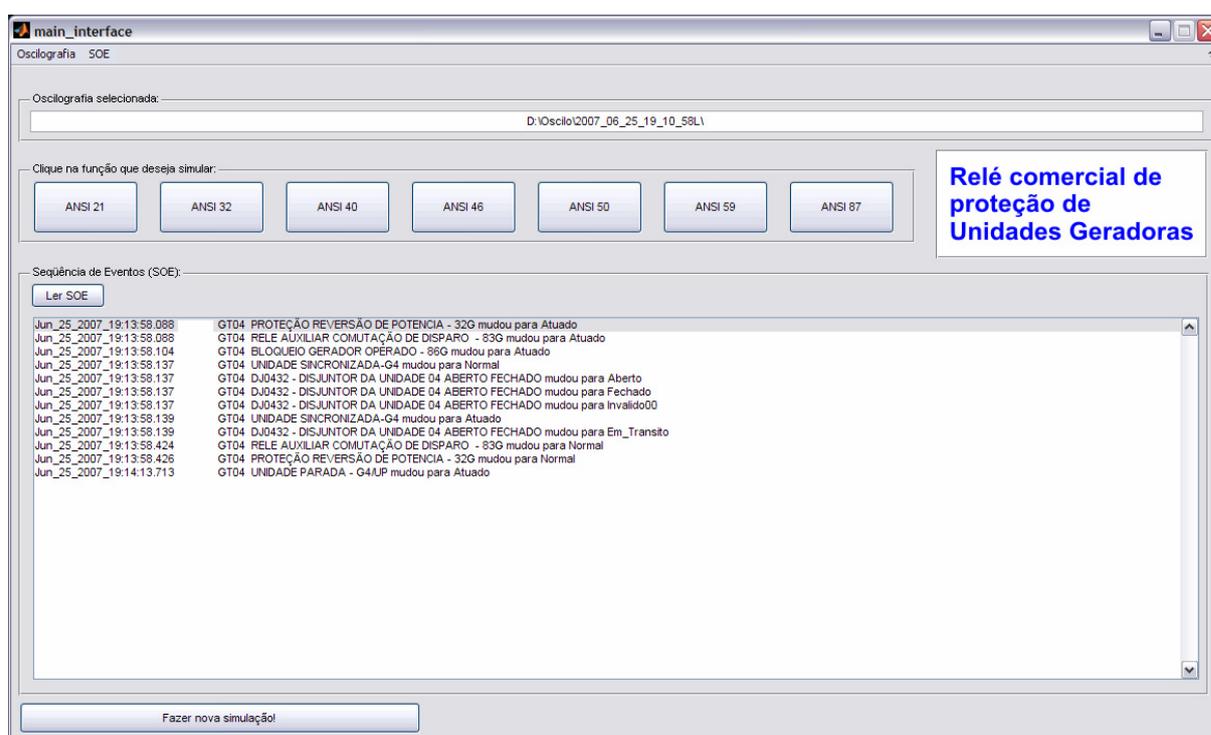


Figura 20 – Função principal – interface gráfica

Com a oscilografia e a seqüência de eventos já lidas, neste momento a rotina está pronta para ter uma função de proteção selecionada.

4.3. Proteção Diferencial – ANSI 87

A proteção diferencial é a mais importante da unidade geradora. Ela é capaz de detectar praticamente qualquer falta interna à unidade protegida. Para isto ela faz uso de correntes provenientes de TCs localizados na entrada e na saída do objeto a ser protegido. A partir destes dados são calculadas as correntes diferencial e de estabilização, que são os principais parâmetros considerados em sua atuação.

O funcionamento da proteção diferencial implementada nesta ferramenta pode ser observado no fluxograma da Figura 21.

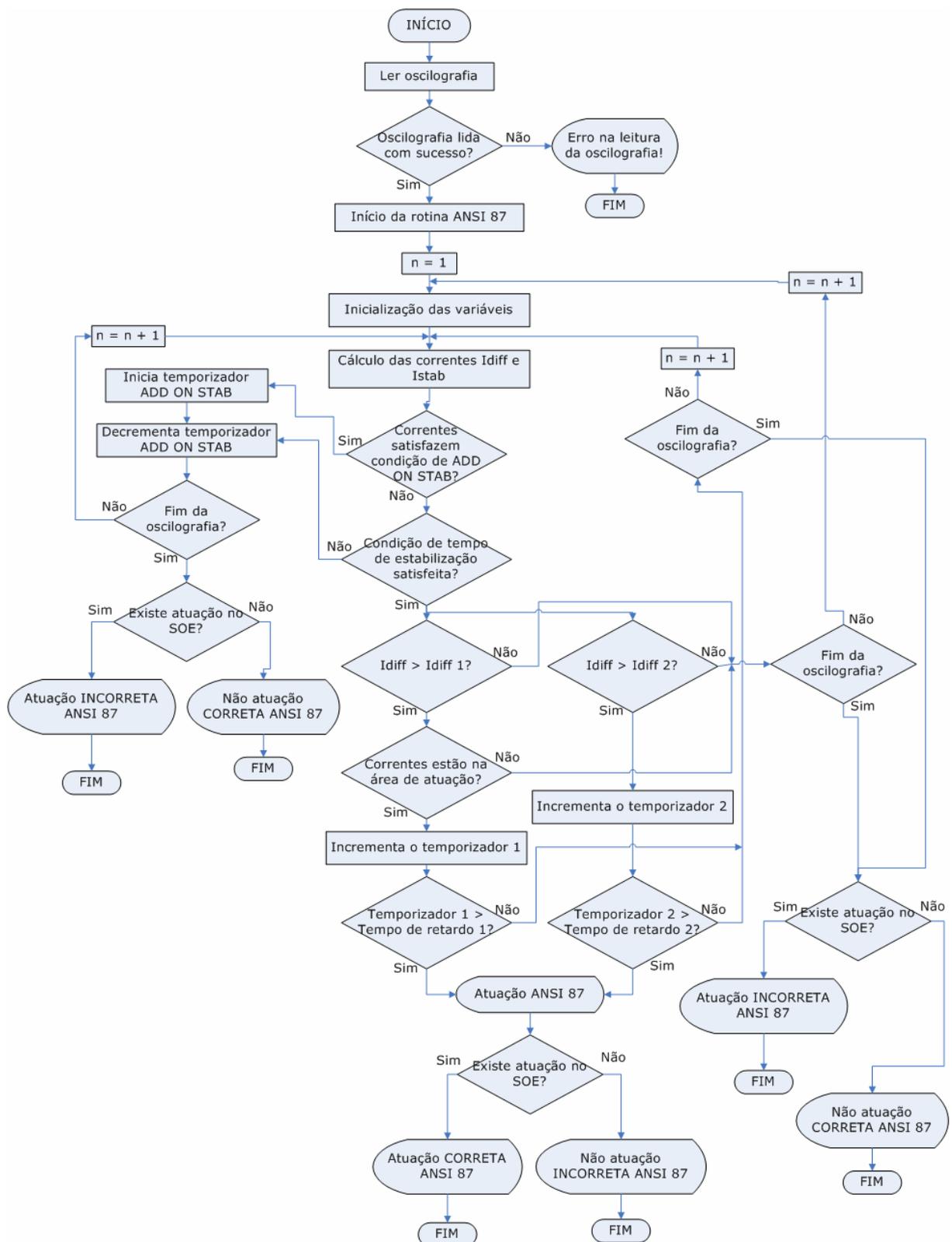


Figura 21 – Função ANSI 87 – fluxograma

A rotina tem início com a leitura dos dados de corrente do registro oscilográfico. No caso da proteção diferencial são necessários dados provenientes de dois pontos de medição de corrente. Para que esta função possa ser utilizada o oscilógrafo deve armazenar dados de corrente dos dois TCs que efetuam a proteção diferencial no relé real. Se não estiverem disponíveis as leituras dos dois TCs, esta função não pode ser simulada e validada.

Cada iteração do processo representa um ciclo da frequência fundamental da unidade geradora. Em cada iteração são calculados os valores da corrente diferencial e da corrente de estabilização necessárias para efetuar o procedimento de proteção diferencial, como explicado no capítulo 2.

Após iniciado, o processo iterativo pode ser finalizado pela ocorrência de atuação na função diferencial ou então quando do término dos dados do registro oscilográfico.

A explicação apresentada no capítulo 2 representa o funcionamento típico de um relé de proteção diferencial. Porém de acordo com o fabricante esta função pode sofrer algumas alterações em seu funcionamento com o intuito de melhorar seu desempenho.

No relé comercial utilizado como base para esta implementação, a função diferencial apresenta várias ferramentas de condicionamento do sinal. São filtros que retiram os efeitos de componentes DC nos sinais provenientes dos TCs e também filtros para retirar os efeitos das harmônicas de 2^a, 3^a e 5^a ordem. Porém no caso da ferramenta desenvolvida estes filtros foram omitidos, visto que o oscilógrafo já disponibiliza os dados de correntes sem efeitos de harmônicas e componentes DC.

O relé também dispõe de uma ferramenta para detecção de saturação de TCs devido às faltas externas à área protegida. Eventualmente podem ocorrer faltas externas à unidade geradora e a

elevada corrente destas faltas pode provocar a saturação dos TCs, os quais dificilmente possuem a mesma característica de saturação. Comportamentos não idênticos durante a saturação dos medidores podem fazer com que o relé entenda a falta externa como uma falta interna e então atue indevidamente. Para evitar este tipo de ocorrência o relé disponibiliza uma região na curva de atuação, chamada região de estabilização (*Add-on Stabilization*). Esta região engloba a característica de corrente diferencial ocorrida durante a saturação desigual dos TCs em uma falta externa. Caso os valores de corrente entrem nesta região, é iniciada a função de bloqueio da proteção diferencial e este se mantém até o término do tempo configurado para a função de estabilização.

No gráfico apresentado na Figura 22 é possível observar com mais detalhes as regiões de atuação e também a região de estabilização.

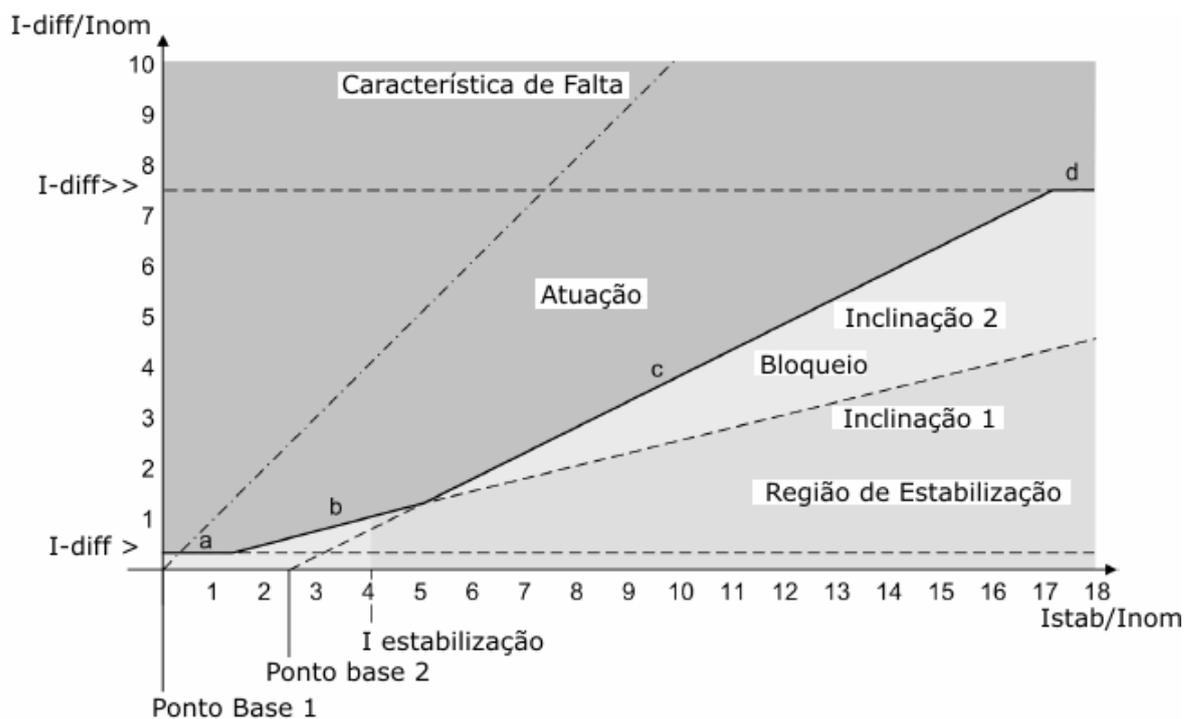


Figura 22 – Função ANSI 87 – característica de atuação (SIEMENS, 2005)

Após o cálculo das correntes diferencial e de estabilização, é então verificado se o ponto de atuação está dentro da região de estabilização. Caso esteja, é iniciado o contador do tempo de estabilização e a função permanece bloqueada até o término deste tempo.

Caso o ponto de atuação não esteja na região de estabilização, é então verificado se o mesmo está na região de operação. Uma vez que o ponto esteja na região de atuação, é avaliado o valor da corrente diferencial, pois o relé diferencial implementado possui duas zonas de atuação.

De acordo com a região de atuação em que o ponto se encontra, é iniciado e incrementado a cada iteração o contador de tempo desta região. Quando o temporizador atingir o valor configurado de retardo da atuação, é identificada a operação da proteção diferencial e iniciada a busca no registro da seqüência de eventos (SOE) pela atuação no sistema real. Se esta for encontrada no SOE, a atuação é validada como correta. Caso contrário é identificada a não atuação incorreta desta proteção.

Se ao término do registro da oscilografia nenhuma operação tenha sido identificada, é então efetuada a busca no registro do SOE para verificar se houve atuação no sistema real. Se esta não for encontrada no SOE é então validada como correta a não operação da proteção. Em caso contrário, é então identificada a atuação incorreta da proteção diferencial.

As conclusões finais da rotina de validação são apresentadas ao usuário através da interface gráfica. Na Figura 23 se pode observar a interface gráfica da função de proteção diferencial.

No gráfico são apresentadas as curvas de operação e de estabilização, além dos valores de corrente diferencial e estabilização calculados.

Se existir uma atuação o usuário pode selecionar a unidade geradora desejada para observar o tempo da operação. O tempo é contado a partir do início da oscilografia e apresentado em segundos.

No campo "Resultado Final" são apresentadas as conclusões finais obtidas pela ferramenta de validação.

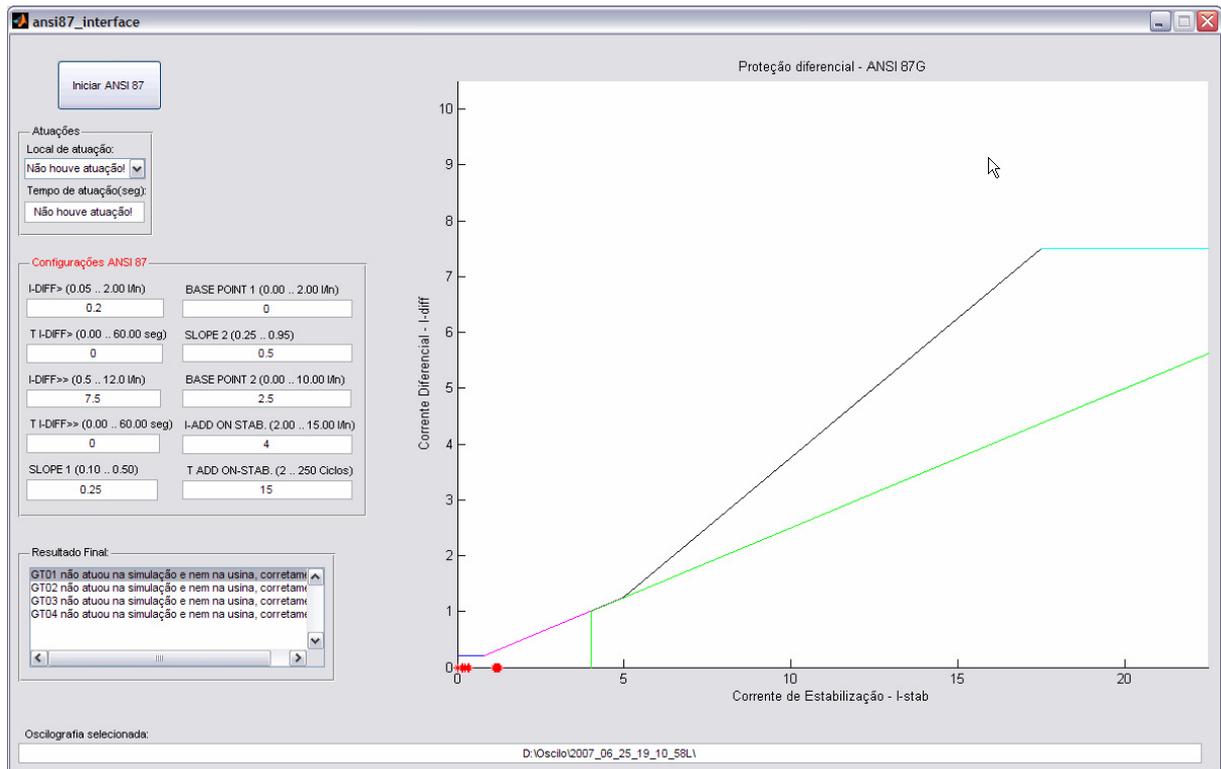


Figura 23 – Função ANSI 87 – interface gráfica

Já no campo “Configurações” o usuário informa os valores desejados para o ajuste da proteção diferencial. Nestes campos o usuário pode entrar com os valores para:

- I-DIFF >: valor de *pickup* da corrente diferencial para o primeiro estágio. O valor para este campo é a relação Idiferencial/Inominal;
- T I-DIFF >: tempo de retardo para a atuação da proteção no primeiro estágio, em segundos;
- I-DIFF >>: valor de *pickup* da corrente diferencial para o segundo estágio. O valor para este campo é a relação Idiferencial/Inominal;
- T I-DIFF >>: tempo de retardo para a atuação da proteção no segundo estágio, em segundos;

- SLOPE 1: inclinação para obtenção da primeira curva de atuação. O valor deste campo representa quanto vale a corrente diferencial para cada unidade da corrente de estabilização;
- BASE POINT 1: ponto inicial da primeira curva de atuação. O valor deste campo representa o ponto inicial no eixo da corrente de estabilização;
- SLOPE 2: inclinação para obtenção da segunda curva de atuação. O valor deste campo representa quanto vale a corrente diferencial para cada unidade da corrente de estabilização;
- BASE POINT 2: ponto inicial da segunda curva de atuação. O valor deste campo representa o ponto inicial no eixo da corrente de estabilização;
- I-ADD ON STAB: ponto inicial para a construção da região de estabilização. O valor deste campo refere-se ao eixo da corrente de estabilização;
- T ADD ON STAB: tempo de bloqueio da proteção diferencial pela região de estabilização, em ciclos da frequência fundamental.

Para construção da região de estabilização é utilizada a mesma inclinação utilizada para a primeira curva de atuação (SLOPE 1).

Se algum dado de configuração não for digitado, o mesmo será considerado como o valor padrão pré-configurado no programa. As margens aceitáveis destes valores são as mesmas utilizadas pelo relé real.

4.4. Proteção de Sobrecorrente Instantânea – ANSI 50

A proteção de sobrecorrente, como descrito no capítulo 2, foi a primeira função de proteção utilizada em sistemas elétricos. De funcionamento simples, porém de grande importância para as unidades geradoras.

A função instantânea de sobrecorrente foi implementada. Porém o relé comercial no qual se baseou a construção desta ferramenta dispõe de

uma temporização para esta função. Desta forma a operação desta função está condicionada à ultrapassagem do valor de disparo da corrente e também ao tempo de retardo de atuação.

No fluxograma apresentado na Figura 24 é possível entender melhor o funcionamento desta função de proteção, que pode ser explicado com mais detalhes a partir deste fluxograma.

Primeiramente são carregados os dados de corrente da oscilografia. Terminada a leitura, prossegue-se com o início da rotina de análise da função ANSI 50.

Em cada iteração do programa é analisado o valor fasorial da corrente referente a um ciclo da frequência fundamental. O valor da corrente da oscilografia representa o valor real da corrente durante a operação da unidade geradora, e este valor é comparado com o valor de *pickup* da proteção, de forma a identificar o disparo desta função.

Caso o valor de *pickup* seja alcançado, o temporizador é incrementado e posteriormente comparado com o valor pré-ajustado; se o *pickup* persistir até que o tempo pré-ajustado seja atingido, ocorre a atuação da função de sobrecorrente. Cada incremento do temporizador refere-se a um ciclo da frequência fundamental do sistema.

Caso o valor da corrente diminua antes que o tempo de retardo pré-ajustado seja atingido, ocorre o *dropout* da função e todo procedimento é reinicializado.

Se o programa verificar que as condições de operação da função de sobrecorrente foram atingidas, é iniciada a busca no arquivo de seqüência de eventos (SOE), a fim de verificar se ocorreu a operação da proteção no sistema real. Se esta é encontrada no SOE, então a atuação é confirmada e validada. Caso contrário, é verificada a não atuação incorreta da proteção no sistema real e a mensagem de aviso é apresentada.

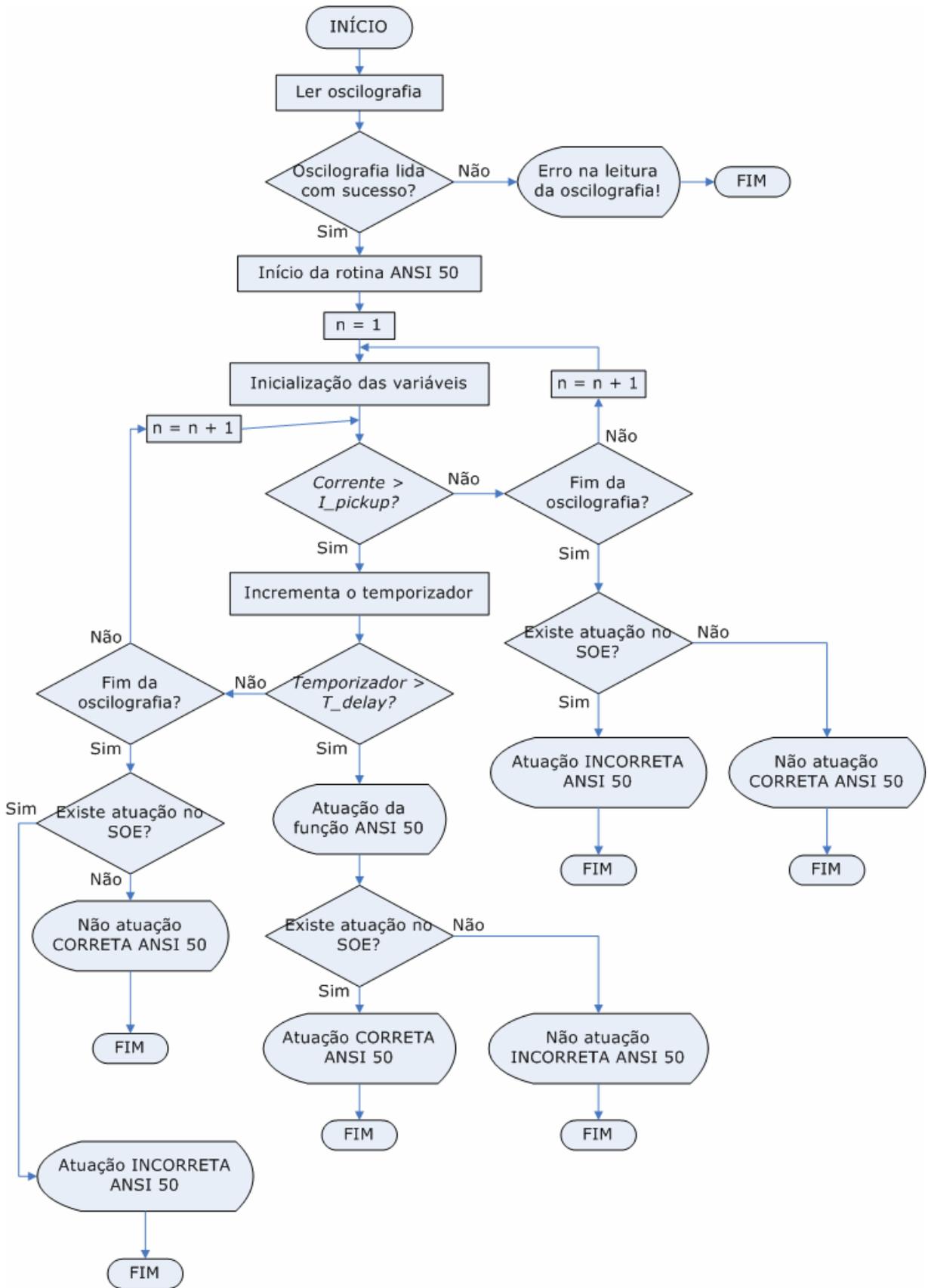


Figura 24 – Função ANSI 50 – fluxograma

Se ao final do processamento de todos os dados da oscilografia não houve operação da proteção na simulação, então também é efetuada a busca no SOE. Se esta é encontrada no SOE, houve uma atuação incorreta da proteção no sistema real e uma mensagem de aviso é apresentada. Não havendo dados de operação no SOE, é validada como correta a não atuação da proteção no sistema real.

Na Figura 25 é apresentada a interface gráfica desta função.

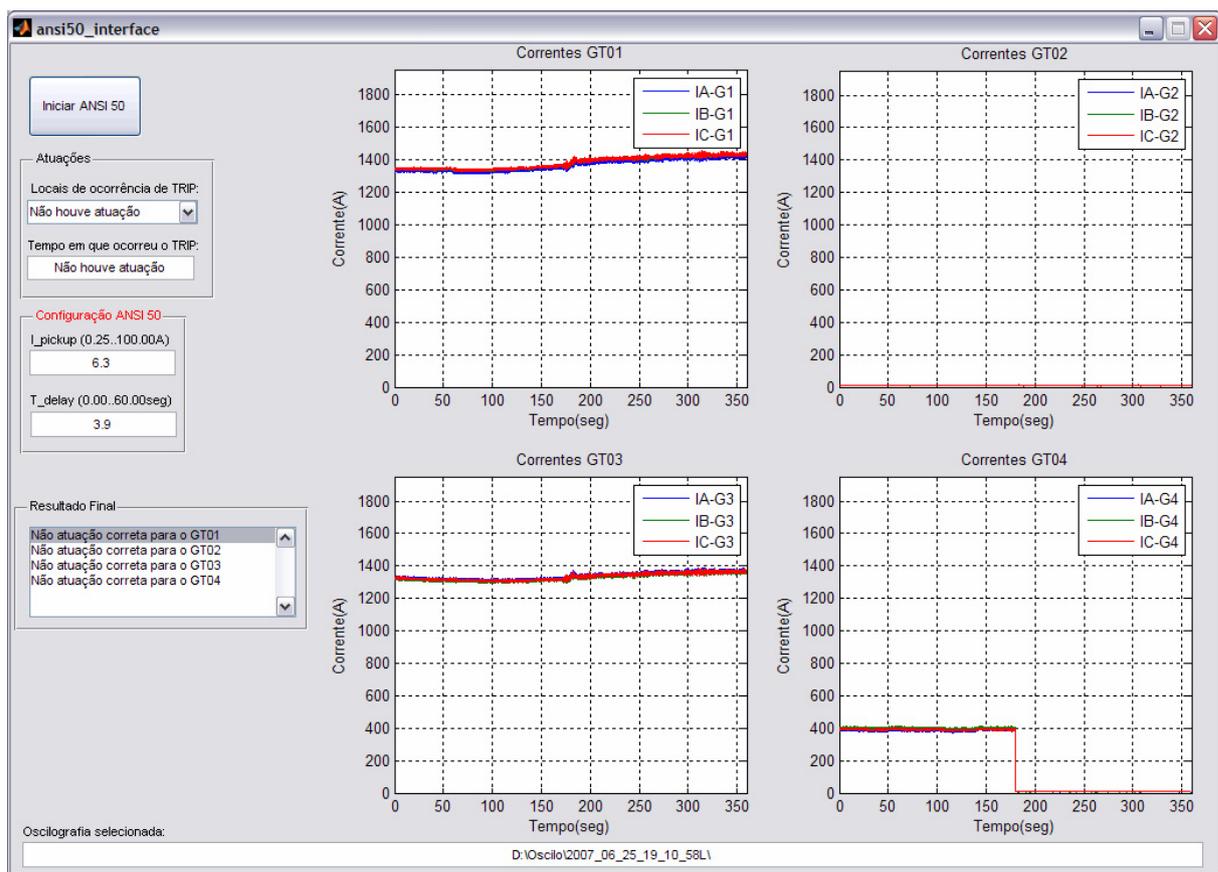


Figura 25 – Função ANSI 50 – interface gráfica

Na interface gráfica se podem observar dois espaços destinados à configuração da função de proteção ANSI 50.

Nestes espaços o usuário entra com os valores para a corrente de disparo (I_{pickup}) e para a temporização (T_{delay}). Caso nenhum valor seja digitado, são utilizados os valores padrão determinados na programação da ferramenta. Os valores digitados devem ser em segundos para o temporizador e em ampères do secundário do TC para a corrente

de disparo. Para que a função seja realmente de atuação instantânea, o usuário deve configurar o temporizador com o tempo de zero segundo. Os limites aceitáveis para os valores de configuração levam em consideração os limites aceitos pelo relé comercial.

A função suporta mais de uma unidade geradora simultaneamente, para tanto existe um campo onde o usuário pode selecionar qual gerador deseja observar o tempo em que houve a atuação.

No campo "Resultado Final" é apresentada a conclusão final da ferramenta. Nos gráficos é apresentado o comportamento das correntes de fase das unidades geradoras. É apresentado um gráfico para cada unidade geradora.

4.5. Proteção de Distância - ANSI 21

Como já explicado no capítulo 2, a proteção de distância é a principal proteção de retaguarda da unidade geradora. De forma bastante simplificada, seu funcionamento pode ser resumido como o monitoramento da impedância do sistema vista de um determinado ponto, e sua atuação está condicionada à diminuição desta impedância até que seu valor fique abaixo do valor de disparo de suas zonas de atuação, o que indica a existência de uma falta no sistema.

É apresentado na Figura 26 o fluxograma do funcionamento desta função e posteriormente explicado o seu funcionamento.

A função é iniciada com a leitura dos dados de corrente e tensão do registro oscilográfico. Em seguida é efetuado o cálculo da impedância a partir destes dados.

A função ANSI 21 é iniciada em um processo iterativo que é finalizado quando da existência de uma atuação ou então quando a análise dos dados da oscilografia é finalizada.

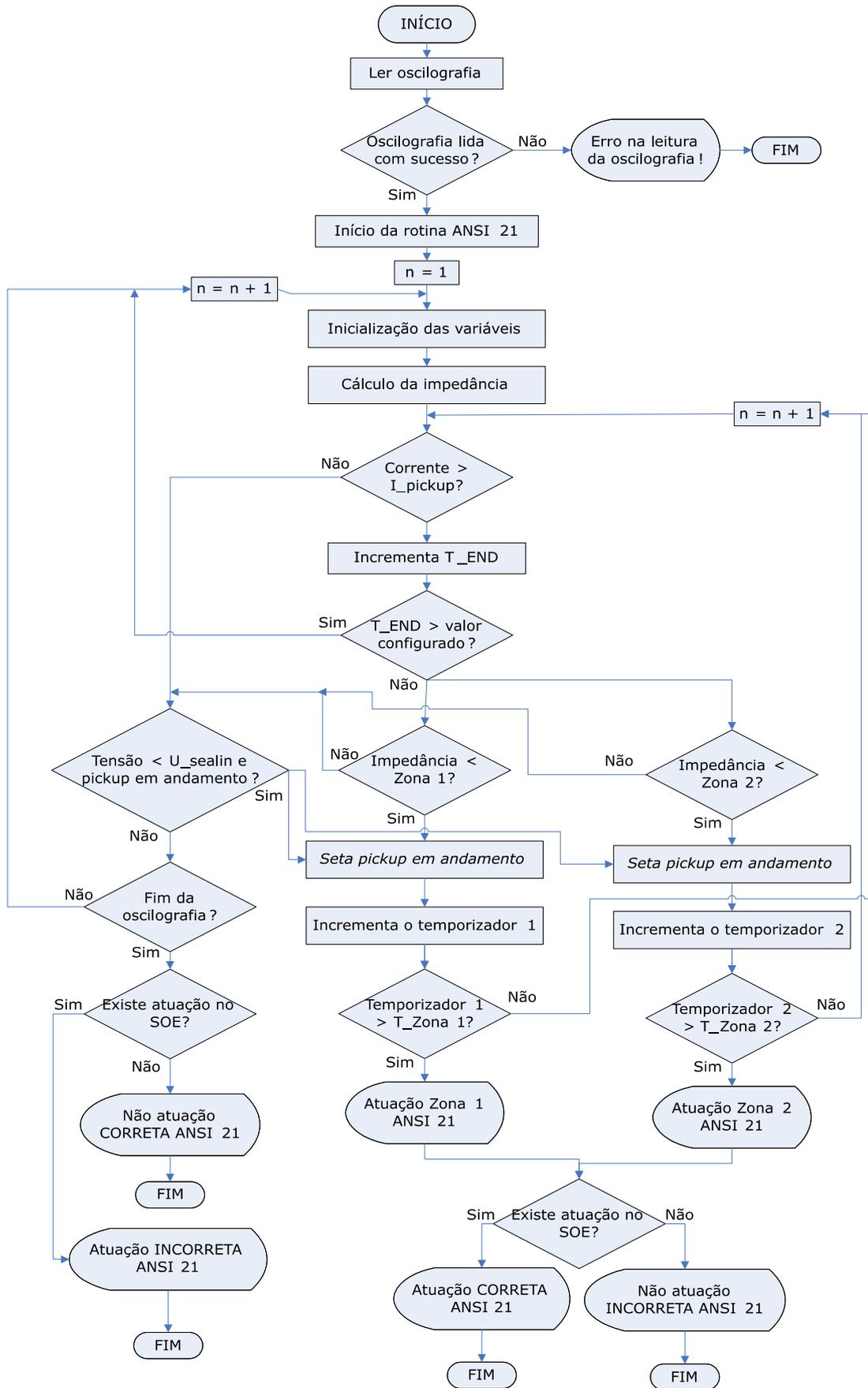


Figura 26 - Função ANSI 21 - fluxograma

Cada amostra de impedância, que corresponde a um ciclo da frequência fundamental, é analisada pelo programa com o intuito de identificar se o valor entrou em alguma zona de operação. O relé implementado possui duas zonas de atuação, podendo ambas ser temporizadas ou não.

Além do valor da impedância, também deve ser satisfeita a condição de corrente de disparo. Pois apesar do valor da impedância entrar na zona, o relé só começa a operar quando é identificado um *pickup* a partir do valor da corrente da unidade geradora. Isto impede atuações indevidas da proteção devido a oscilações de tensão e carga durante o funcionamento normal do sistema protegido.

Se a impedância entrar em uma zona, é iniciado o contador de tempo desta zona, sendo que existe um temporizador diferente para cada zona. Quando o temporizador atinge o valor pré-estabelecido para o retardo da atuação da proteção, é identificada a operação da proteção de distância.

O relé implementado possui também uma função de bloqueio de *dropout* por subtensão (*Undervoltage Seal-in*), que tem o objetivo de manter o *pickup* da proteção mesmo que a corrente diminua de forma a não satisfazer a condição de *pickup*. Esta função é importante, pois com uma falta muito próxima à unidade geradora, a tensão pode cair rapidamente e assim influenciar no cálculo da impedância e no valor da corrente de falta. A função de bloqueio de *dropout* por subtensão pode ser habilitada ou desabilitada, da mesma forma que ocorre no relé comercial.

Se antes do valor pré-estabelecido de retardo de atuação ser atingido a impedância sair da zona de operação, o bloqueio de *dropout* por subtensão for satisfeito e a corrente diminuir de forma a não satisfazer a condição de *pickup*, o temporizador é reiniciado, caracterizando um *dropout*.

Sempre que é identificado um disparo a partir do valor da corrente,

também é iniciado um temporizador que tem a função de identificar o tempo final de *pickup*. Isto ocorre para que, mesmo se o disparo por corrente existir, a impedância não satisfizer as zonas de atuação então após certo tempo o *pickup* é finalizado, mesmo se a corrente ou tensão ainda satisfizer as condições de *pickup* e *dropout*.

Sendo identificada a operação da proteção de distância, é então verificado no registro do SOE se esta existiu no sistema real. Se encontrada no sistema real, então a atuação é validada como correta. Caso contrário é identificada a não atuação incorreta desta função.

Da mesma forma, se ao final do processo iterativo não for detectada nenhuma operação desta função, é então executada a busca no registro do SOE. Se esta é encontrada no sistema real, então é detectada a atuação incorreta da proteção de distância, caso contrário é validada a não atuação correta desta função.

Na Figura 27 se pode observar a interface gráfica desta função.

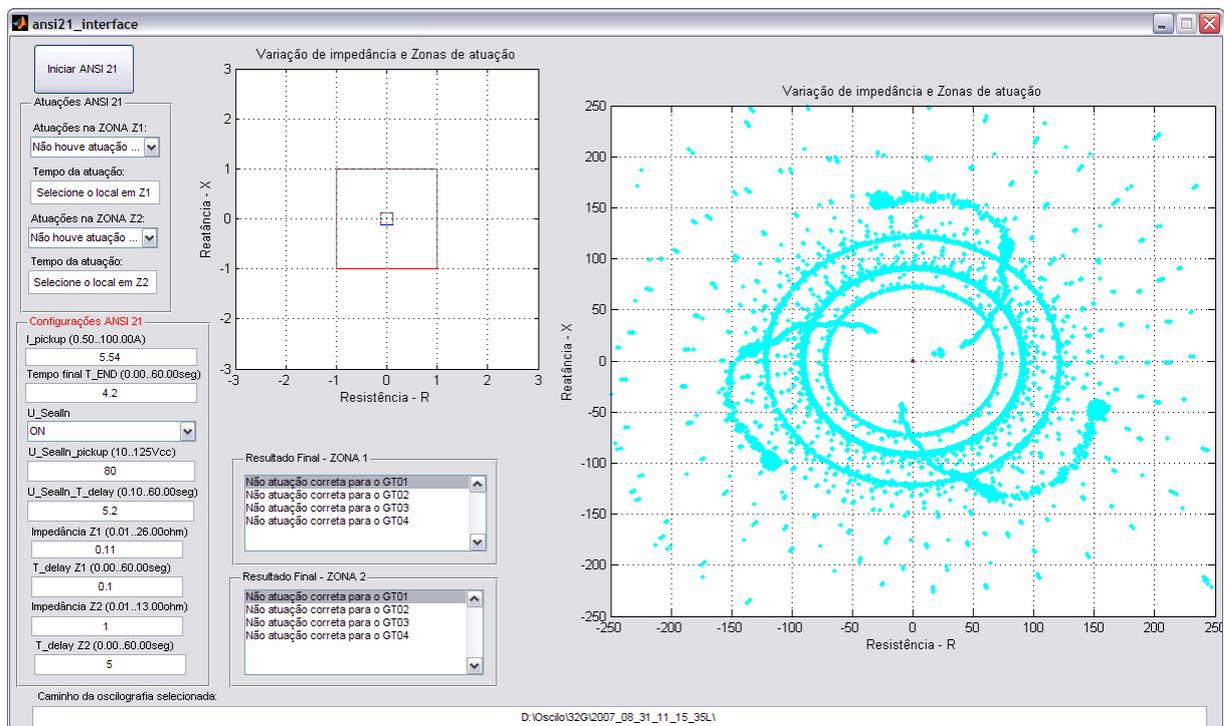


Figura 27 – Função ANSI 21 – interface gráfica

Os gráficos representam o comportamento da impedância durante todo o processo iterativo. No gráfico maior são apresentados todos os valores de impedância calculados. Já o gráfico menor representa um *zoom* nas zonas de operação.

Como no caso anterior, tem-se a informação da conclusão final no campo "Resultado Final". Caso exista a atuação o usuário pode selecionar, no campo "Atuações" qual unidade geradora deseja observar o tempo em que o relé emulado operou, sendo este tempo contado desde o início do processo.

Para a configuração desta função, é possível observar os espaços reservados onde o usuário pode entrar com os valores para:

- I_{pickup} : corrente em ampères referidos ao secundário do TC, que deve ser atingida para iniciar a função;
- Tempo final T_{END} : tempo em segundos que alcançado, sem atuação, fará o *dropout* da função, mesmo se as condições de *pickup* ainda forem satisfeitas;
- U_{Sealin} : valor de tensão referido ao secundário do TP, que quando atingido bloqueia o *dropout* da função por certo tempo;
- $U_{Sealin_T_delay}$: tempo em segundos, em que o bloqueio por subtensão irá vigorar;
- Impedância $Z1$: valor da impedância da zona 1, em valores referidos ao secundário dos medidores;
- T_{delay_Z1} : tempo de retardo da atuação da zona 1, em segundos;
- Impedância $Z2$: valor da impedância da zona 2, em valores referidos ao secundário dos medidores;
- T_{delay_Z2} : tempo de retardo da atuação da zona 2, em segundos.

Os limites aceitos para as configurações são os mesmo utilizados

pelo relé real.

Neste caso foi utilizado um registro fasorial que contém informações de quatro unidades geradoras, por isso a conclusão é referente a quatro geradores.

4.6. Proteção de Reversão de Potência – ANSI 32

A função desta proteção é impedir que a unidade geradora consuma energia ativa do sistema elétrico. É comumente aplicada em unidades geradoras térmicas a vapor, devido aos problemas que a reversão de potência pode causar principalmente na turbina a vapor.

O fluxograma da Figura 28 apresenta as etapas de funcionamento desta função de proteção.

Primeiramente é efetuada a leitura dos dados de corrente e tensão da oscilografia. Em seguida calcula-se a partir destes dados, a potência ativa consumida ou fornecida pela unidade geradora naquele instante.

O relé utiliza as correntes e tensões de seqüência positiva para efetuar o cálculo da potência ativa, de forma a obter melhores resultados em condições não ideais. Assim, a ferramenta desenvolvida também efetua, anteriormente ao cálculo da potência ativa, o cálculo das correntes e tensões de seqüência positiva e a partir destes dados calcula a potência ativa.

Para verificar a existência de *pickup* é utilizada a média da potência ativa calculada nos últimos 16 ciclos. Se o valor desta média ultrapassar o valor de disparo, o *pickup* é detectado e o temporizador é iniciado, sendo incrementado a cada iteração, que representa um ciclo da freqüência fundamental do sistema.

Se o temporizador atingir o valor pré-estabelecido de retardo, ocorre a operação da proteção de reversão de potência e dá-se início a busca no registro do SOE pela atuação no sistema real.

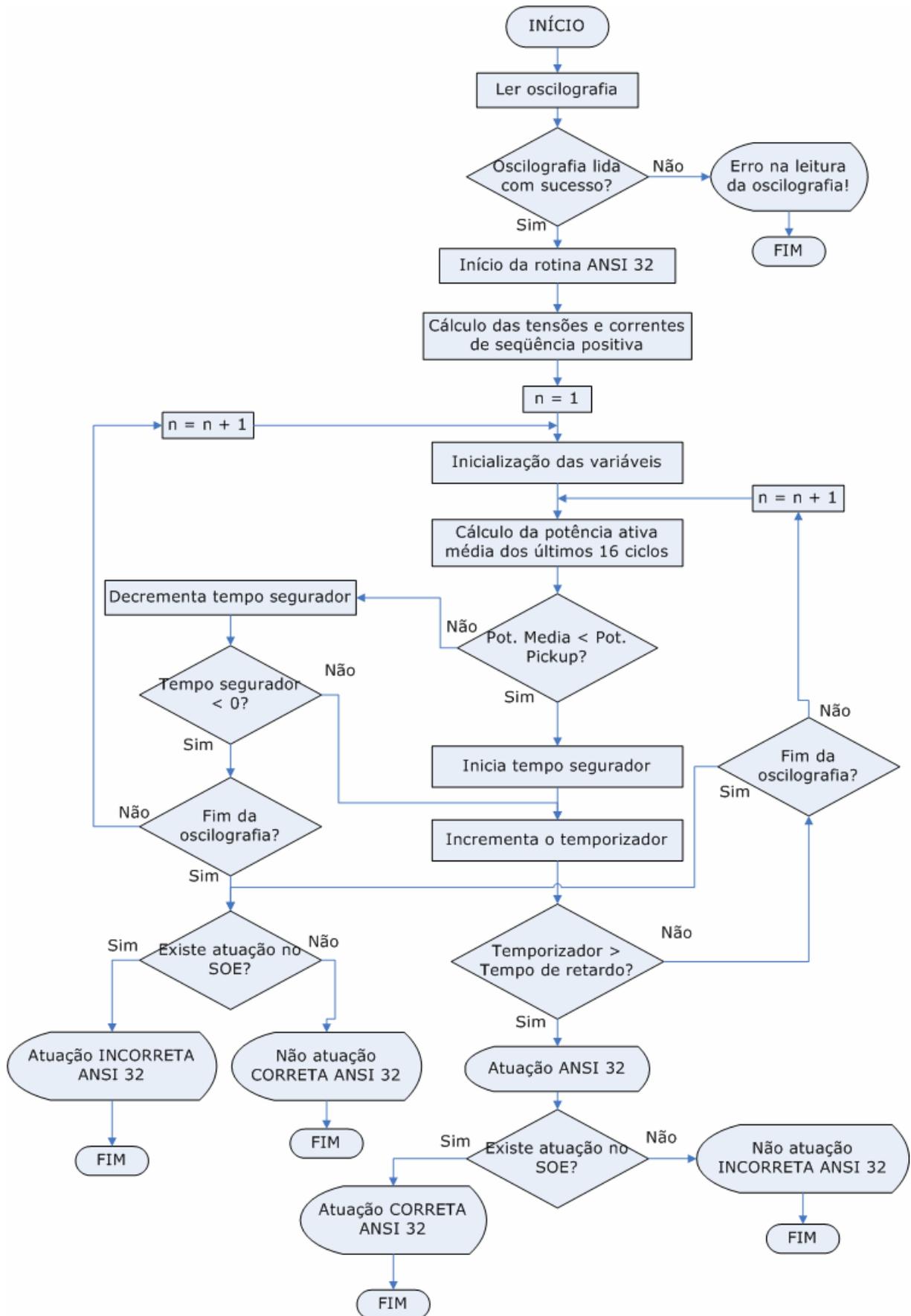


Figura 28 – Função ANSI 32 – fluxograma

Sendo encontrada a operação no sistema real de seqüência de eventos, é validada a atuação correta da proteção. Em caso contrário é detectada a não atuação incorreta da função de reversão de potência.

O relé dispõe de um temporizador (T_{hold}) para evitar repiques de *pickup* desta função. Este é reinicializado cada vez que a condição de *pickup* for satisfeita e decrementado em cada iteração em que esta não for satisfeita. Desta forma este temporizador só será zerado se a condição de *pickup* não for satisfeita por certo tempo. Ou seja, para haver um *dropout* é necessário que o valor potência ativa média não satisfaça a condição de *pickup* e também, no caso de um estar em curso, que o tempo segurador (T_{hold}) tenha atingido o valor nulo.

Havendo o *dropout*, as variáveis são reinicializadas e o processo continua até o final do registro oscilográfico. Ao final, se não houve operação, é iniciada a busca no registro da seqüência de eventos (SOE) por atuações indevidas desta função durante o tempo referido.

Não sendo encontrada nenhuma operação do relé na seqüência de eventos, é validada a não atuação correta desta proteção, e em caso contrário é identificada a atuação incorreta da função de reversão de potência.

Ao final do processo as informações referentes à validação da proteção de reversão de potência são disponibilizadas ao usuário e o programa é encerrado.

Na Figura 29 é mostrada a interface gráfica desta função.

É disponibilizada ao usuário no campo "Resultado Final" a informação da validação da operação da proteção. Também se tem disponível o campo destinado a configuração da proteção por parte do usuário, onde são informados o valor da potência ativa reversa de *pickup* em percentual da potência nominal e também o tempo de retardo de atuação e o tempo segurador de pickup (T_{hold}), em segundos. Se o usuário não entrar com valores de configuração, valores padrão

previamente estabelecidos serão utilizados.

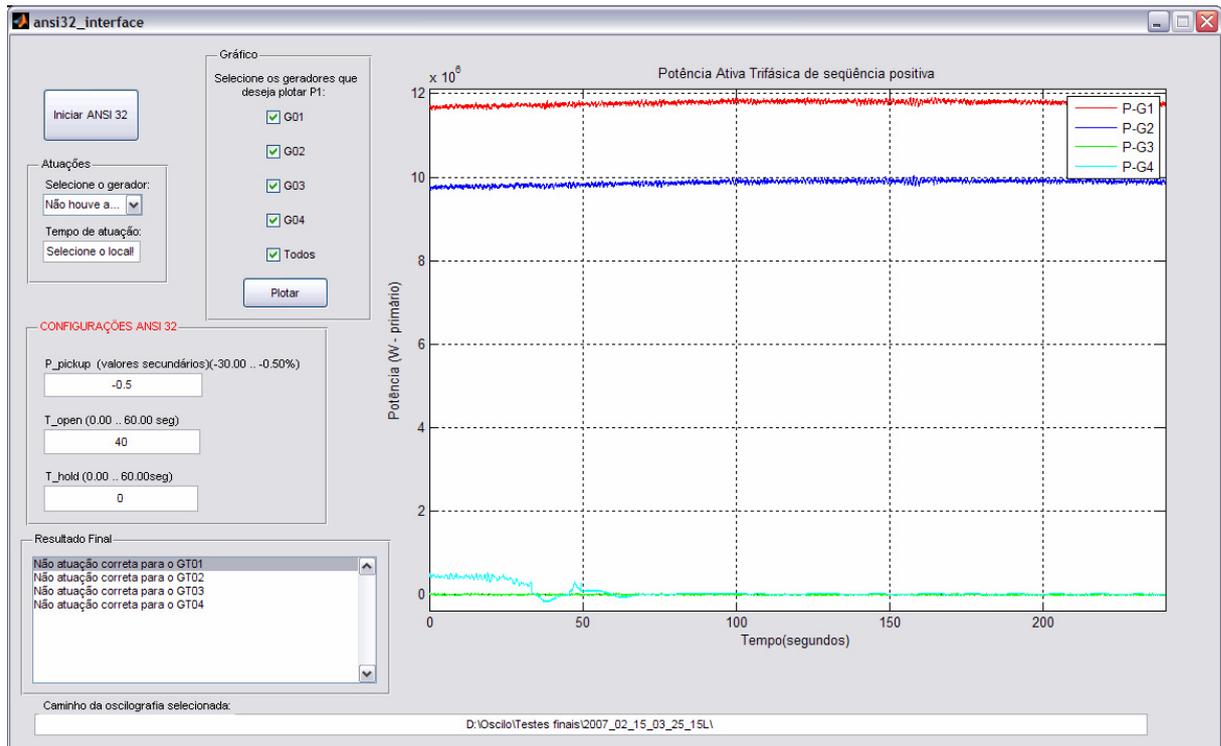


Figura 29 – Função ANSI 32 – interface gráfica

O gráfico disponibiliza o comportamento da potência ativa de seqüência positiva das unidades geradoras, de acordo com a seleção do usuário, podendo ser plotada a potência de apenas uma unidade geradora, ou até quatro unidades geradoras de forma simultânea.

4.7. Proteção de Perda de Campo – ANSI 40

A proteção de perda de campo tem a função principal de evitar que a máquina opere com falhas no sistema de excitação, que podem levar a perda de sincronismo e danos severos aos enrolamentos e outras partes da máquina.

Para efetuar a proteção contra perda de campo é utilizada a admitância vista pelos terminais do gerador. O cálculo para obtenção da admitância é efetuado a partir dos valores de corrente e tensão terminais da máquina.

A Figura 30 apresenta o fluxograma do funcionamento desta

função de proteção.

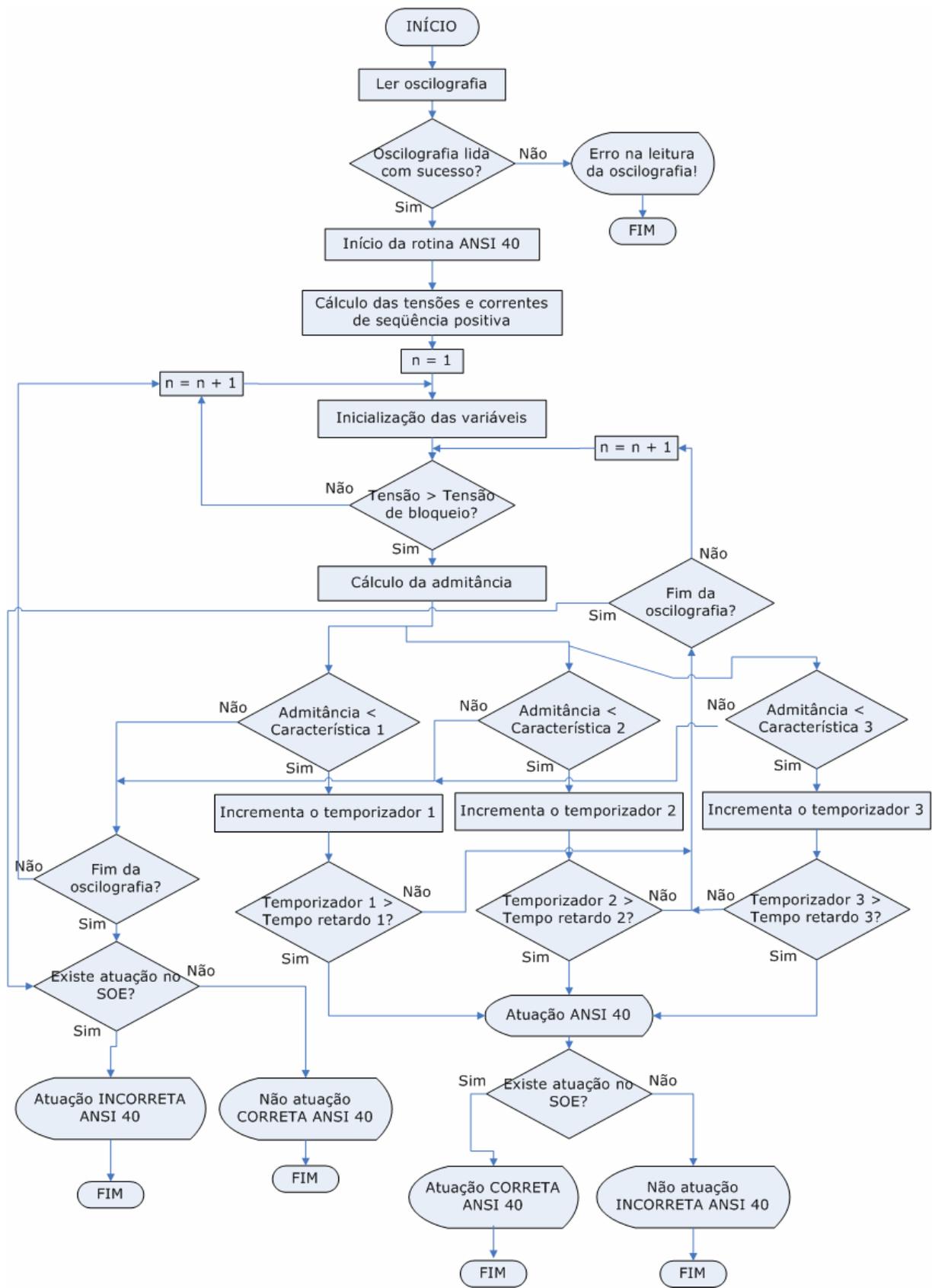


Figura 30 – Função ANSI 40 – fluxograma

Como nas funções já apresentadas, esta também inicia com a leitura dos dados oscilográficos. Na seqüência são calculadas as tensões e correntes de seqüência positiva já que esta função também utiliza os valores de seqüência positiva para determinar as admitâncias.

É então iniciado o processo iterativo que emula a operação do relé comercial. Em cada iteração é calculada a admitância a partir dos dados de tensões e correntes de seqüência positiva. Este valor é então comparado com os limites das zonas de operação configuradas para o relé, e caso a condição de uma ou mais zonas seja satisfeita, é detectado um *pickup* da função.

O relé implementado utiliza três zonas de operação. Sendo que cada zona necessita das configurações de susceptância e ângulo de inclinação da reta que limita a sua área de atuação e não atuação. Também é necessária a configuração do tempo de retardo de cada zona.

Algumas funções que existem no relé comercial não são possíveis de serem implementadas no software. Funções que dependem de entradas digitais que não existem nos dados oscilográficos, como entradas externas de bloqueio da função no caso do gerador não estar conectado ao sistema elétrico, são exemplos destas funções. Por isso, o usuário deve verificar se na prática o relé utiliza estas funções, pois se o relé real utilizá-las então a emulação pode ficar comprometida e o resultado não ser verdadeiro.

Quando detectado o disparo, tem início o processo de incremento do contador da zona onde o *pickup* foi detectado. Este contador continua a ser incrementado enquanto o *pickup* persistir, caso contrário seu valor é reiniciado, e o processo continua até o final do registro oscilográfico.

Caso o temporizador da zona atingir o valor pré-configurado pelo usuário, ocorre a operação da proteção de perda de campo e dá-se início a busca no registro do SOE por atuações no sistema real. Encontrada a atuação na seqüência de eventos, a operação da proteção é validada

como correta e o processo é finalizado. Caso contrário é detectada a não atuação incorreta da proteção no sistema real e uma mensagem é apresentada ao usuário, sendo o processo também finalizado.

Caso o processo percorra todo o registro fasorial e nenhuma condição de atuação da proteção seja verificada, é então iniciada a busca no registro do SOE por operações desta função. Caso nenhuma ocorrência deste relé seja encontrada é validada como correta a não atuação da proteção no sistema real, e caso seja encontrada alguma operação, é informado ao usuário à atuação incorreta da proteção no sistema real.

Com valores muito baixos de tensão nos terminais, o processo de cálculo da admitância pode ficar comprometido e levar o relé a atuações indevidas. Para evitar estes incidentes, o relé dispõe de uma função de bloqueio da proteção de perda de campo em casos onde a tensão terminal ficar abaixo do valor pré-ajustado pelo usuário. Esta função também está presente no programa que emula a operação do relé comercial.

A interface gráfica desta função é apresentada na Figura 31.

No gráfico é mostrado o comportamento da admitância durante o processo iterativo. Também se tem os limites das três zonas de operação. O usuário pode selecionar de qual unidade geradora deseja plotar a admitância, já que uma oscilografia pode conter dados de mais de uma unidade geradora.

Existem três campos onde são apresentados os resultados finais da simulação para cada unidade geradora e cada zona de operação.

No caso de haver atuações, o usuário pode também selecionar no campo "Atuações" qual gerador deseja observar o tempo em que houve a atuação em cada zona em que esta ocorreu.

Com relação às configurações da proteção de perda de campo o usuário pode entrar com os valores das configurações, porém se não o fizer, valores padronizados serão utilizados.

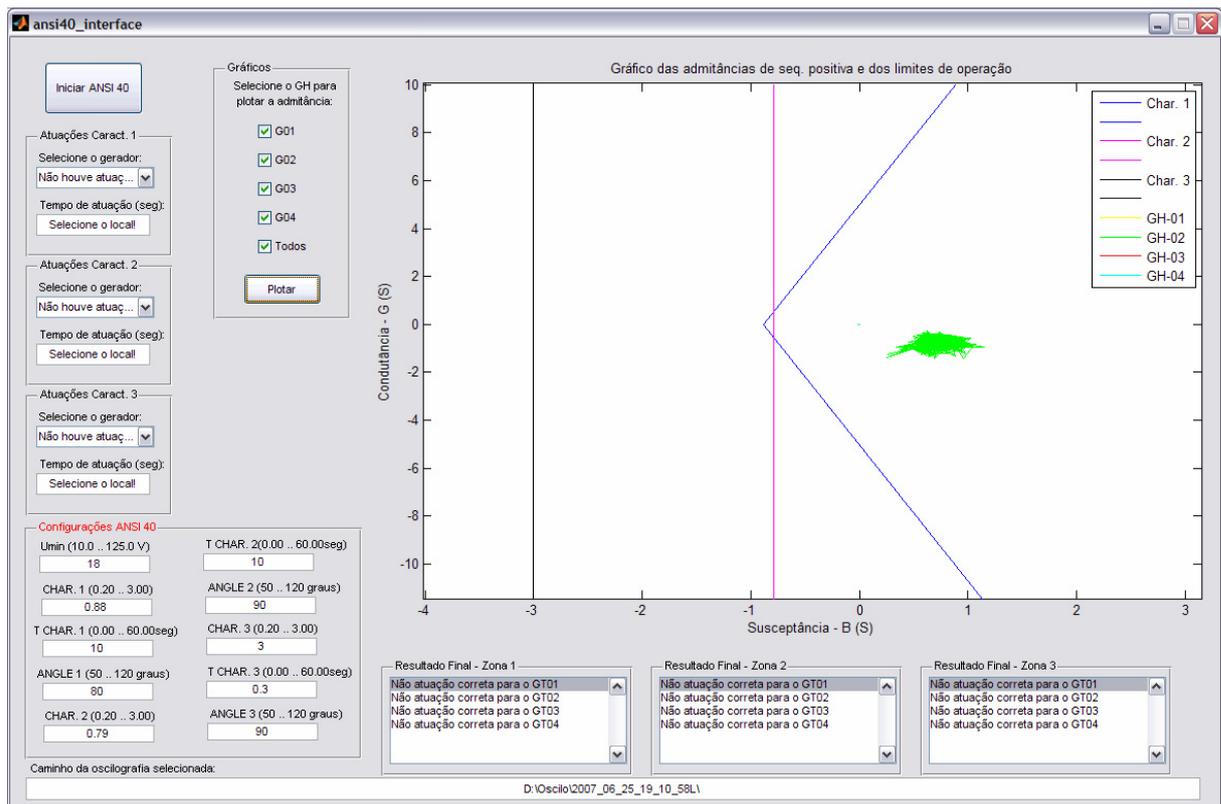


Figura 31 – Função ANSI 40 – interface gráfica

As configurações da proteção de perda de campo implementada são as seguintes:

- Umin: valor de tensão de bloqueio da função ANSI 40 por subtensão, referida ao secundário do TP;
- CHAR. 1: valor da susceptância da característica de operação 1, valor referido ao secundário dos medidores;
- T CHAR. 1: tempo de retardo da atuação da característica 1, em segundos;
- ANGLE 1: ângulo de inclinação da característica 1, em graus;
- CHAR. 2: valor da susceptância da característica de operação 2, valor referido ao secundário dos medidores;
- T CHAR. 2: tempo de retardo da atuação da característica 2, em segundos;
- ANGLE 2: ângulo de inclinação da característica 2, em graus;

- CHAR. 3: valor da susceptância da característica de operação 3, valor referido ao secundário dos medidores;
- T CHAR. 3: tempo de retardo da atuação da característica 3, em segundos;
- ANGLE 3: ângulo de inclinação da característica 3, em graus;

Os limites aplicados aos valores de configurações são os mesmos aceitáveis pelo relé comercial.

4.8. Proteção de Corrente de Seqüência Negativa – ANSI 46

A principal função desta proteção é a de evitar que a unidade geradora opere com correntes desbalanceadas. Este desbalanceamento poderia causar entre outros problemas, vibrações mecânicas no eixo da máquina devido ao campo magnético produzido pelas correntes desbalanceadas, o que pode ocasionar sérios danos ao rotor e estator. Correntes desbalanceadas podem ser detectadas a partir da decomposição das mesmas em componentes simétricas, já que o desbalanço de corrente provoca o aparecimento de correntes de seqüência negativa.

No fluxograma apresentado na Figura 32 pode ser observado o funcionamento desta função de proteção.

A função começa com a leitura dos dados da oscilografia. Após este passo é iniciada a rotina de análise de seqüência negativa.

O processo iterativo tem fim quando da atuação do segundo estágio ou da sobretemperatura da função ANSI 46. Também terá fim ao término do registro oscilográfico.

Cada iteração representa um ciclo da freqüência fundamental da unidade geradora. Em cada ciclo é calculada a corrente de seqüência negativa.

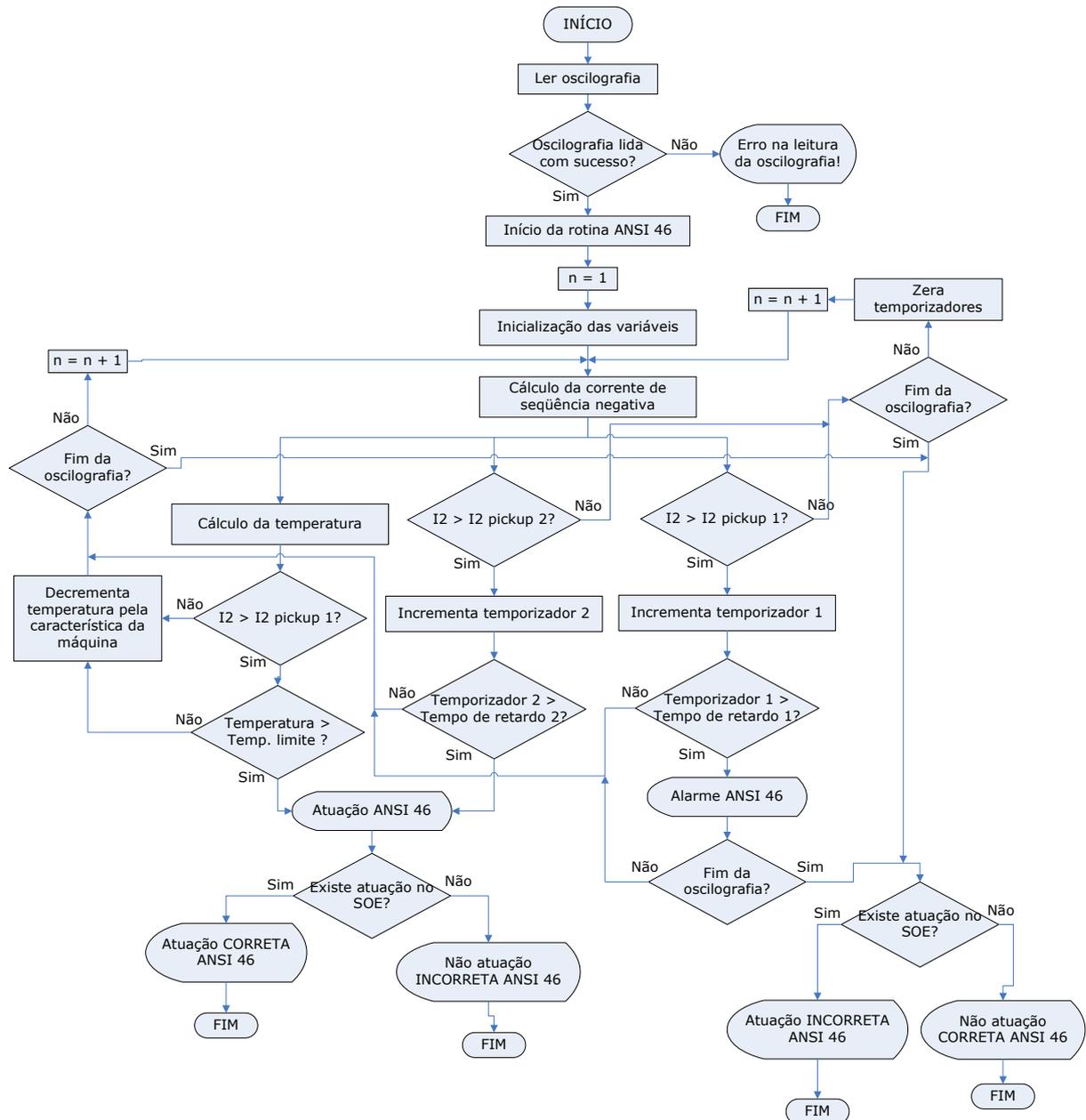


Figura 32 – Função ANSI 46 – fluxograma

Esta função possui dois estágios de sobrecorrente de seqüência negativa, sendo o primeiro estágio destinado apenas a alarmar sobre a presença de corrente de seqüência negativa e o segundo estágio destinado ao *trip* da unidade geradora. Também é efetuado o cálculo da temperatura, já que a presença de corrente de seqüência negativa eleva a temperatura interna da máquina. Para o cálculo da temperatura é utilizada a fórmula:

$$Temp = \left(\frac{I_2}{I_N} \right)^2 \cdot \Delta t \quad (3)$$

A temperatura é calculada a cada iteração e caso o seu valor atinja o valor pré-definido de operação, esta atuação ainda está sujeita ao valor da corrente de seqüência negativa estar acima do valor de *pickup* especificado para o estágio de alarme. Com estas duas condições satisfeitas é identificada a operação da proteção de seqüência negativa por sobretemperatura da máquina.

Com relação ao estágio de sobretemperatura deve-se considerar que, antes do início do registro oscilográfico, o relé real já pode ter iniciado o cálculo da temperatura. Neste caso as operações do relé emulado e do relé utilizado na usina podem ocorrer em instantes de tempo com defasagem considerável. Assim quando uma atuação de sobretemperatura por seqüência negativa ocorrer e os tempos de operação no sistema real e no emulado de proteção forem diferentes, este parâmetro deve ser levado em consideração pelo usuário.

Também a cada iteração o valor da corrente de seqüência negativa é comparado com os limiares para atuação em primeiro e segundo estágios. Sendo satisfeita a condição de primeiro estágio, o contador deste estágio é incrementado e caso o tempo pré-estabelecido seja atingido, o alarme de presença de corrente de seqüência negativa é iniciado.

Já com relação ao segundo estágio, sendo satisfeita a condição de *pickup* também é incrementado o contador deste estágio e se o valor limite de retardo da atuação for atingido, é identificada a operação do *trip* da proteção de seqüência negativa devido à sobrecorrente.

De forma semelhante à descrita anteriormente, uma vez identificada a atuação da proteção por temperatura ou segundo estágio, é iniciada a busca por ocorrências no registro do SOE, de forma a verificar se houve a operação desta no sistema real ou se o relé falhou ao não

operar.

Se ao final do registro oscilográfico não tiver sido identificada nenhuma atuação desta função, é efetuada também a busca por ocorrências no registro do SOE. Caso a operação não seja encontrada no SOE, é validada como correta a não-atuação da função ANSI 46 no sistema real e finalizado o programa. Caso a operação seja encontrada no SOE, é identificada a atuação indevida desta função e finalizado o programa.

As informações conclusivas do processo iterativo são disponibilizadas ao usuário através da interface gráfica da função que é apresentada na Figura 33.

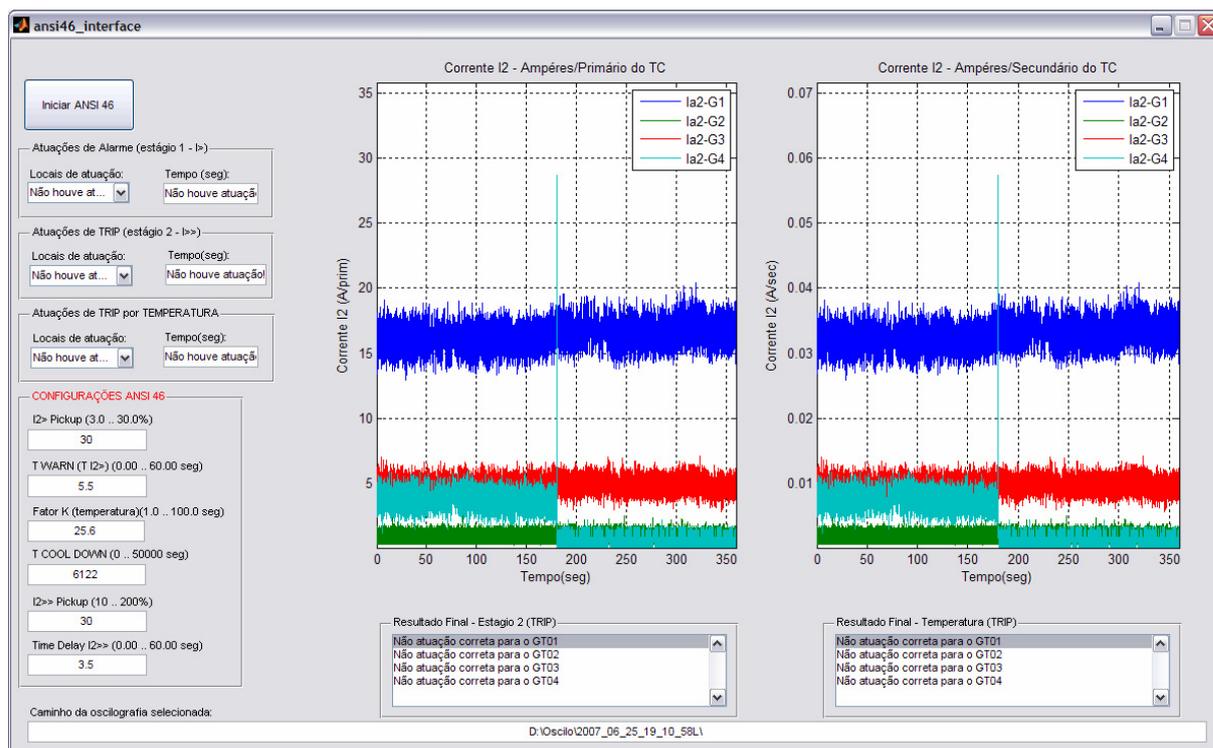


Figura 33 – Função ANSI 46 – interface gráfica

Os dois gráficos apresentam as correntes de seqüência negativa para cada unidade geradora. Sendo que um apresenta as correntes referidas ao primário do TC e o outro gráfico apresenta as correntes referidas ao secundário do TC.

Caso o usuário deseje observar o tempo da atuação da proteção ANSI 46, existe o campo "Atuações" para cada tipo de atuação (alarme, temperatura e segundo estágio) onde o usuário seleciona a unidade geradora e é apresentado o tempo da operação. Este tempo é contado a partir do início do processo iterativo, ou seja, do início da oscilografia.

Os campos "Resultado Final" são destinados à apresentação para o usuário da conclusão final da validação da operação desta função de proteção.

Também são disponibilizados os campos onde o usuário pode entrar com as configurações da proteção. Nestes campos o usuário deve entrar com os valores para:

- I2> Pickup: valor de corrente de seqüência negativa de partida para o primeiro estágio (estágio de alarme), em por cento da corrente nominal;
- T WARN: temporização para a atuação do alarme do primeiro estágio, em segundos;
- Fator K: valor em segundos, que representa o valor máximo da temperatura para a atuação do estágio de sobretemperatura. Este valor é obtido a partir das características construtivas da máquina e satisfaz a equação:

$$K = \left(\frac{I_2}{I_N} \right)^2 \cdot \Delta t \quad (4)$$

- T COOL DOWN: é o tempo em segundos que representa a característica do comportamento da diminuição (resfriamento) da temperatura. Também é obtido a partir das características construtivas da máquina. Caso o fabricante da máquina não disponibilize a informação, esta pode ser calculada considerando-se um comportamento igual para o tempo de resfriamento e aquecimento, a partir da fórmula:

$$T_{COOL\ DOWN} = \left(\frac{K}{\left(\frac{I_2}{I_N} \right)^2} \right) \quad (5)$$

- $I2 \gg$ Pickup: valor de corrente de seqüência negativa de *pickup* para o segundo estágio (estágio de *Trip*), em por cento da corrente nominal;
- Time Delay $I2 \gg$: valor de retardo para a atuação do *trip* do segundo estágio, em segundos;

Caso o usuário não entre com algum valor, o valor padrão previamente estabelecido será utilizado. Os intervalos permitidos para os valores de configuração seguem os limites estabelecidos no relé comercial, de forma a reproduzir o seu funcionamento.

4.9. Proteção de Sobretensão – ANSI 59

Esta proteção evita que o gerador opere com possíveis valores elevados de tensão nos seus terminais, que podem ocorrer por vários motivos. Estas sobretensões podem danificar o isolamento do gerador e provocar faltas internas no mesmo.

O fluxograma da Figura 34 apresenta a lógica de funcionamento desta proteção.

A função é iniciada com a leitura dos dados do registro oscilográfico. As tensões presentes nestes dados são as tensões de fase nos terminais de saída da unidade geradora. Porém a função de sobretensão utiliza as tensões de linha para análise, e estas são calculadas a partir das tensões de fase.

O processo iterativo é iniciado após a leitura dos dados. Este processo tem fim quando da atuação da proteção ou ao término do registro oscilográfico. Cada iteração representa um ciclo da freqüência fundamental da tensão gerada. A cada iteração é calculada a tensão de

linha do gerador.

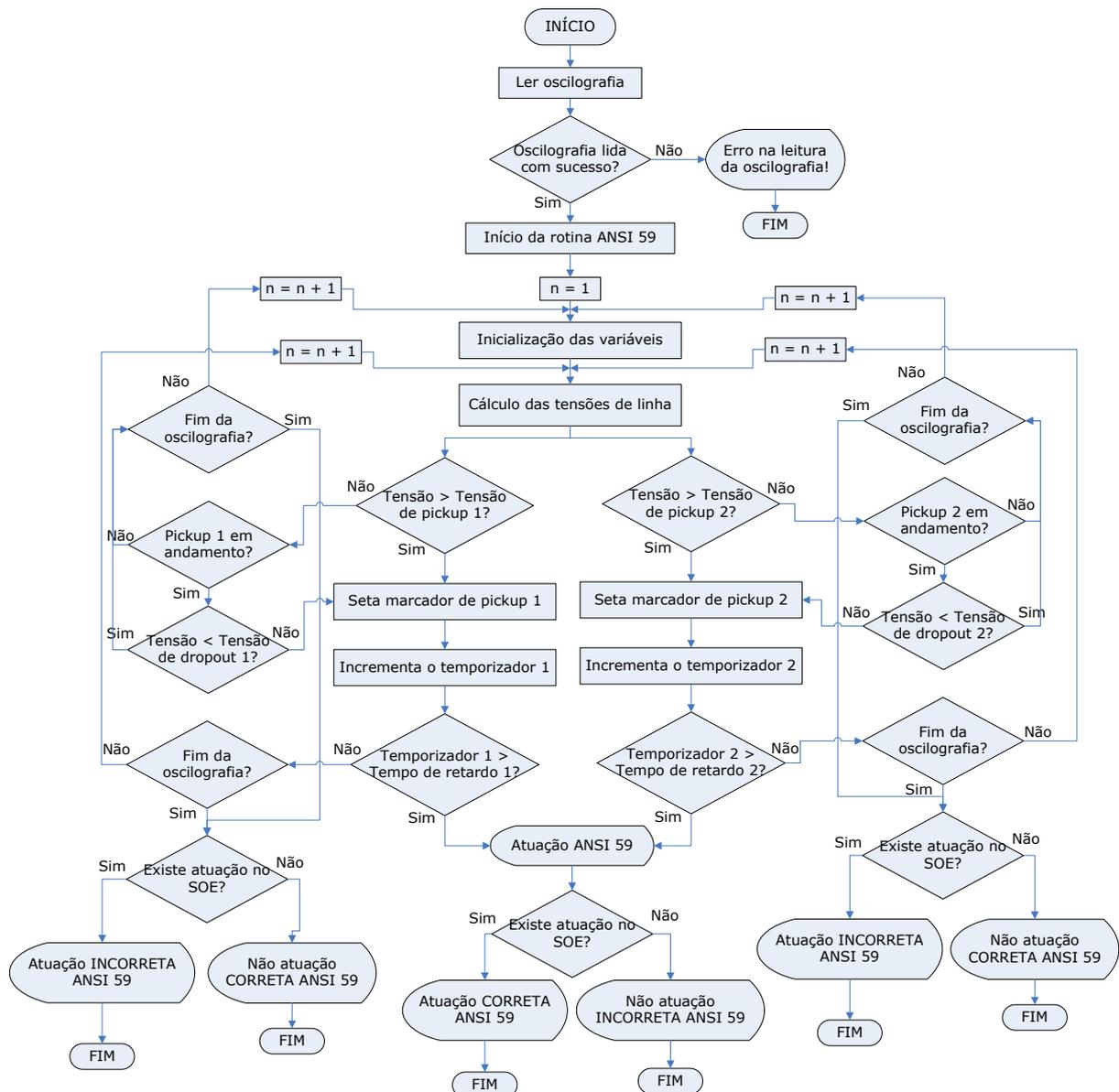


Figura 34 – Função ANSI 59 – fluxograma

A proteção de sobretensão implementada possui dois estágios de atuação. A cada iteração a tensão de linha calculada é comparada com os valores de *pickup* pré-ajustados.

Caso a condição de partida de algum estágio seja satisfeita, é setado o *pickup* e incrementado o contador deste estágio. Se o contador de tempo atingir o valor pré-configurado para um referido estágio, é verificada a operação da proteção de sobretensão. É iniciado então o

procedimento de análise do registro do SOE com o intuito de identificar a operação no sistema real. Se a ocorrência for encontrada no SOE, é então validada como correta a atuação da proteção. Em caso contrário é identificada a não atuação incorreta desta função.

A cada iteração, se o valor de *pickup* não for satisfeito o processo continua normalmente até o final da oscilografia. Porém se um *pickup* estiver em andamento, para que ocorra o *dropout* é necessário que além do valor de *pickup* não ser atendido, que também seja atendido o valor de tensão de *dropout*, que normalmente é entre 0,9 e 0,99 vezes o valor de *pickup*. Isto é importante para que a atuação da proteção seja garantida mesmo com pequenas oscilações na tensão.

Se ao final do processo iterativo nenhuma atuação tenha ocorrido, é iniciada a busca por atuações no SOE. Se nenhuma operação for encontrada no SOE é então validada como correta a não atuação desta proteção. Se alguma ocorrência for encontrada no SOE, esta atuação é considerada indevida.

Ao final do processo iterativo as conclusões são apresentadas ao usuário através da interface gráfica e o programa é finalizado. A interface gráfica é apresentada na Figura 35.

Os gráficos apresentam o comportamento da tensão de linha durante o tempo da oscilografia. Os valores são apresentados em kV referidos ao primário do transformador de potencial.

No campo "Atuações" o usuário pode selecionar a fase e o gerador do qual deseja visualizar o tempo da atuação, caso alguma atuação tenha ocorrido. O tempo da atuação é contado a partir do início do processo iterativo e apresentado em segundos.

Os campos "Resultado Final" apresentam a conclusão final da ferramenta de validação, uma para cada estágio da proteção.

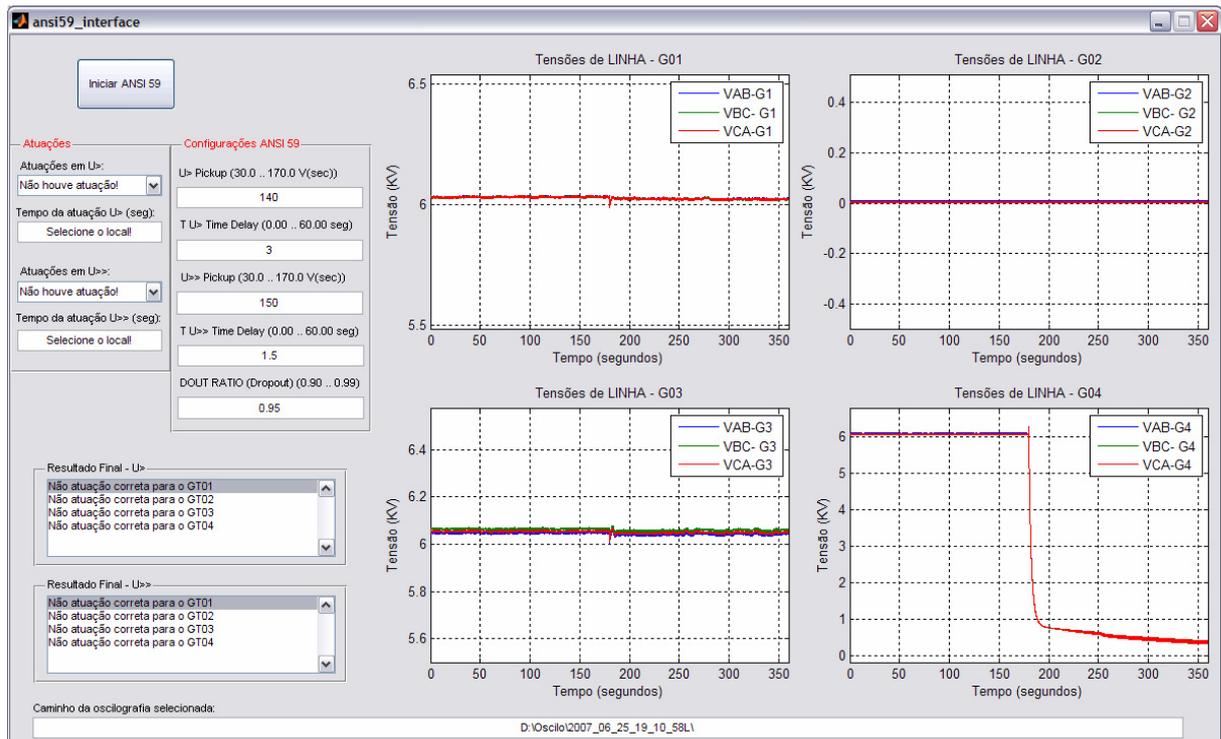


Figura 35 – Função ANSI 59 – interface gráfica

O usuário deve preencher os campos destinados à configuração da proteção de sobretensão, no qual se deve entrar com os valores para:

- U> Pickup: valor de tensão de *pickup* para o primeiro estágio, em Volts referidos ao secundário do medidor;
- T U> Time Delay: tempo de retardo da atuação da proteção para o primeiro estágio, em segundos;
- U>> Pickup: valor de tensão de *pickup* para o segundo estágio, em Volts referidos ao secundário do medidor;
- T U>> Time Delay: tempo de retardo da atuação da proteção para o segundo estágio, em segundos;
- DOUT RATIO: valor onde deve ser informado o multiplicador para a tensão de *dropout* da função, este valor é multiplicado pelo valor de *pickup* e então é obtido o valor de *dropout* para cada estágio.

As faixas de valores permitidos nas configurações seguem os

limites utilizados pelo relé comercial, de forma a reproduzir o seu funcionamento. Se o usuário não entrar com algum valor de configuração, será utilizado o valor padrão programado.

4.10. Considerações

As funções utilizadas pelos relés digitais são bastante complexas. Para ter uma resposta confiável a ferramenta proposta precisa operar de forma idêntica ao relé comercial. Porém certas variáveis limitam esta confiabilidade, já que dados como resolução dos conversores analógico/digital de obtenção dos dados de entrada do relé digital e do oscilógrafo, o tratamento que os sinais recebem antes de serem analisados pelo relé e pelo oscilógrafo, etc., são difíceis de serem obtidos já que envolvem segredos construtivos. Por este motivo uma mesma forma de onda pode ser vista de maneira ligeiramente diferente pelo relé e pelo oscilógrafo.

Porém a possibilidade de diferenças significativas nos dados provenientes dos oscilógrafos, se comparados com os dados utilizados pelo relé real, é pequena. Por ventura pode ocorrer uma diferença que resulte em resultados incorretos, mas na maioria dos casos observados verifica-se que o comportamento do sistema em regime permanente difere muito do comportamento sob falta e devido a isso as diferenças nos tratamentos dos sinais têm seus efeitos minimizados e o resultado observado é satisfatório.

Portanto, mesmo considerando os aspectos mencionados nos parágrafos acima, a ferramenta pode efetuar a avaliação automática da operação da proteção empregando dados de registros oscilográficos com a expectativa de bons resultados.

5. RESULTADOS PRÁTICOS

5.1. Introdução

A partir de dados do sistema real de uma empresa proprietária de usinas de geração de energia elétrica, efetuaram-se testes na ferramenta computacional desenvolvida de forma a verificar seu funcionamento.

Foram utilizados dados de vinte registros oscilográficos contendo informações referentes a quatro unidades geradoras distintas de uma termoelétrica a vapor, para os quais foram testadas todas as funções de proteção, com exceção da proteção diferencial.

Nesta usina a tensão nominal é de 6 kV de linha, ou 3,46 kV de fase. A potência nominal é de 24 MVA e a corrente nominal de 2309 A. Os transformadores de corrente são de relação 2500/5 A e os transformadores de potencial de 6000/100 V. Os terminais do neutro são conectados em estrela, porém sem aterramento. Os terminais de saída são conectados em delta ao transformador elevador.

Os ajustes da proteção considerados no programa são exatamente iguais aos aplicados na usina e o relé comercial utilizado para o desenvolvimento desta ferramenta é o mesmo utilizado na proteção da usina.

Os resultados dos testes são apresentados na Tabela 3.

Tabela 3 – Resultados práticos

	Acertos	Erros	Total	Percentual de acertos
ANSI 21	20	0	20	100
ANSI 32	20	0	20	100
ANSI 40	20	0	20	100
ANSI 46	20	0	20	100
ANSI 50	20	0	20	100
ANSI 59	20	0	20	100
TOTAL:	20	0	20	100

Os registros oscilográficos e de seqüência de eventos apresentaram atuações apenas para as funções de reversão de potência e de sobretensão, sendo que para as outras funções não houve atuações.

Os resultados obtidos foram satisfatórios, sendo que todos os casos resultaram na resposta esperada seja de atuação correta, não atuação correta, atuação incorreta ou não atuação incorreta. Desta forma fica comprovado o correto funcionamento da ferramenta a partir de dados reais do sistema elétrico.

A partir dos casos testados foram selecionados alguns exemplos que serão apresentados em detalhes. Será apresentado um caso para cada função de proteção de forma a demonstrar como esta operou durante a simulação e também como os dados são apresentados para o usuário após a simulação.

5.2. Proteção de Reversão de Potência – ANSI 32

Além da proteção contra reversão de potência indesejada, esta usina utiliza a proteção de reversão de potência para efetuar o desligamento das unidades. A reversão de potência é intencional, visando causar a atuação da proteção e o conseqüente desligamento da unidade geradora.

Quando esta proteção é utilizada para o desligamento intencional da unidade geradora, o operador retira a carga da unidade gradualmente e posteriormente provoca a circulação de potência reversa, porém o valor

desta potência é controlado e seu comportamento bastante sutil, suficiente apenas para a operação do relé de proteção.

Na Figura 36 é apresentada a interface gráfica da proteção de reversão de potência com o resultado da análise de um caso em que houve desligamento devido à atuação desta proteção.

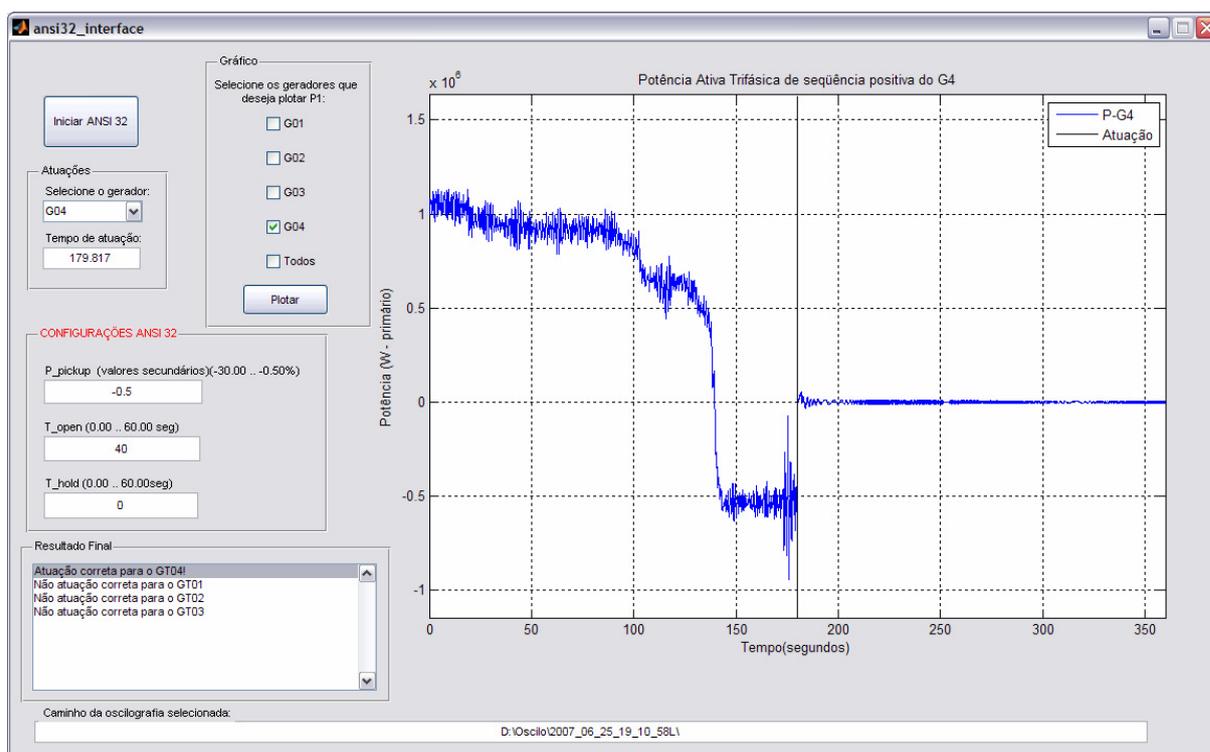


Figura 36 – Função ANSI 32 – resultado prático

A atuação da proteção de reversão de potência ocorreu para a unidade geradora 04, no instante de tempo 179,1 segundos a partir do início da oscilografia.

Após efetuada a busca no SOE verificou-se que a atuação também existiu no sistema real de proteção da usina no instante de tempo 19:13:58.088 h. Na Figura 37 é apresentado o registro do SOE encontrado para este caso.

Considerando que o início do registro da oscilografia foi ao instante 19:10:58.090 h, se acrescentarmos os 179,1 segundos que foi o tempo necessário para operação na emulação da proteção, então teremos

19:13:57.190 h. Como neste trabalho a margem aceitável de erro entre a atuação no sistema real e a simulada é de 1 segundo, pode-se concluir que a operação para esta unidade foi correta.

Jun_25_2007_19:13:58.088	GT04 PROTEÇÃO REVERSÃO DE POTENCIA - 32G mudou para Atuado
Jun_25_2007_19:13:58.088	GT04 RELE AUXILIAR COMUTAÇÃO DE DISPARO - 83G mudou para Atuado
Jun_25_2007_19:13:58.104	GT04 BLOQUEIO GERADOR OPERADO - 86G mudou para Atuado
Jun_25_2007_19:13:58.137	GT04 UNIDADE SINCRONIZADA-G4 mudou para Normal
Jun_25_2007_19:13:58.137	GT04 DJ0432 - DISJUNTOR DA UNIDADE 04 ABERTO FECHADO mudou para Aberto
Jun_25_2007_19:13:58.137	GT04 DJ0432 - DISJUNTOR DA UNIDADE 04 ABERTO FECHADO mudou para Fechado
Jun_25_2007_19:13:58.137	GT04 DJ0432 - DISJUNTOR DA UNIDADE 04 ABERTO FECHADO mudou para Invalido00
Jun_25_2007_19:13:58.139	GT04 UNIDADE SINCRONIZADA-G4 mudou para Atuado
Jun_25_2007_19:13:58.139	GT04 DJ0432 - DISJUNTOR DA UNIDADE 04 ABERTO FECHADO mudou para Em_Transito
Jun_25_2007_19:13:58.424	GT04 RELE AUXILIAR COMUTAÇÃO DE DISPARO - 83G mudou para Normal
Jun_25_2007_19:13:58.426	GT04 PROTEÇÃO REVERSÃO DE POTENCIA - 32G mudou para Normal
Jun_25_2007_19:14:13.713	GT04 UNIDADE PARADA - G4/UP mudou para Atuado

Figura 37 – Função ANSI 32 – resultado prático - SOE

Para as outras unidades, onde não houve atuação na simulação, também não foram encontradas atuações no SOE e, portanto foi validada a correta não atuação desta proteção.

Os dados utilizados neste caso foram arquivos reais sem nenhuma alteração, reproduzindo fielmente o ocorrido no sistema real.

5.3. Proteção de Sobretensão – ANSI 59

Nos registros oscilográficos cedidos pela empresa geradora foi encontrada uma operação real da proteção de sobretensão. A atuação ocorreu na unidade geradora 01.

Foi realizada a emulação através do programa implementado, de forma a verificar o funcionamento do mesmo para esta função de proteção. O resultado gerado pelo programa é apresentado na Figura 38.

A atuação ocorreu na tensão de linha CA aos 61,4667 segundos passados desde o início da oscilografia. A configuração da proteção é 1,4 pu para o primeiro estágio e 1,5 pu para o segundo estágio, porém o segundo estágio tem tempo de atuação menor, 1,5 segundos contra 3 segundos do primeiro estágio. Desta forma a atuação ocorreu corretamente pela característica de segundo estágio, já que a tensão do sistema ultrapassou os 2 pu.

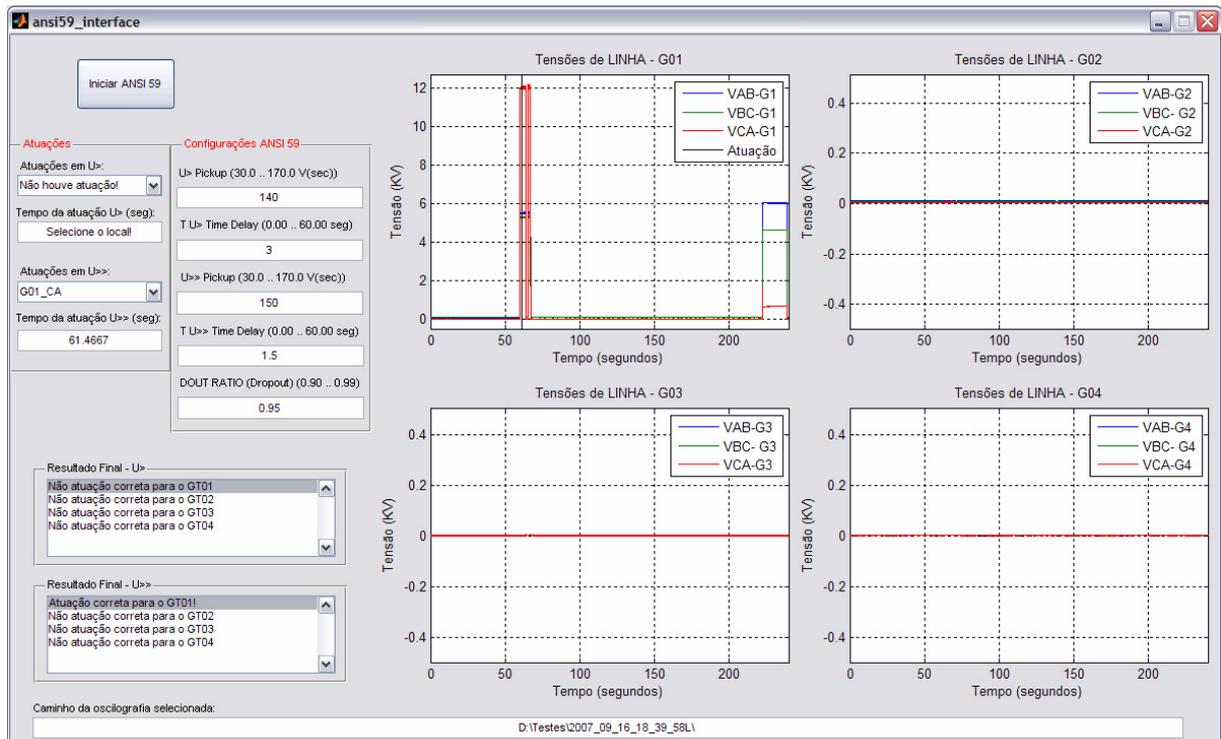


Figura 38 – Função ANSI 59 – resultado prático

Esta operação foi encontrada no registro do SOE no tempo 18:41:00.180 hs. Considerando o início da oscilografia que ocorreu no instante 18:39:58.673 hs, e adicionando os 61,4667 segundos que o relé emulado demorou para atuar, obtém-se a atuação emulada no instante 18:41:00.025 hs. Portanto, considerando a margem de 1 segundo entre a atuação na emulação e a atuação real, chega-se à conclusão que a atuação foi correta para a proteção de sobretensão do gerador 01.

Na Figura 39 é apresentado o registro do SOE encontrado para o intervalo de tempo desta oscilografia. Pode-se observar a atuação da proteção de sobretensão no instante de tempo mencionado acima.

Sep_16_2007_18:41:00.180	GT01 PROTEÇÃO SOBRETENSÃO - 59G mudou para Atuado
Sep_16_2007_18:41:02.872	GT01 PROTEÇÃO SOBRETENSÃO - 59G mudou para Normal
Sep_16_2007_18:41:05.392	GT01 PROTEÇÃO SOBRETENSÃO - 59G mudou para Atuado
Sep_16_2007_18:41:05.733	GT01 PROTEÇÃO SOBRETENSÃO - 59G mudou para Normal
Sep_16_2007_18:42:37.054	GT01 RELE AUXILIAR COMUTAÇÃO DE DISPARO - 83G mudou para Atuado
Sep_16_2007_18:42:37.070	GT01 BLOQUEIO GERADOR OPERADO - 86G mudou para Atuado
Sep_16_2007_18:42:37.081	GT01 RELE AUXILIAR COMUTAÇÃO DE DISPARO - 83G mudou para Normal
Sep_16_2007_18:42:37.083	GT01 RELE AUXILIAR COMUTAÇÃO DE DISPARO - 83G mudou para Atuado

Figura 39 – Função ANSI 59 – resultado prático - SOE

As não atuações de primeiro estágio para todas unidades geradoras e de segundo estágio para as unidades 2, 3 e 4 foram validadas como corretas, já que para estes não houve operação no sistema real e nem na emulação.

Os resultados obtidos foram satisfatórios e confirmaram as expectativas referentes ao comportamento da função.

5.4. Proteção de Sobrecorrente Instantânea – ANSI 50

No registro fasorial e de seqüência de eventos cedido pela empresa geradora não existem atuações para esta proteção no sistema real. Desta forma a validação da operação da ferramenta a partir de dados reais sem alterações não foi possível.

Para efetuar a validação, foram alterados os dados de corrente da oscilografia, aumentando o valor da corrente de forma a simular uma falta para os geradores 01 e 03, nas fases A e B destes geradores, respectivamente. Também foi inserida uma atuação no registro do SOE, de forma a simular a atuação no sistema real para o gerador 01.

Com estes dados a resposta esperada para a ferramenta é a correta atuação da proteção de sobrecorrente para o gerador 01 e a não atuação incorreta desta função para o gerador 03, já que para este último não foi inserida atuação no registro do SOE.

A interface gráfica desta função após a emulação é apresentada na Figura 40.

As alterações nos dados foram colocadas a partir do início da oscilografia para o gerador 01 e a partir do segundo minuto (120 segundos) para o gerador 03. No campo atuações foi selecionado o gerador 01, fase A, e é apresentado o tempo de atuação.

A atuação para o gerador 01 ocorreu no instante 3,9 segundos a partir do início da oscilografia, o que é correto já que o tempo de retardo da atuação da proteção é 3,9 segundos. Para o gerador 03 a atuação

ocorreu no instante 123,9 segundos, o que também é correto já que a falta simulada iniciou no tempo 120 segundos.

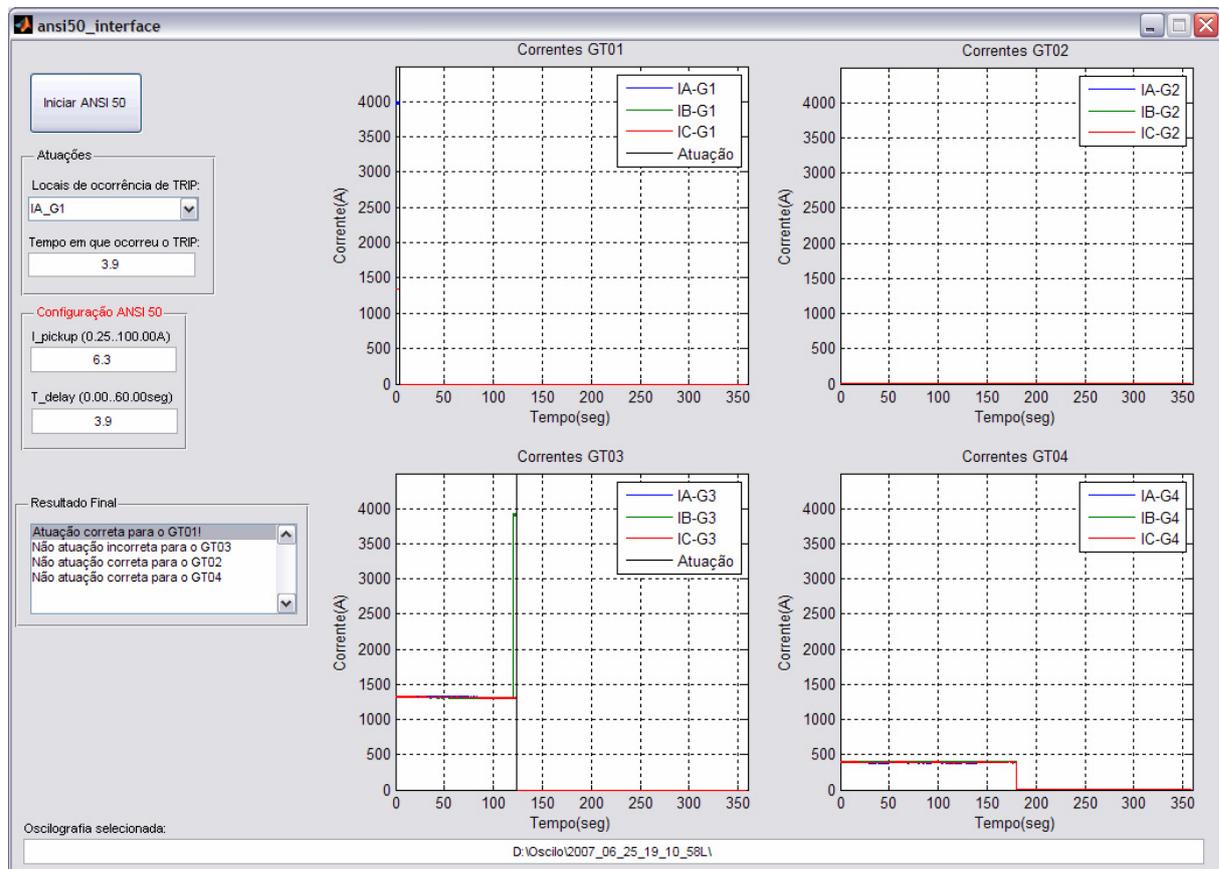


Figura 40 – Função ANSI 50 – resultado prático

O registro de oscilografia teve início no tempo 19:10:58.090 hs. Acrescentando o tempo de retardo da atuação, obtém-se o instante 19:11:01.990 hs. O registro de operação foi inserido no SOE no instante 19:11:02.000. Na Figura 41 é apresentado o registro do SOE para o intervalo da oscilografia.

No campo "Resultado Final" da Figura 40 se pode observar a conclusão final da ferramenta. Obteve-se a operação correta para o gerador 01 e na não atuação incorreta para o gerador 03. Para os geradores 02 e 04 o resultado foi a não operação correta da proteção de sobrecorrente.

Considerando a margem de erro de 1 segundo entre a atuação no relé emulado e no relé real, o resultado do teste foi satisfatório e mostra o

correto funcionamento da ferramenta.

Jun_25_2007_19:11:02.000	GT01 PROTEÇÃO SOBRECORRENTE - 50G mudou para Atuado
Jun_25_2007_19:13:58.088	GT04 PROTEÇÃO REVERSÃO DE POTENCIA - 32G mudou para Atuado
Jun_25_2007_19:13:58.088	GT04 RELE AUXILIAR COMUTAÇÃO DE DISPARO - 83G mudou para Atuado
Jun_25_2007_19:13:58.104	GT04 BLOQUEIO GERADOR OPERADO - 86G mudou para Atuado
Jun_25_2007_19:13:58.137	GT04 UNIDADE SINCRONIZADA-G4 mudou para Normal
Jun_25_2007_19:13:58.137	GT04 DJ0432 - DISJUNTOR DA UNIDADE 04 ABERTO FECHADO mudou para Aberto
Jun_25_2007_19:13:58.137	GT04 DJ0432 - DISJUNTOR DA UNIDADE 04 ABERTO FECHADO mudou para Fechado
Jun_25_2007_19:13:58.137	GT04 DJ0432 - DISJUNTOR DA UNIDADE 04 ABERTO FECHADO mudou para Invalido00
Jun_25_2007_19:13:58.139	GT04 UNIDADE SINCRONIZADA-G4 mudou para Atuado
Jun_25_2007_19:13:58.139	GT04 DJ0432 - DISJUNTOR DA UNIDADE 04 ABERTO FECHADO mudou para Em_Transito
Jun_25_2007_19:13:58.424	GT04 RELE AUXILIAR COMUTAÇÃO DE DISPARO - 83G mudou para Normal
Jun_25_2007_19:13:58.426	GT04 PROTEÇÃO REVERSÃO DE POTENCIA - 32G mudou para Normal
Jun_25_2007_19:14:13.713	GT04 UNIDADE PARADA - G4/IUP mudou para Atuado

Figura 41 – Função ANSI 50 – resultado prático - SOE

5.5. Proteção de Distância – ANSI 21

Os dados de oscilografia e SOE também não apresentam nenhuma atuação desta proteção. Porém foi encontrada uma oscilografia onde o valor calculado da impedância satisfaz por certo período à condição da segunda zona de atuação.

O caso é apresentado na Figura 42.

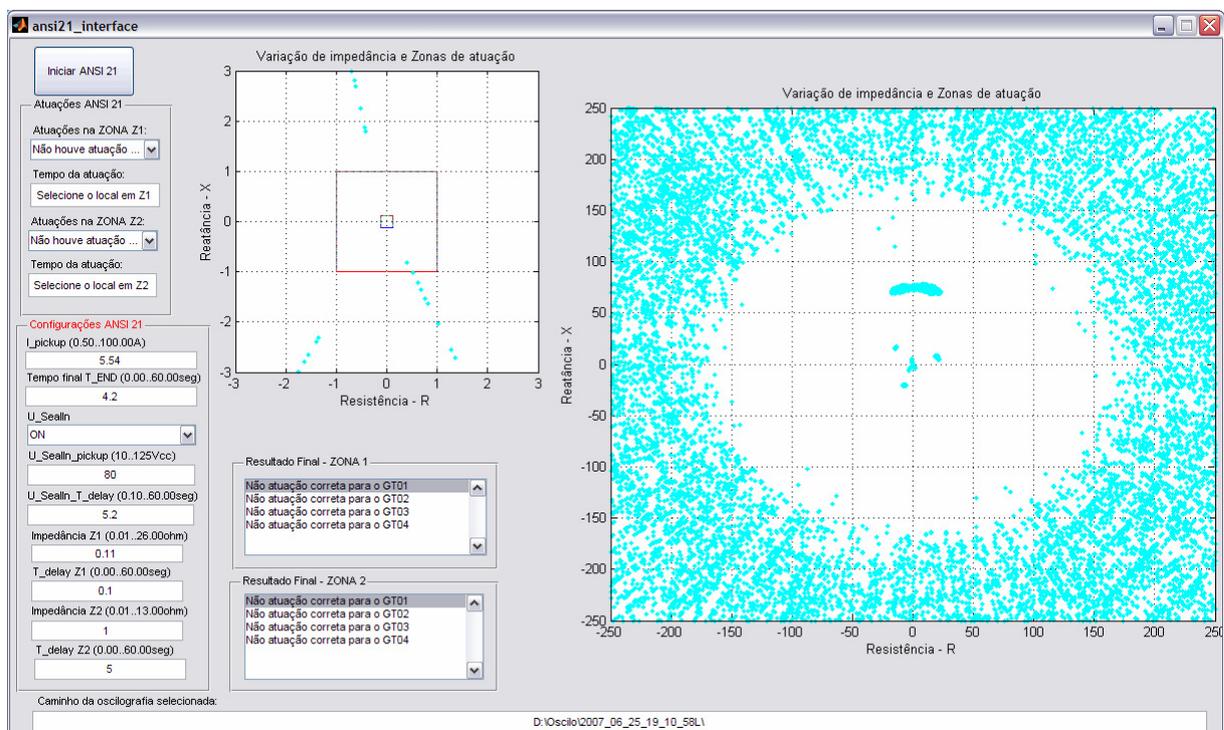


Figura 42 – Função ANSI 21 – resultado prático

No gráfico menor, que apresenta um *zoom* das zonas de operação, pode-se observar que a impedância entra na segunda zona de atuação, porém não se obtém a operação da função de impedância. Isto ocorre porque não existe falta neste instante e portanto a corrente não satisfaz a condição de disparo da proteção. Além disso, a impedância permanece dentro da zona de operação por um período muito pequeno de tempo.

Desta forma, pode-se verificar que a função obedece rigorosamente o relé comercial, o qual também não atuou na prática. Este resultado comprova a correta não atuação da proteção de distância tanto na simulação quanto no sistema real.

5.6. Proteção de Perda de Campo – ANSI 40

Esta função também não apresenta nenhuma atuação nos arquivos cedidos pela empresa de geração. Para a obtenção de uma situação onde as condições de atuação desta função são satisfeitas os valores calculados das admitâncias foram modificados, de forma a satisfazer as condições de atuação desta função.

As alterações ocorreram de maneira que para o gerador 01 estes valores satisfaçam a condição de primeiro estágio, porém por tempo insuficiente para a sua atuação. Os valores para o gerador 03 foram modificados de forma a satisfazer a condição de terceiro estágio e se repetirão por tempo suficiente para a operação.

Será adicionada uma ocorrência para o gerador 03 no SOE de forma a simular a operação no sistema real. Desta forma o resultado esperado para a simulação é a correta atuação do gerador 03 e a correta não atuação para as outras unidades geradoras, sendo que a proteção do gerador 01 não deverá operar.

Os resultados obtidos após a emulação são apresentados na Figura 43.

No gráfico se pode observar o comportamento das admitâncias. A

admitância do gerador 03 ultrapassa o limite de operação da característica de terceiro estágio e ocorre à atuação para esta máquina e posteriormente o valor da admitância é zerado. A admitância do gerador 01 satisfaz a condição de primeiro estágio por 8 segundos, tempo insuficiente para a operação que está configurada para 10 segundos e desta forma não ocorre à atuação para esta unidade.

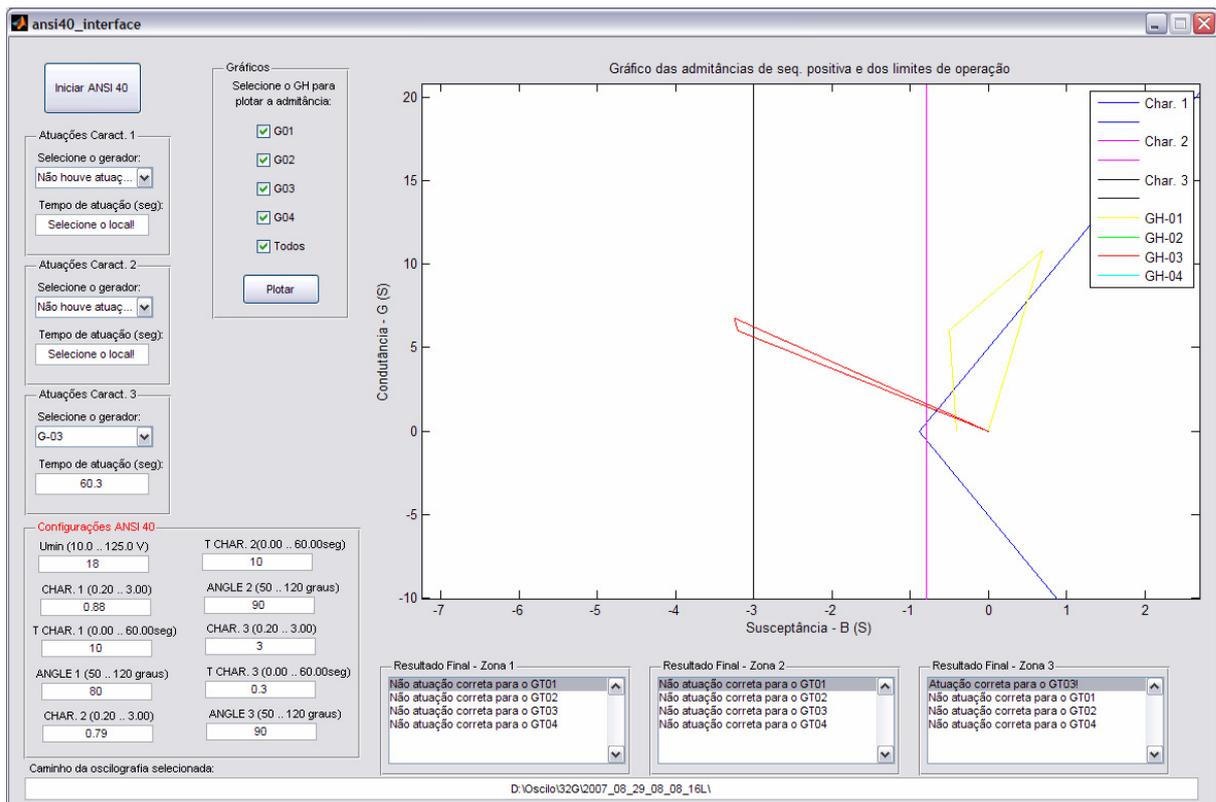


Figura 43 – Função ANSI 40 – resultado prático

Os valores para o gerador 03 foram alterados a partir do primeiro minuto do registro oscilográfico. Como o retardo de atuação desta zona está configurado para 0,3 segundos, a operação ocorreu aos 60,3 segundos.

O registro da oscilografia teve início no instante 08:08:16.556 hs. Adicionando os 60,3 segundos que o relé emulado demorou a operar se obtém 08:09:16.856 hs. A atuação no SOE foi inserida no instante 18:09:16.955 hs. Na Figura 44 pode-se observar a ocorrência inserida no SOE e o instante de tempo em que esta foi inserida.

Aug_29_2007_08:09:16.955	UTCH	GT03	PROTEÇÃO DE PERDA DE CAMPO - Zona3-40G mudou para Atuado
Aug_29_2007_08:11:16.555	UTCH	GT01	PROTEÇÃO REVERSÃO DE POTENCIA - 32G mudou para Atuado
Aug_29_2007_08:12:06.926	UTCH	GT01	DJ0332 - DISJUNTOR DA UNIDADE COMANDO MANUAL mudou para Atuado
Aug_29_2007_08:12:06.950	UTCH	GT01	UNIDADE SINCRONIZADA-G1 mudou para Normal
Aug_29_2007_08:12:06.950	UTCH	GT01	DJ0332 - DISJUNTOR DA UNIDADE 01 ABERTO FECHADO mudou para Aberto
Aug_29_2007_08:12:07.206	UTCH	GT01	PROTEÇÃO REVERSÃO DE POTENCIA - 32G mudou para Normal
Aug_29_2007_08:12:07.586	UTCH	GT01	DJ0332 - DISJUNTOR DA UNIDADE COMANDO MANUAL mudou para Normal
Aug_29_2007_08:12:12.465	UTCH	GT01	RELE AUXILIAR COMUTAÇÃO DE DISPARO - 83G mudou para Atuado
Aug_29_2007_08:12:12.483	UTCH	GT01	BLOQUEIO GERADOR OPERADO - 86G mudou para Atuado
Aug_29_2007_08:12:12.492	UTCH	GT01	RELE AUXILIAR COMUTAÇÃO DE DISPARO - 83G mudou para Normal
Aug_29_2007_08:12:12.494	UTCH	GT01	RELE AUXILIAR COMUTAÇÃO DE DISPARO - 83G mudou para Atuado

Figura 44 – Função ANSI 40 – resultado prático - SOE

As conclusões da ferramenta são apresentadas nos campos “Resultado Final” e foram as conclusões esperadas, validando como correta a operação da proteção para o gerador 03 e validando como correta a não atuação para as outras unidades no terceiro estágio. Para o primeiro e segundo estágios foi validada a correta não atuação da proteção para todos geradores.

5.7. Proteção de Corrente de Seqüência Negativa – ANSI 46

Da mesma forma que nos outros casos não houve atuação para esta proteção nos casos repassados pela empresa geradora. Devido a isso não será possível obter resultados a partir de arquivos estritamente reais.

Diferentemente dos casos anteriores, para esta função não se fará a alteração dos dados oscilográficos para que se obtenha atuação. Será feita apenas a inserção de uma ocorrência no registro do SOE para os geradores 02 e 04, sendo a operação por *trip* do segundo estágio para o gerador 02 e por *trip* do estágio de sobretemperatura para o gerador 04. Assim o resultado esperado para a simulação é a atuação incorreta da proteção para estes dois geradores.

O resultado da simulação é apresentado na Figura 45.

Os resultados obtidos na simulação foram os esperados, ou seja, a operação incorreta para o *trip* de segundo estágio para o gerador 02 e do estágio de sobretemperatura para o gerador 04.

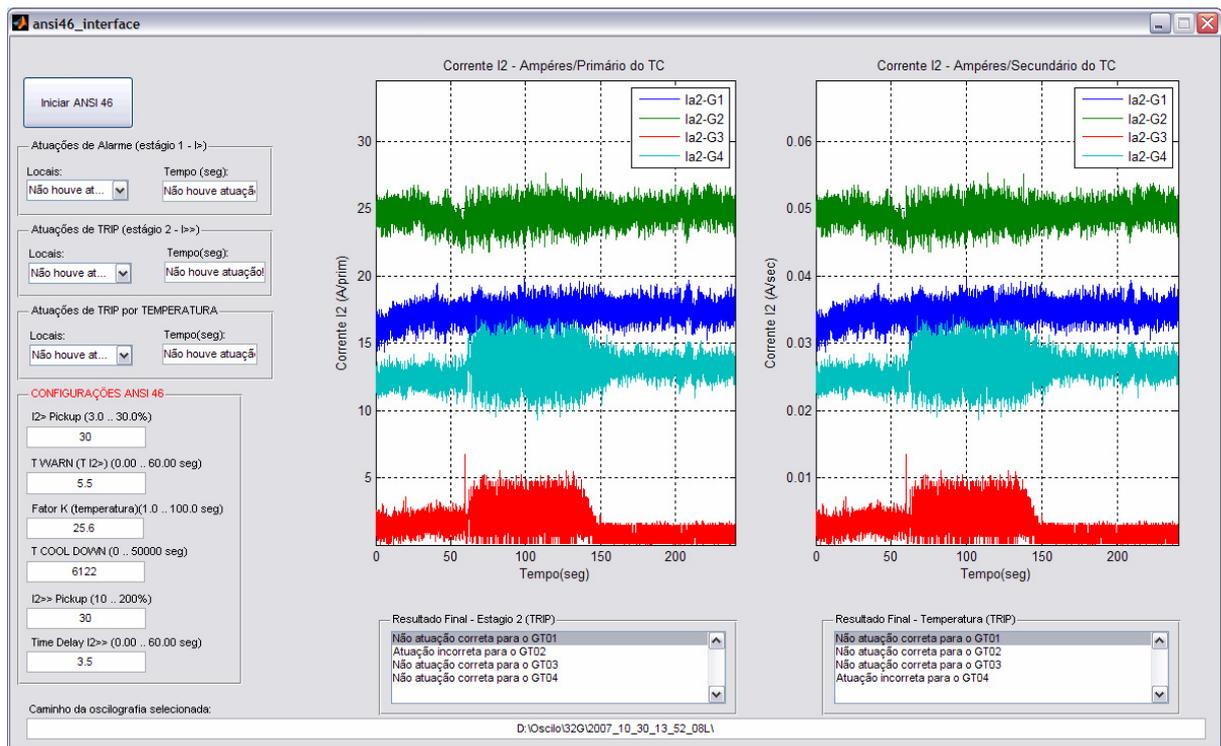


Figura 45 – Função ANSI 46 – resultado prático

A partir destes dados se pode comprovar que se existir atuação no sistema real, mas não havendo condição de operação verificada na oscilografia, o programa detecta precisamente a atuação incorreta da proteção no sistema real.

5.8. Considerações

Não foram obtidos resultados para a função de proteção diferencial. Como descrito no item 4.2 a proteção diferencial precisa das formas de onda de correntes provenientes de dois TCs, os mesmo que efetuam a medição para o relé real. Porém nos registros oscilográficos repassados pela empresa geradora são monitorados apenas as correntes provenientes de TCs alocados nos terminais de saída dos geradores. Desta forma não é possível efetuar a avaliação para esta proteção.

Apesar de várias funções terem sido testadas com dados alterados a partir de registros oscilográficos onde não existiam condições para atuações, os resultados apresentados são bastante satisfatórios, já que as alterações efetuadas reproduzem o comportamento do sistema para uma

falta.

Já as funções de reversão de potência e de sobretensão foram testadas com dados estritamente reais, sem nenhuma alteração, assim seu funcionamento pôde ser comprovado com maior certeza.

6. CONCLUSÕES

A análise pós-falta do desempenho da operação de sistemas de proteção das unidades geradoras ainda é atualmente efetuada manualmente pelos engenheiros de proteção. Nesta análise é verificado se o relé comportou-se de forma consistente com seus ajustes.

A ferramenta descrita neste trabalho visa apoiar o especialista nesta análise, utilizando informações provenientes dos registradores digitais de perturbações e da seqüência de eventos armazenada no sistema supervisor, as quais permitem reproduzir a situação do sistema durante a ocorrência.

No tocante ao objetivo maior do trabalho, os resultados obtidos demonstram que o programa computacional desenvolvido consegue reproduzir o comportamento do relé real de proteção da unidade geradora. Este programa permite que o usuário informe as configurações do relé e relações de transformação dos transformadores de medição, que devem ser as mesmas do relé cujo comportamento busca-se emular.

A análise efetuada pela ferramenta descrita utiliza como dados de entrada os registros de longa duração do oscilógrafo, ou seja, os cálculos dos fasores de tensão e corrente na freqüência fundamental são efetuados pelo oscilógrafo. Desta forma, a tarefa de filtragem dos dados não teve que ser implementada. Não existe atualmente um formato padrão para

registros de longa duração, portanto a rotina de leitura dos dados precisa ser revista para diferentes fabricantes de oscilógrafos. Este inconveniente pode ser minimizado se for instituído um formato padrão também para registros de longa duração, como já existe para os registros de curta duração através do formato COMTRADE.

A implementação das diversas funções de proteção existentes em um relé digital comercial foi baseada nas descrições do seu manual. Para algumas funções foram necessárias certas heurísticas, já que eventos digitais que informam ao relé se a unidade está conectada ao sistema ou não, se a unidade está excitada ou não, se o cálculo da temperatura na função ANIS46 já foi iniciado antes do início do registro oscilográfico, entre outros, nem sempre estão disponíveis nos dados provenientes dos oscilógrafos e seqüência de eventos. A falta destes dados pode implicar em resultados diferentes dos esperados para a ferramenta. Porém estes casos são raros e ainda assim o objetivo de diminuir a carga de dados que os engenheiros de operação precisam analisar é atingido de forma adequada.

A validação desta ferramenta não foi tão completa quanto seria desejável, devido à dificuldade de obtenção de dados de situações reais. Estes dados devem ser provenientes de oscilógrafos com sistema de aquisição dos dados confiáveis e também com excelente sincronização de tempo via GPS (*Global Position System*). Para validação de funções para as quais não havia casos reais, arquivos de oscilografia foram alterados visando simular tais situações de falta. No caso da função de proteção diferencial, não foi possível validá-la devido à inexistência de medição de corrente no TC de fechamento de neutro em canais do oscilógrafo do sistema teste. Sugere-se que as empresas geradoras que verifiquem a viabilidade de utilizar alguns canais analógicos dos oscilógrafos para a medição destas correntes. Desta forma análises como a proposta deste trabalho poderão ser feitas com maior precisão e confiabilidade.

Os resultados aqui apresentados demonstram o correto

funcionamento da ferramenta, que facilita substancialmente o trabalho de análise pós-falta dos engenheiros de proteção. Foi dada ênfase no desenvolvimento da interface com o usuário, de forma a proporcionar uma ferramenta que além de eficiente, seja também amigável ao usuário.

6.1. Sugestões para trabalhos futuros

Com a experiência obtida na construção desta ferramenta e também nos problemas encontrados no decorrer do trabalho observou-se a possibilidade de alguns aprimoramentos.

Buscando uma análise automática mais detalhada, levando em consideração outros dados e objetivos, algumas sugestões para trabalhos futuros são apresentadas de forma que estes objetivos possam ser atingidos:

- A utilização dos registros de curta duração de forma a obter a análise da falta ocorrida e assim identificar possíveis erros de configuração nos relés. Além disso, a utilização dos dados construtivos da máquina e também do sistema podem facilitar a análise das configurações aplicadas ao relé;
- Atualmente a ferramenta apresenta uma conclusão quanto à operação do relé, ou seja, se esta foi correta ou não. Pode-se ampliar esta conclusão de maneira que estas possam ser mais detalhadas, na tentativa de justificar as operações incorretas do relé real. Por exemplo, utilizando técnicas de inteligência artificial e oscilografias de curta duração;
- A utilização de dados provenientes de medições fasoriais como dados de entrada, assim a simulação não ficaria restrita ao tempo de duração da oscilografia e problemas como o descrito para a função ANSI 46 com relação a temperatura poderiam ter seus efeitos minimizados;

-
- Desenvolvimento de estudos mais avançados com a intenção de desenvolver a programação da ferramenta em linguagem profissional (Python ou C/C++) e assim poder aplicar a solução na análise automática da proteção em empresas proprietárias de usinas geradoras;
 - Utilização de parâmetros construtivos das máquinas e também do sistema elétrico, a fim de simular faltas e com isto poder testar com mais precisão esta ferramenta (utilizando por exemplo o software ATP[®]).

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ABNT. **NBR 6856 - Transformadores de corrente:** Especificação. [s.l.], 1992.
- ANDERSON, P. M.. **Power system protection.** New York: IEEE Press Power Engineering Series - Mcgraw-Hill, 1999.
- ANEEL. **Resolução ANEEL N. 024.** [s.l.], 2000.
- AREVA. **Network protection and automation guide.** [s.l.], 2000.
- BENMOUYAL, Gabriel; ZOCHOLL, Stanley E.. **O efeito da elevada corrente de falta e dos limites das características nominais do TC na proteção de sobrecorrente.** [s.l.]: Schweitzer Engineering Laboratories, Inc., 2002.
- BODGAN, Kaszteny et al. Distance relays and capacitive voltage transformers - balancing speed and transient overreach. In: ANNUAL CONFERENCE FOR PROTECTIVE RELAY ENGINEERS, 53rd., 2000, College Station, TX. **Proceedings...** . College Station, TX: Texas A&M, 2000. p. 1 - 22.
- BRIGHT CHAIRMAN, J. A. et al. Fault and disturbance data requirements for automated computer analysis summary paper. **IEEE Transactions On Power Delivery**, New Jersey, USA, v. 13, n. 3, p.735-737, July 1998.
- DAVIDSON, Euan M. et al. Applying multi-agent system technology in practice: automated management and analysis of SCADA and digital fault recorder data. **IEEE Transactions On Power Systems**, USA, v. 21, n. 2, p.559-567, May 2006.
- FAUQUEMBERGUE, P. et al. Monitoring of protection system behavior using an expert system which analyses substations sequential events recordings field experience at Electricite de France. **International Conference On Developments In Power System Protection**, New York, p. 42-45. Mar. 1993.

- HE, Shien; SHEN, Liping; LIU, Jun. Analyzing protective relay misoperation data and enhancing its correct operation rate. In: IEEE PES TRANSMISSION AND DISTRIBUTION CONFERENCE & EXHIBITION: ASIA AND PACIFIC., 2005, Dalian. **Proceedings...** . Dalian: IEEE, 2005. p. 1 - 5.
- IEEE STD. C37.2-1996. **IEEE standard electrical power system device function numbers and contact designations.** New York, 1996.
- IEEE STD. C37.101-1993. **IEEE guide for generator ground protection.** New York, 1993.
- IEEE STD. C37.102-1995. **IEEE guide for AC generator protection.** New York, 1995.
- IEEE STD. C57.13-2008. **IEEE standard requirements for instrument transformers.** New York, 2008.
- JOHNS, A. T.; SALMAN, S. K.. **Digital protection for power systems.** Stevenage, UK: Peter Peregrinus, IEE and Michael Faraday House, 1995.
- JOHNSON, Gerald F.. Reliability considerations of multifunctional protection. **Ieee Transactions On Industry Applications**, [s.l.], v. 38, n. 6, p.1688-1700, Nov./Dec. 2002.
- LACHMAN, Márcio. **Sistema de monitoração remota e avaliação do estado operativo de transformadores de potencial capacitivo (TPCs) instalados em subestações em operação.** 2007. 110 f. Dissertação (Mestrado) - Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, SC, 2007.
- LEE, Heung-Jae et al. A fuzzy expert system for the integrated fault diagnosis. **IEEE Transactions On Power Delivery**, New Jersey, USA, v. 15, n. 2, p.833-838, Apr. 2000.
- LEITE, Alexandre Gonçalves; SILVEIRA, Paulo Márcio. Utilização da proteção contra perda de excitação de unidades geradoras como proteção sistêmica: Curva tomate. Grupo V. In: SNPTEE: SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 19º., 2007, Rio de Janeiro. **Anais...** . Rio de Janeiro: Cigré-Brasil, 2007. p. 1 - 7.
- LUO, X.; KEZUNOVIC, M.. Automated analysis of digital relay data based on expert system. In: IEEE POWER TECH., 2005, St. Petersburg. **Proceedings...** . St. Petersburg: IEEE, 2005. p. 1 - 6.
- MAMEDE FILHO, João. **Manual de equipamentos elétricos.** 3. ed. Rio de Janeiro: LTC, 2005.
- MASON, C. Russell. **Art and Science of Protective Relaying.** New York: John Willey & Sons, 1964. 410 p.

- McARTHUR, Stephen D. J.; DAVIDSON, Euan M.. Automated post-fault diagnosis of power system disturbances. In: IEEE PES PSACE PANEL PAPER: GENERAL MEETING., 2006, Atlanta. **Proceedings...** . Atlanta: IEEE, 2006. p. 1 - 6.
- MORAIS, Adriano P. de et al. Proposta de utilização da função de proteção de perda de excitação por meio de unidades MHO visando aumentar a região de operação da curva de capacidade da máquina síncrona delimitada pelo regulador de tensão, curva de excitação mínima e estabilidade prática. Grupo V. In: SNTPEE: SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 19º., 2007, Rio de Janeiro. **Anais...** . Rio de Janeiro: Cigré-Brasil, 2007. p. 1 - 8.
- MORETO, Miguel; ROLIM, Jacqueline G.. Automated analysis of digital fault recorder data in power generating plants. In: PSCC: POWER SYSTEM COMPUTATION CONFERENCE, 16th., 2008, Glasgow. **Proceedings...** . Glasgow: IET, 2008.
- MOXLEY, Rox. **Analyze relay fault data to improve service reliability.** Pullman, WA: Schweitzer Engineering Laboratories, Inc., 2003.
- ONS. **Módulo 2:** Requisitos mínimos para instalações e gerenciamento de indicadores de desempenho da rede básica e seus componentes. [s.l.], 2008. Disponível em: <www.ons.org.br/procedimentos/index.aspx> . Acesso em: 05 Dez. 2008.
- ONS. **Módulo 16:** Acompanhamento de manutenção. [s.l.], 2007. Disponível em: <www.ons.org.br/procedimentos/index.aspx>. Acesso em: 05 Dez. 2008.
- PAULI, Adriano et al. Rotina de análise de atuação das proteções. In: STPC: SEMINÁRIO TÉCNICO DE PROTEÇÃO E CONTROLE, 8º., 2005, Rio de Janeiro. **Anais...** . Rio de Janeiro: Cigré-Brasil, 2005. p. 1 - 5.
- PILLAI, P. et al. Grounding and ground fault protection of multiple generator installations on medium-voltage industrial and commercial power systems: Part 3 - Protection methods working group report. **IEEE Transactions On Industry Applications**, [s.l.], v. 40, n. 1, p.24-28, Jan./Feb. 2004.
- POTTONEN, L.; PULKKINEN, U.; KOSKINEN, M.. A method for evaluating the reliability of protection. In: IEE INTERNATIONAL CONFERENCE ON DEVELOPMENTS IN POWER SYSTEM PROTECTION, 8th., 2004, Hertford, UK. **Proceedings...** . Hertford, UK: IEE, 2004. p. 299 - 302.

- REHTANZ, Christian. **Autonomous systems and intelligent agents in power system control and operation**. Berlin: Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2003.
- REIMERT, Donald. **Protective relaying for power generation systems**. Boca Raton, Fl: Crc Press Taylor & Francis Group, 2006.
- REIS FILHO, Francisco Antônio; SENGER, Eduardo César. Saturação de transformadores de corrente e suas implicações em esquemas diferenciais de proteção: Paradigmas e possíveis soluções. In: STPC: SEMINÁRIO TÉCNICO DE PROTEÇÃO E CONTROLE, 19^o., 2008, Belo Horizonte. **Anais...** . Belo Horizonte: Cigré-Brasil, 2008. p. 1 - 8.
- RIGOTTO JÚNIOR, Gilberto José; GOMES, João Luiz de Oliveira. Política de manutenção de relés digitais da CEMIG. Grupo V. In: SNTPEE: SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 19^o., 2007, Rio de Janeiro. **Anais...** . Rio de Janeiro: Cigré-Brasil, 2007. p. 1 - 9.
- RODRIGUES, Marco Antonio M. et al. Sistema automático de avaliação de proteção de linhas de transmissão. GPC21. In: SNTPEE: SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 19^o., 2007, Rio de Janeiro. **Anais...** . Rio de Janeiro: Cigré-brasil, 2007. p. 1 - 8.
- ROLIM, Jacqueline G. et al. Bayesian networks application to power transformer diagnosis. In: IEEE POWER TECH., 2007, Lausanne. **Proceedings...** . Lausanne: IEEE, 2007. p. 1 - 6.
- SALLES, Newton José de; FREITAS FILHO, Waldir de; PEREIRA DA SILVA, Luiz Carlos. Biblioteca de modelos dinâmicos de relés de proteção para uso com o Matlab/Simulink. Grupo V. In: SNTPEE: SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 19^o., 2007, Rio de Janeiro. **Anais...** . Rio de Janeiro: Cigré-Brasil, 2007. p. 1 - 8.
- SCHWEITZER. **SEL-300G: Multifuncional generator relay**. [s.l.]: Schweitzer Engineering Laboratories, Inc., 2007.
- SEGATTO, Ê. C.; COURRY, D. V.. Redes neurais artificiais recorrentes aplicadas na correção de sinais distorcidos pela saturação de transformadores de corrente. **Revista Controle & Automação**, Campinas, Sp, v. 17, n. 4, p.424-436, Out./Dez. 2006.
- SIEMENS. **SIPROTEC: Multifuncional machine protection 7UM62**. [s.l.], 2005.
- STYVAKTAKIS, Emmanouil; BOLLEN, Math H. J.; GU, Irene Y. H.. Expert system for classification and analysis of power system events. **IEEE Transactions On Power Delivery**, New Jersey, USA, v. 17, n. 2, p.423-428, Apr. 2002.

- TZIOUVARAS, Demetrios A.. Mathematical models for current, voltage, and coupling capacitor voltage transformer. **IEEE Transactions On Power Delivery**, New Jersey, USA, v. 15, n. 1, Jan. 2000.
- ZOCHOLL, Stanley E.; BENMOUYAL, Gabriel. **How microprocessor relays respond to harmonics, saturation, and other wave distortions**. Pullman, WA: Schweitzer Engineering Laboratories, Inc., 2003.

