

Sistema de Monitoração Remota e Avaliação do Estado Operativo de Transformadores de Potencial Capacitivo (TPCs)

J. G. Rolim; M. Lachman ; A. A. Bittencourt ; B. C. Pinheiro; G. Pereira

Resumo – Este artigo descreve uma ferramenta de monitoramento remoto e avaliação do estado operativo de Transformadores de Potencial Capacitivo (TPCs) em operação. A metodologia empregada neste sistema é baseada no monitoramento das tensões de seqüência zero resultantes de cada conjunto trifásico de TPCs instalados na subestação. A rotina computacional calcula os fasores de tensão de freqüência fundamental a partir do processamento dos dados amostrados de tensão provenientes do secundário dos TPCs. Em seguida, a tensão de seqüência zero é calculada e comparada com um limiar tolerável pré-estabelecido. O objetivo da ferramenta é auxiliar as equipes de manutenção das concessionárias de energia elétrica na detecção de defeitos e anomalias nestes equipamentos para o correto funcionamento dos sistemas de proteção e medição que fazem parte do sistema de potência.

Palavras-chave – Transformadoras de Potencial Capacitivo (TPCs), Transformadores para Instrumentos, Monitoramento, Tensão de Seqüência Zero.¹

I. INTRODUÇÃO

A crescente preocupação das empresas geradoras, transmissoras e distribuidoras de energia elétrica com os índices de qualidade e confiabilidade dos seus serviços impulsionou a busca por sistemas mais eficazes para proteção e monitoramento do Sistema Elétrico. O objetivo dessas empresas é a redução dos impactos ocasionados por perturbações na rede elétrica, ao mesmo tempo evitando desligamentos desnecessários para manutenções preventivas.

¹Este trabalho foi desenvolvido no âmbito do Programa de Pesquisa e Desenvolvimento Tecnológico do Setor de Energia Elétrica regulado pela ANEEL e consta dos Anais do V Congresso de Inovação Tecnológica em Energia Elétrica (V CITENEL), realizado em Belém/PA, no período de 22 a 24 de junho de 2009.

J. G. Rolim é professora e pesquisadora do Grupo de Sistemas de Potência da Universidade Federal de Santa Catarina -UFSC (jackie@labspot.ufsc.br);

M. Lachman concluiu seu mestrado em Engenharia Elétrica na UFSC no tema deste projeto (lachman@labspot.ufsc.br);

A. A. Bittencourt é mestranda do programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica (annelise@labspot.ufsc.br) e B. C. Pinheiro é mestrando do programa de Pós-Graduação em Engenharia de Automação e Sistemas (breno@das.ufsc.br), ambos da UFSC;

G. Pereira é engenheiro na ELETROSUL Centrais Elétricas e gerente deste projeto (giulianop@eletrosul.gov.br).

No caso específico dos transformadores de potencial capacitivos (TPCs), é sabido que sobretensões nestes equipamentos podem ocasionar saídas intempestivas de unidades geradoras e de linhas de transmissão, além de danos irreparáveis a esses equipamentos.

A ELETROSUL, visando solucionar estes problemas ainda em estágios iniciais, desenvolveu em parceria com a Universidade Federal de Santa Catarina, representada pelo Laboratório de Sistemas de Potência (LABSPOT), o sistema de monitoramento remoto e avaliação do estado operativo dos transformadores de potencial capacitivos, como parte do seu programa de Pesquisa & Desenvolvimento.

A metodologia empregada no desenvolvimento deste sistema é baseada no acompanhamento das tensões de neutro e de seqüência zero resultantes de conjuntos trifásicos de TPCs instalados nos diversos *bays* e barramentos da subestação. A primeira etapa da ferramenta é executada *on line* através do Registrador Digital de Perturbações (RDP), o qual calcula a tensão de neutro e quando a mesma ultrapassa limites pré-estabelecidos, salva arquivos contendo as amostras de tensão durante alguns segundos, que são enviados para uma análise *off line*. A análise *off line* executa uma rotina computacional que utiliza um filtro de Fourier para, a partir dos dados amostrados das tensões secundárias, calcular os fasores de tensão na freqüência fundamental.

Na etapa seguinte a tensão de seqüência zero é calculada para cada conjunto trifásico de TPCs com aplicação do teorema de *Fortescue*. Estes valores também são comparados com limites mais seletivos e conseqüentemente é realizada uma detecção criteriosa de possíveis defeitos.

Esta análise possibilita identificar o TPC defeituoso, ou constatar que não se trata de um problema no TPC e sim na rede elétrica. A ferramenta deverá ser usada pelas equipes de manutenção das concessionárias de energia elétrica na detecção de defeitos e anomalias nestes equipamentos ainda em estágios iniciais, auxiliando nas manutenções preditivas e preventivas.

II. TRANSFORMADORES DE POTENCIAL CAPACITIVOS (TPCs)

Os transformadores de corrente (TCs), os transformadores de potencial (TPs) e os transformadores de potencial capacitivo (TPCs) são responsáveis pela redução dos sinais de cor-

rente e de tensão dos sistemas de alta tensão para níveis compatíveis com relés de proteção, medidores e outros sistemas de monitoramento. Considerando a grande importância dos transformadores para instrumentos para a operação segura e confiável dos sistemas de energia elétrica, é proposto neste trabalho um sistema de monitoramento *on-line* de transformadores de potencial capacitivo para detecção de defeitos nestes equipamentos.

A Figura 1 mostra o diagrama esquemático de um Transformador de Potencial Capacitivo (TPC). Neste diagrama são ilustrados os seguintes componentes que fazem parte do equipamento:

Divisor de tensão capacitivo composto por C_1 e C_2 ; reator de compensação; transformador de potencial indutivo (TPI); circuito supressor de ferro-ressonância (F) e acessórios para conexão de equipamentos de onda portadora.

A função do divisor de tensão capacitivo, composto por dois conjuntos de capacitores C_1 e C_2 é reduzir a tensão do sistema para uma tensão intermediária na faixa de 5 kV até 20 kV. O reator de compensação é uma reatância X_L ajustável, com o objetivo de manter a tensão no secundário em fase com a tensão do sistema. Geralmente, os TPCs apresentam no reator de compensação e no transformador indutivo, derivações acessíveis para pequenos ajustes. Através do reator de compensação são realizados os ajustes de ângulo de fase e através dos *taps* do transformador indutivo são realizados os ajustes de amplitude. A fim de evitar oscilações indesejadas o TPC utiliza um dispositivo supressor de ferro-ressonância. Devido à capacitância do divisor de tensão estar em série com a indutância do transformador indutivo e com o reator de compensação, este conjunto constitui um circuito ressonante sintonizado em 60 Hz. Este circuito pode entrar em ressonância podendo saturar o núcleo de ferro do transformador indutivo por vários distúrbios na rede. Assim o circuito supressor de ferro-ressonância é necessário para evitar sobretensões perigosas que podem sobreaquecer à unidade eletromagnética, romper sua isolamento e até mesmo destruir o equipamento [1].

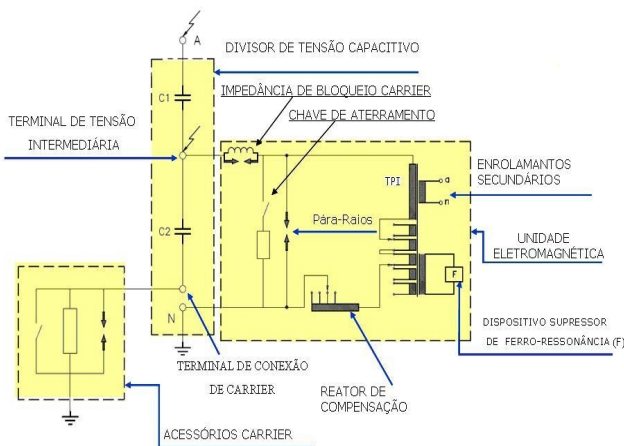


Figura 1: Diagrama Esquemático do TPC.

Os TPCs podem ser utilizados também para transmissão de sinais de onda portadora através de linhas de transmissão. Nestes casos, o sistema de onda portadora é constituído por

uma bobina de drenagem, um centelhador e uma chave de aterramento.

III. MODELAGEM DOS TRANSFORMADORES DE POTENCIAL CAPACITIVO

Na literatura são propostos vários modelos de TPCs, tanto para análise no domínio da frequência como no domínio do tempo. Estes modelos podem ser implementados em programas para simulações de transitórios eletromagnéticos como: ATP (*Alternative Transients Program*), EMTP (*Electromagnetic Transients Program*), PSCAD (*Power Systems CAD*) ou EMTDC (*Electromagnetic Transients including DC*). Com estas simulações pode-se prever o comportamento do TPC frente aos distúrbios transitórios no sistema e também em regime permanente. Através da análise de algumas simulações é possível visualizar como um TPC defeituoso pode afetar o desempenho dos sistemas de proteção e medição conectados ao seu secundário.

O modelo de TPC adotado para as simulações no domínio do tempo baseia-se no modelo proposto em [2], que considera as características de magnetização do transformador indutivo e inclui os efeitos de saturação (comportamento não linear do núcleo magnético). Este modelo foi implementado no software PSCAD (Power Systems ComputerAided Design) [3].

Após diversas simulações de defeitos utilizando dados de um TPC real de 230 kV e os limiares de tensão de seqüência zero $V_{0(limite)}$ e $\Delta V_{0(limite)}$ definidos na seção IV, concluiu-se que o sistema de monitoramento acionará alarmes nas seguintes condições de defeito:

- Capacitância C_1 : De um total de 140 elementos capacitivos, a partir de 14 elementos danificados;
- Capacitância C_2 : De um total de 14 elementos capacitivos, a partir de 2 elementos danificados;
- Enrolamento primário do TPI: A partir da queima de 8,5 % do enrolamento;
- Enrolamento secundário do TPI: A partir da queima de 9,0 % do enrolamento.

Detalhes destas simulações podem ser encontrados em [1].

IV. FERRAMENTA PARA MONITORAMENTO E DIAGNÓSTICO DE TPCs

O objetivo principal deste sistema é fornecer à equipe de manutenção das concessionárias de energia elétrica informações sobre o estado dos TPCs. A detecção de possíveis defeitos é feita através da comparação entre as componentes de tensão de seqüência zero secundárias de cada conjunto trifásico destes equipamentos com limiares que foram estabelecidos através de estudos.

Estes limiares de tensão de seqüência zero foram determinados considerando a possibilidade de uma pequena componente de tensão de seqüência zero no sistema de transmissão. Foram considerados também os erros relacionados às classes de exatidão dos equipamentos empregados, de forma que o sistema seja capaz de discriminar situações de desbalanceamentos ou outras eventualidades na rede, dos defeitos nos TPCs. Em sistemas com nível maior de tensão de seqüência

zero ou no caso de TPCs com classe de exatidão diferente da considerada, os valores dos limiares devem ser revistos.

A. Descrição do Sistema de Aquisição e Tratamento dos Sinais de Saída dos TPCs (Monitoramento On line)

Os TPCs que são monitorados pela ferramenta proposta possuem classe de exatidão 0,3% nos enrolamentos de medição. O nível de tensão nominal destes enrolamentos é de 115 V com um *tap* intermediário de 66,4 V que é utilizado para aquisição dos sinais de tensão.

A Figura 2 mostra a arquitetura do sistema de monitoramento *on line* proposto. Os dados são processados em tempo real pelo sistema de supervisão. Caso o RDP (Registrador Digital de Perturbações – instalado na subestação) detecte em algum momento que o limiar de tensão de neutro estabelecido ($V_{Nlimite}$) foi ultrapassado, os valores amostrados de todas as tensões provenientes do RDP serão salvos (O tamanho máximo ($t_{máx}$) de cada registro de curta duração é de 60 segundos, considerando tempo de pré e pós-falta) e posteriormente transferidos para estação remota (Escritório Central da Manutenção).

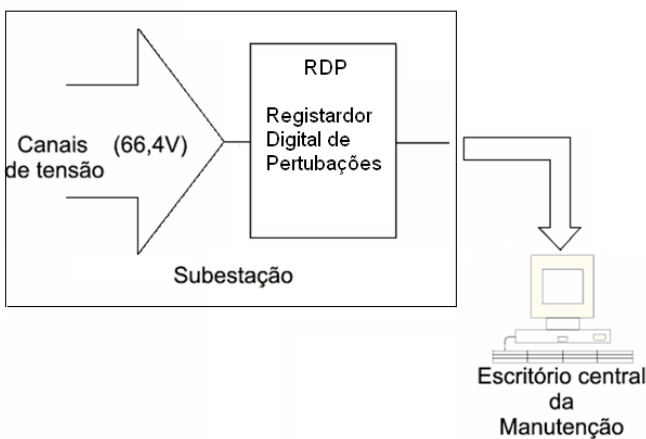


Figura2: Arquitetura do sistema de monitoramento *on line* proposto.

B. Registrador Digital de Perturbações

O Registrador Digital de Perturbações é um equipamento modular multiprocessado, empregado na aquisição, monitoração e análise de grandezas elétricas, normalmente associadas a instalações de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica.

O equipamento utilizado no monitoramento *on line* é capaz de monitorar 64 entradas analógicas e 384 sinais digitais para executar funções de registro de formas de onda, fasoriais e de medição contínua, sendo empregado para oscilografias de curta e de longa duração, medição de frequência, seqüencial de eventos, medição de qualidade de energia e armazenamento de registros históricos.

O registro de forma de onda (1 a 60 s) visa a detectar transitórios que ocorrem quando são detectadas faltas ou ultrapassagem de limites configurados.

Como mencionado anteriormente, a aplicação do registrador digital de perturbações apresentada neste artigo consiste na monitoração constante das variações ocorridas nas tensões de neutro [4].

C. Monitoramento Off line

Na Figura 3 é apresentado o fluxograma simplificado da etapa *off line* do monitoramento proposto.

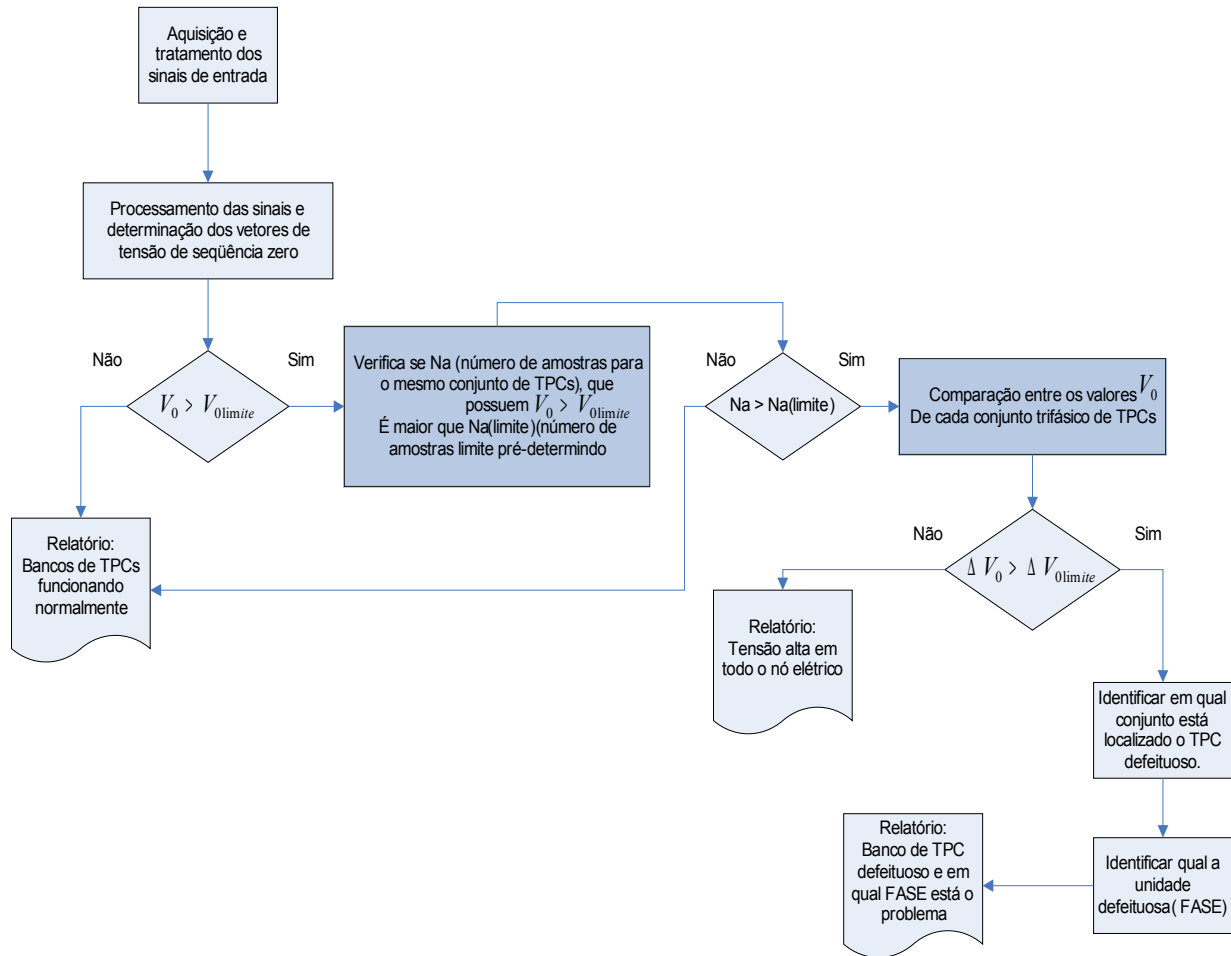


Figura3: Fluxograma do Sistema de Monitoramento *off line*.

Após a aquisição e tratamento dos sinais que culminam com a obtenção das tensões secundárias de seqüência zero de cada conjunto de TPC, são executadas as seguintes etapas nas rotinas implementadas: primeiramente é feita uma comparação das tensões V_0 calculadas com os limiares; no caso de alguma(s) tensão(ões) V_0 ultrapassar(em) o limiar $V_{0(limite)}$ estabelecido, o processamento irá verificar se este evento persiste ou não por um determinado período de tempo (N_a); se for confirmado que o número de amostras com alto valor de seqüência zero ultrapassou “ N_a ”, o sistema irá então calcular a diferença de magnitude entre todos os vetores V_0 referentes a TPCs conectados à mesma barra e comparar estas diferenças com o limiar $\Delta V_{0(limite)}$, visando identificar em qual conjunto trifásico está localizado o TPC suspeito. Em seguida o sistema analisa as tensões de fase dos três TPCs e identifica qual é a fase do TPC defeituoso. Em todas as etapas condicionais o sistema emite um relatório de diagnóstico.

D. Descrição da Metodologia Proposta

A fim de avaliar as conseqüências dos diferentes defeitos que podem ocorrer em TPCs nos níveis de tensão de seqüência zero, foram realizadas simulações utilizando o *software* PSCAD [3]. Através dos níveis de tensão de seqüência zero obtidos nas simulações, é possível avaliar a partir de qual intensidade esta ferramenta será capaz de detectar cada tipo de defeito. O bloco utilizado neste *software* para obter os fasores

das tensões na freqüência fundamental é o *On-Line Frequency Scanning - Fast Fourier Transformer*, o qual possibilita o processamento das componentes simétricas de tensão.

Um filtro de *Fourier* é utilizado no sistema de monitoramento *on-line* para estimar os fasores de tensão na freqüência fundamental.

E. Filtro de Fourier

A equação (1) descreve um algoritmo clássico de filtro de *Fourier* que utiliza janela de um ciclo [6].

$$V^i = \frac{2}{N} \sum_{n=1}^N v(n) \cdot \left[\cos\left(\frac{2\pi nk}{N}\right) + j \operatorname{sen}\left(\frac{2\pi nk}{N}\right) \right] \quad (1)$$

Onde:

V^k : Fasor estimado da harmônica de ordem k ;

v : Sinal amostrado;

N : Número de amostras por ciclo;

n : Número da amostra; k : Ordem da harmônica considerada ($k=1,2,3,\dots$);

Portanto, para obter a componente harmônica fundamental (60 Hz) adota-se $k=1$. O cálculo dos valores de módulo e

ângulo dos fasores é realizado a partir do deslocamento da janela contendo N amostras do sinal da rede.

Após obter os fasores de tensão, são realizados os cálculos da componente de tensão de seqüência zero V_0 com aplicação do teorema de Fortescue para cada conjunto trifásico monitorado de TPCs da subestação, sendo a tensão de seqüência zero é dada por (2).

$$V_0 = \frac{1}{3}(V_a + V_b + V_c) \quad (2)$$

Para estabelecer os limites considerados normais de tensão de seqüência zero no secundário de TPCs foram avaliados registros oscilográficos da ELETROSUL gravados em situações normais e durante faltas empregando o formato COMTRADE (*Common Format for Transient Data Exchange*) [5]. Isto foi necessário porque na época destes estudos o sistema de monitoramento ainda não estava instalado na subestação onde será utilizado.

Na prática sempre existirá uma pequena componente de tensão de seqüência zero no sistema de monitoramento das tensões secundárias dos TPCs, portanto o sistema deve possuir limiares para discriminar os defeitos nestes equipamentos dos erros de medição e variações de tensão normais no sistema de potência. Os erros nos equipamentos de medição podem ocorrer tanto nos TPCs como também nos registradores digitais de perturbações (RDPs). Com relação a estes equipamentos podem ocorrer dois tipos de erros: Erro de Relação de Transformação e Erro de ângulo de Fase.

Para determinar a incerteza na tensão secundária de seqüência zero através de cálculos, foram considerados os seguintes erros de relação e de fase dos TPCs e RDP (na freqüência fundamental):

TPC: Erro de relação = 0,3%, Erro de fase = 10 min.

RDP: Erro de relação $\leq 1\%$, Erro de fase = $\pm 50 \mu\text{s}$.

Com estes dados, foram realizados cálculos através de combinações dos erros de relação e ângulo de fase dos TPCs e do RDP para se determinar o máximo valor de incerteza na tensão de seqüência zero.

Utilizando os arquivos dos registradores digitais de perturbações também foi avaliada a máxima diferença destas tensões entre os conjuntos trifásicos de TPCs instalados em dois barramentos de uma subestação que operavam conectados durante operação normal.

Caso o limiar de seqüência zero seja ultrapassado por um conjunto de TPCs, este será suspeito de conter efeito, caso seja ultrapassado por mais de um conjunto, isto poderá estar ocorrendo devido a situações anormais no sistema de transmissão.

No segundo caso o sistema de monitoramento irá comparar os valores de tensão de seqüência zero com outros vetores resultantes de outros conjuntos, considerando o desvio máximo que pode ocorrer entre dois conjuntos de TPCs ($\Delta V_{0(\limite)}$), que garante que os equipamentos estão operando normalmente até este valor limite.

Através da análise de todas as oscilografias disponíveis e do valor das incertezas calculadas foram definidos os seguintes limiares utilizados inicialmente para o sistema de diagnóstico de TPCs:

$$V_{0(\limite)} (pu) = 0,030;$$

$$\Delta V_{0(\limite)} (pu) = 0,020.$$

Após a aquisição e tratamento dos sinais que culminam com a obtenção das tensões secundárias de seqüência zero de cada conjunto de TPC, são executadas as seguintes etapas nas rotinas implementadas: primeiramente é feita uma comparação das tensões V_0 calculadas com os limiares; no caso de alguma das tensões V_0 ultrapassar o limiar de tensão $V_{0(\limite)}$ estabelecido, o processamento segue para a próxima etapa, em caso negativo ele retorna ao início; caso na etapa anterior seja detectada alguma tensão V_0 superior ao limiar $V_{0(\limite)}$, o sistema irá então comparar a diferença de magnitude entre todos os vetores V_0 utilizando o limiar $\Delta V_{0(\limite)}$, visando identificar em qual conjunto trifásico está localizado o TPC suspeito. Em seguida o sistema analisa as tensões de fase dos três TPCs e identifica qual é a fase do TPC defeituoso, acionando o alarme. Esta etapa de processamento é realizada de forma *off line*.

E. Principais Rotinas Computacionais

Na implementação da ferramenta de diagnóstico *off line* foram desenvolvidas várias rotinas computacionais, dentre elas algumas das principais são descritas abaixo:

- Leitura dos Dados: Esta rotina lê as medidas (dados) dos TPCs em formato COMTRADE e as armazena em vetores para facilitar os cálculos posteriores.

- Cálculo dos Fasores de Tensão: Após a etapa de armazenamento, são realizados os cálculos dos fasores das tensões de fase dos bancos de TPCs. Os fasores são processados utilizando o *Filtro de Fourier* de meio ciclo com base na freqüência fundamental.

- Cálculo da Tensão de Seqüência Zero (V_0): Através dos fasores de tensão de fase dos bancos de TPCs, é realizado o cálculo das componentes de tensão de seqüência zero utilizando o teorema de Fortescue para cada banco trifásico de TPCs.

- Diagnóstico: Após obter os valores das tensões V_0 dos bancos trifásicos de TPCs instalados, o sistema compara os valores de tensão (V_0) com os limiares pré-estabelecidos. Estes limiares são considerados variáveis na rotina, sendo eles:

tensao_lim_max = Limite Máximo em módulo de V_0 ;

tensao_lim_media = Limite em módulo de V_0 ;

tensao_lim_min = Limite Mínimo em módulo de V_0 ;

delta_lim = Diferença em módulo entre as tensões V_0 dos bancos analisados;

A rotina apresenta faixas de respostas para o “Diagnóstico”, sendo consideradas as variáveis acima:

A primeira faixa compreende a valores do módulo de V_0 acima da variável “tensao_lim-max”. Nesta faixa a ferramenta indica um nível crítico do problema no TPC, sugerindo a manutenção preventiva do mesmo.

A segunda faixa compreende a valores do módulo de V_0 abaixo da variável “tensao_lim-max” e acima da variável “tensao_lim_media”. O diagnóstico nesta faixa indica um

problema que deve ser monitorado durante os próximos dias, caso o diagnóstico se repita, a manutenção preventiva deve ser efetuada neste equipamento.

A terceira faixa compreende a valores do módulo de V_0 abaixo da variável “tensão_lim_media” e acima da variável “tensão_lim_mim”. Nesta faixa o diagnóstico é apenas de alerta para possíveis problemas futuros no equipamento.

Caso estes limiares sejam ultrapassados em uma dessas faixas e permaneçam nesta condição por um tempo pré-determinado, o sistema identificará a(s) unidade(s) defeituosa(s). O tempo, ou seja, o número de amostras nas quais estes limiares são ultrapassados também são consideradas variáveis da rotina, sendo estes:

tempo_falta1 = número mínimo de amostras possíveis para a tensão V_0 ultrapassar o limiar “tensao_lim_max”;
tempo_falta2 = número mínimo de amostras possíveis para a tensão V_0 ultrapassar o limiar “tensao_lim_media”;
tempo_falta3 = número mínimo de amostras possíveis para a tensão V_0 ultrapassar o limiar “tensao_lim_min”;

IV. INTERFACE GRÁFICA COM O USUÁRIO

A figura 4 mostra a tela inicial do sistema de monitoramento de TPCs (SMT – Sistema de Monitoramento de TPCs), o qual monitora atualmente dois conjuntos trifásicos destes equipamentos instalados no barramento principal e no barramento principal-transferência 230 kV da subestação Itajaí, que operam normalmente conectados.

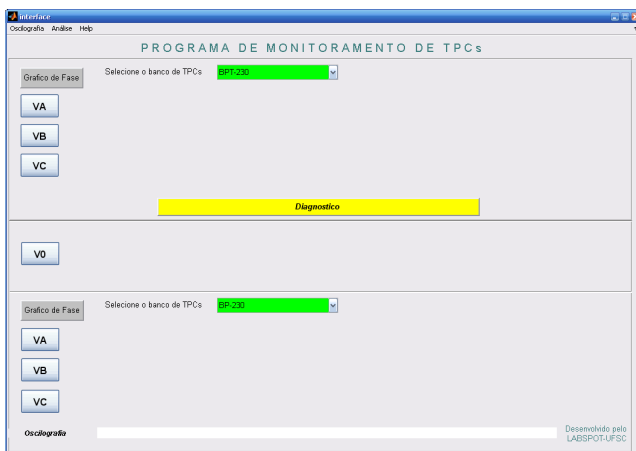


Figura 4: Interface Gráfica Principal.

Através da interface gráfica o usuário pode:

- selecionar uma oscilografia salva previamente para análise;
- visualizar os gráficos das tensões de fase de dois conjuntos de TPCS;
- visualizar os gráficos das tensões de seqüência zero de dois conjuntos de TPCS;
- solicitar ao sistema que faça o diagnóstico do caso selecionado;
- visualizar a análise de componentes harmônicos do sinal selecionado.

A ferramenta de monitoramento dispõe de uma interface gráfica para alerta de novos eventos, ou seja, enquanto o

aplicativo (descompactador.exe) é executado, o mesmo alerta o usuário quando ocorre um novo evento (“Nova_Oscilografia”). A interface gráfica é apresentada na figura 5. Este aplicativo também é responsável pela descompactação das oscilografias em formato “ZIC (ZIP COMTRADE)” [4]. A oscilografia descompactada é salva no diretório C:\SMT e estará pronta para análise *off line*.

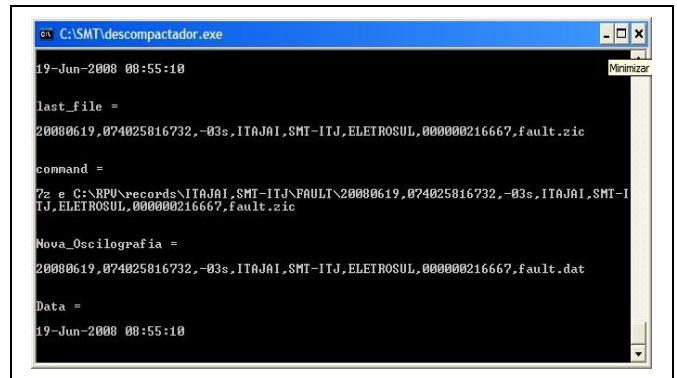


Figura 5: Interface Gráfica Principal.

A. Selecionando uma Oscilografia e Visualizando Gráficos

Para selecionar uma oscilografia para análise, basta selecionar a opção ‘Oscilografia’/‘Abrir’ no Menu Principal, ativando o janela de abertura, figura 6. Na janela são apresentadas as respectivas oscilografias disponíveis, sendo que estas foram geradas pelo monitoramento *on line*, devido ao fato da tensão de neutro do determinado banco ultrapassar o limiar pré-estabelecido (configurado) no próprio RDP.

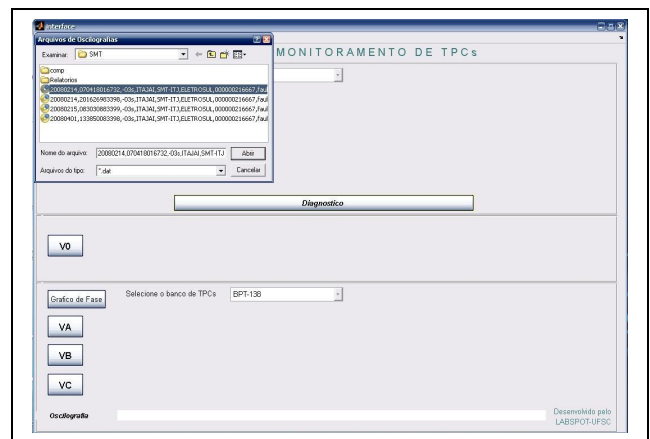


Figura 6: Selecionando Oscilografia.

Após a seleção da oscilografia, é necessário escolher um banco de TPCs válidos, ou seja, que estejam disponíveis para análise. Para visualizar as tensões do banco trifásico é necessário clicar no botão “Gráfico de Fase”, estas tensões serão plotadas conforme figura 7 (setas amarelas). O usuário pode optar por plotar as tensões de dois bancos trifásicos de TPCs simultaneamente. Esta função é particularmente útil quando o usuário deseja verificar graficamente casos de dois bancos de TPCs no mesmo ponto elétrico que estejam apresentando medidas com diferenças significativas.

As tensões de fase de um banco selecionado também podem ser plotadas individualmente, sendo necessário clicar nos botões correspondentes a fase desejada.

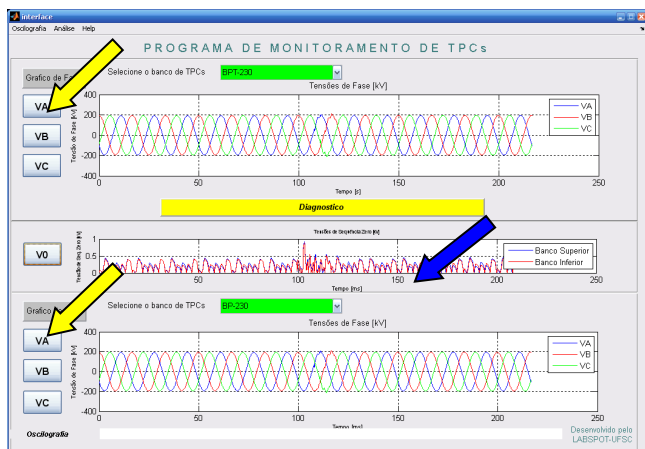


Figura 7: Gráficos de Fases.

Para visualizar os gráficos das tensões de seqüência zero de dois conjuntos de TPCs é necessário clicar no botão “V0”, a tensão de seqüência zero dos bancos selecionados serão representadas na “Janela Gráfica V0”, figura 7 indicada pela seta azul.

B. Diagnóstico dos Bancos de TPCs

Após a seleção da oscilografia é necessário pressionar o botão “Diagnóstico” e aguardar o momento em que a janela “SMT: Relatório criado com Sucesso” é apresentada, figura 8 (seta vermelha). Caso o usuário escolha uma oscilografia que já contenha relatório de diagnóstico a mensagem indicada pela seta vermelha também será exibida, este fato evita a repetição de todo o processo.

Após o processo de diagnóstico e conseqüentemente apresentação do relatório, o sistema também emitirá uma mensagem informando se existe alguma oscilografia que ainda não foi analisada, esta mensagem é indicada pela seta azul na figura 8.

Pode-se confirmar qual oscilografia foi analisada, esta função é indicada pela seta amarela na figura 8.

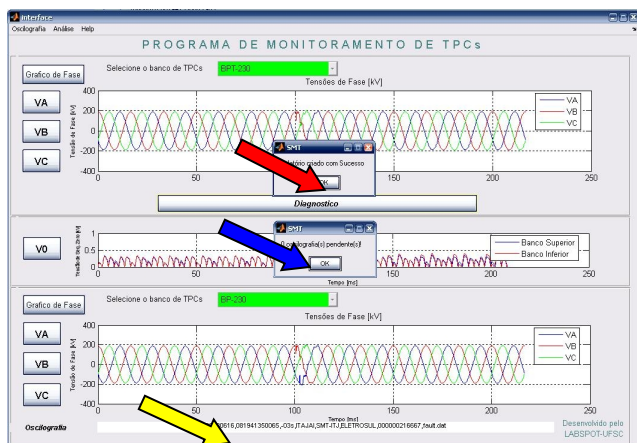


Figura 8: Resultado do Processo Diagnóstico.

O sistema possui um histórico dos relatórios emitidos durante o processo de diagnóstico. Estes podem ser visualizados e impressos em qualquer momento, basta abrir a pasta C:\SMT\Relatórios e abrir o arquivo nomeado com a data do registro. No presente artigo apresenta-se o diagnóstico para dois casos. Para o primeiro caso analisado acima o processo de diagnóstico apresentou o resultado conforme figura 9.

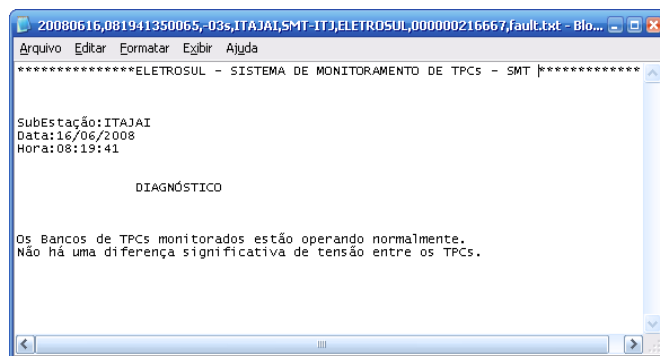


Figura 9: Relatório de Diagnóstico – primeiro caso.

Podemos observar que no primeiro caso a tensão de neutro ultrapassou o limite e gerou a oscilografia para análise (processo *on line*), entretanto na análise através da tensão de seqüência zero o processo *off line* não detectou irregularidades nos bancos de TPCs analisados.

O segundo caso é apresentado na figura 10, como pode ser observado há distorções nas formas de onda do Banco de TPCs “BP-230”. As distorções foram causadas devido a sobre-carga no secundário do TPC conectado a Barra Principal. Em decorrência destas distorções o resultado do processo de diagnóstico apresentado na figura 11 já era esperado.

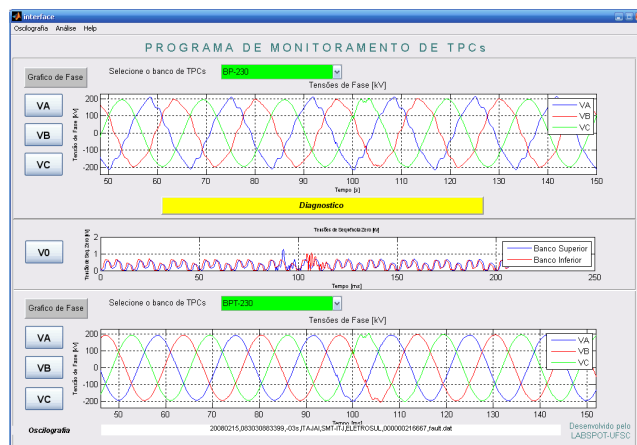


Figura 10: Segundo caso analisado

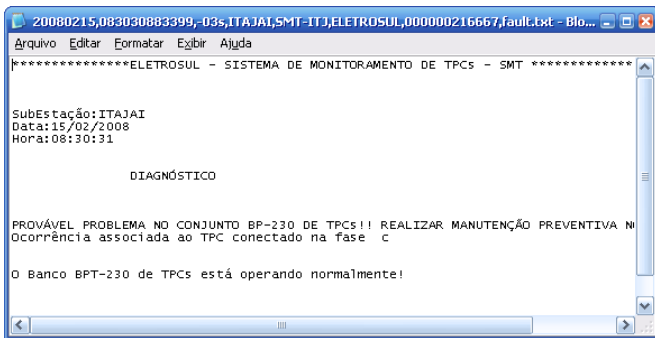


Figura 11: Relatório de Diagnóstico – segundo caso

C. Análise harmônica

O SMT realiza a análise harmônica de todo o sinal mostrado na janela gráfica, sendo esta feita através da média dos valores resultantes da aplicação de uma transformada discreta de Fourier sobre cada um dos ciclos. Essa função é executada através da opção “Análise”/“Harmônicas” no Menu Principal. O algoritmo de análise harmônica pressupõe que o sinal aplicado é senoidal e tem frequência fundamental de 60Hz, sendo calculadas as amplitudes da fundamental e das harmônicas. Os resultados são mostrados de duas maneiras:

- Tabela - Indica a amplitude de cada harmônica, bem como a sua porcentagem em relação à amplitude da fundamental (figura 12);
- Histograma - O eixo Vertical mostra a amplitude da harmônica (em kV) e o eixo Horizontal indica o índice da harmônica (figura 13);
- A tabela é gerada em formato TXT (texto), podendo ser impressa e armazenada para análise posterior.

No caso apresentado nas figuras 11 e 12 a oscilografia na qual foi realizada a análise harmônica, apresenta o mesmo problema de distorção nas formas de onda do banco de TPCs instalado na Barra Principal. Devido à distorções nas formas de onda podemos observar o alto nível de componentes harmônicas nos sinais de cada fase.

BP-230 HARMÔNICAS - FASE A						
Valor Absoluto[kV]	Primeira	Segunda	Terceira	Quarta	Quinta	
Valor Percentual	1.0000	0.0006	0.0309	0.0009	0.0291	
BP-230 HARMÔNICAS - FASE B						
Valor Absoluto[kV]	135.51	0.13	3.20	0.13	2.53	
Valor Percentual	1.0000	0.0010	0.0236	0.0010	0.0187	
BP-230 HARMÔNICAS - FASE C						
Valor Absoluto[kV]	136.41	0.10	1.22	0.11	1.48	
Valor Percentual	1.0000	0.0007	0.0090	0.0008	0.0109	

Figura 12: Tabela da Análise Harmônica

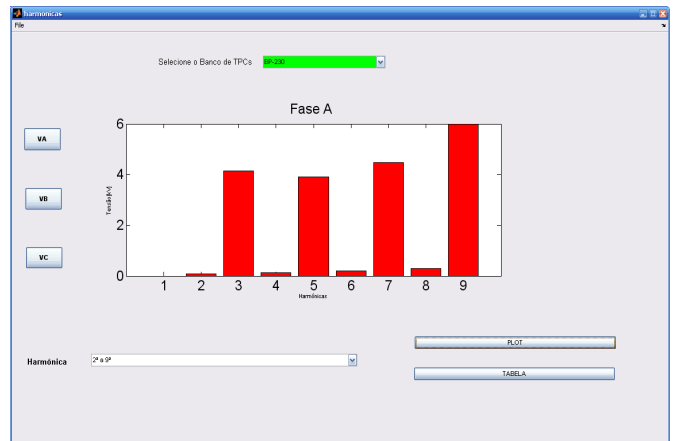


Figura 13: Histograma da Análise Harmônica

VI. CONCLUSÕES

O sistema apresentado visa detectar defeitos antes que o TPC falhe, evitando também que os erros causados por estes defeitos causem atuações indevidas no sistema de proteção ou perdas de faturamento por medições errôneas. Através da simulação de variações nos principais parâmetros do circuito equivalente, foi possível analisar a influência dos defeitos na tensão de seqüência zero resultante (V_0) de cada conjunto trifásico de TPCs. A ferramenta desenvolvida apresenta uma interface gráfica que facilita a aplicação do método baseado na análise de tensão de seqüência zero, mostrando-se uma ferramenta de simples implementação, sem necessidade de sensores ou transdutores especiais, mas somente das tensões disponíveis no secundário dos TPCs, como fonte de informações necessárias.

Conforme caso apresentado como exemplo, a ferramenta pode também detectar distorções nas tensões monitoradas causadas por problemas nos dispositivos conectados no secundário dos TPCs.

Nas próximas etapas outros conjuntos de TPCs existentes na subestação monitorada serão conectados a ferramenta, inclusive TPCs com outro nível de tensão, sendo este de 138 kV.

VII. BIBLIOGRAFIA

- [1] M. Lachman, Sistema de Monitoração Remota e Avaliação do Estado Operativo de Transformadores de Potencial Capacitivo (TPCs) Instalados em Subestações em Operação. Dissertação de Mestrado – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, UFSC. Setembro 2007.
- [2] J.R Lucas, P.G McLaren, W.W.L Keerthipala, and R.P Jayasinghe, “Improved simulation models for current and voltage transformers in relay studies”. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 7, n. 1, p. 152–159, 1992.
- [3] PSCAD/EMTDC. Electromagnetic transients program including dc systems. *Manitoba HVDC Reserch Centre*, 2005.
- [4] RPV – 310, Registrador Digital de Perturbações Multifunção Modular, Características Técnicas, REASON, Rev. 22.1
- [5] IEEE, “Standard Common Format for Transient Data Exchange (COMTRADE) for Power Systems”, IEEE c37.111-1991, com revisões em 1997 e 1999
- [6] J.G Proakis, and D.G Manolakis, “Digital Signal Processing: Principles, Algorithms, and Applications”.Third. [S.l.]: Prentice-Hall. Inc., 1996.

