

Sistema de Análise *Online* para Reajuste Automático da Proteção Digital

Ederson C. dos Santos, CESP; Jorge M. Oura, VIRTUS; Paulo K. Maezono, VIRTUS; Takayuti Kobayashi, VIRTUS; Eduardo Cesar Senger, USP; Giovanni Manassero Junior, USP; Eduardo Lorenzetti Pellini, USP; Cícero Couto de Moraes, USP.

Resumo – Este artigo apresenta os trabalhos desenvolvidos para a solução do problema apresentado pelas proteções dos geradores da CESP no módulo de detecção de faltas no trecho final dos enrolamentos estatóricos de geradores síncronos (trecho de 95% a 100%), baseados na detecção do nível de 3ª Harmônica, o qual causava atuação indevida em condições de baixo carregamento do gerador. Inicialmente, foi efetuado ensaios nos geradores para levantar a magnitude de 3ª Harmônica nos neutros dos geradores, em função das condições de operação, posteriormente, foi desenvolvido um algoritmo para definição do ajuste mais adequado em cada condição operativa dos geradores. Por fim, foi desenvolvido um equipamento capaz de monitorar continuamente as condições operativas do gerador, para alterar em tempo real o ajuste da proteção aos valores adequados, evitando assim as atuações indevidas das proteções.

Palavras-chave – Proteção terra estator 95 -100%, 3ª Harmônica, Proteção digital adaptativa, Reajuste automático online da proteção.

I. INTRODUÇÃO

A atuação indevida das proteções de unidades geradoras normalmente resulta em eventos de impactos significativos para o sistema elétrico de potência: ocorre o desligamento automático da unidade geradora provocada pela atuação incorreta da proteção e a equipe de manutenção precisa ser acionada para investigar a causa da atuação. O gerador fica inativo durante o período investigativo causando prejuízo financeiro, além de contribuir negativamente no Índice de Disponibilidade da usina. Dentre as diversas funções que compõem a proteção dessas unidades, pode-se destacar a função de proteção para falhas à terra no estator (ANSI 64), que é responsável pela detecção de curtos-circuitos à terra que ocorrem nos enrolamentos estatóricos dos geradores.

No que se refere a essa proteção, merece destaque a pro-

teção Terra Estator para geradores com impedância no neutro, para restringir a corrente de curto circuito Fase-Terra. Dependendo do fabricante ou do modelo da proteção, há métodos diferentes para a detecção de faltas para cobrir a totalidade de curtos no enrolamento do estator. No presente caso será abordado a metodologia que se utiliza de duas proteções a) **Proteção Terra Estator 95%** cujo princípio de funcionamento é baseado na queda de tensão que surge no neutro do gerador.

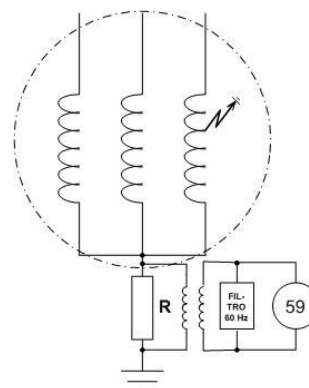
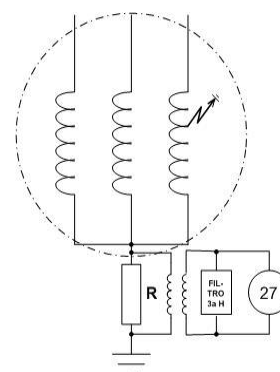


Figura 1. Esquema de ligação da proteção Terra Estator 95%

Um curto monofásico no enrolamento provoca uma queda de tensão no resistor de aterramento. Um TP ligado em paralelo com o resistor alimenta um relé de sobretensão (59) que ocasiona trip quando a tensão atingir um valor acima do ajuste. Um filtro de 60 Hz é colocado antes da proteção para filtrar apenas a componente fundamental da tensão. Este tipo de proteção torna-se ineficiente quando o curto ocorrer próximo ao neutro, devido a queda de tensão no resistor ser muito baixa, ficando difícil detectar a falha; b) **Proteção Terra Estator 95-100%**, cujo princípio de funcionamento baseia-se na corrente de 3ª Harmônica normalmente existente no neutro dos geradores, cobrindo faltas próximas ao neutro do gerador.



Este 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 VI Congresso de Inovação Tecnológica em Energia Elétrica (VI CITENEL), realizado em Fortaleza/CE, no período de 17 a 19 de agosto de 2011.

Este Projeto de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) foi apoiado pela Companhia Energética de São Paulo (CESP).

Ederson Colleto dos Santos trabalha na CESP (e-mail: ederson.santos@cesp.com.br) Jorge Mitsuhiro Oura, Paulo Koiti Maezono e Takayuti Kobayashi trabalham na Virtus Consultoria e Serviços Ltda (e-mails: jorge.oura@virtuscs.com.br, pmaezono@virtuscs.com.br, tkobayashi@virtuscs.com.br); Eduardo Cesar Senger, Giovanni Manassero Junior, Eduardo Lorenzetti Pellini e Cícero Couto de Moraes trabalham na L•PROT – Laboratório de Pesquisa em Proteção de Sistemas Elétricos da Universidade de São Paulo (e-mails: senger@usp.br, manassero@usp.br, epellini@pea.usp.br, cicero@lavill.com.br)

Figura 2. Esquema de ligação da proteção Terra Estator 95 -100%

As correntes fundamentais de cada fase dos geradores é uma composição de várias harmônicas. A somatória das correntes A, B e C que estão defasadas de 120° no neutro do gerador é zero. No entanto, as 3ª Harmônicas das correntes A, B e C estão em fase e somam-se no neutro do gerador. Portanto, existe uma corrente de 3ª Harmônica normalmente circulando no resistor de aterramento do gerador ocasionando uma queda de tensão. Quando ocorre um curto circuito monofásico próximo ao neutro, a tensão de 3ª Harmônica diminui. A proteção Terra Estator 95-100% utiliza-se deste princípio para detectar faltas próximas ao neutro. Um filtro é inserido no TP do neutro para filtrar apenas a componente de 3ª Harmônica e uma proteção de subtensão (27) é utilizada para monitorar o nível desta tensão.

Apesar de um notável progresso no desenvolvimento das proteções com a introdução da proteção baseada na 3ª Harmônica, permitindo proteger curtos à terra em 100% do enrolamento, esta técnica trouxe um sério problema de atuação acidental, devido ao problema relatado abaixo:

O gráfico abaixo mostra o que ocorre com a tensão de 3ª Harmônica durante uma falta monofásica próxima ao neutro, próximo ao terminal do gerador e a influência da carga.

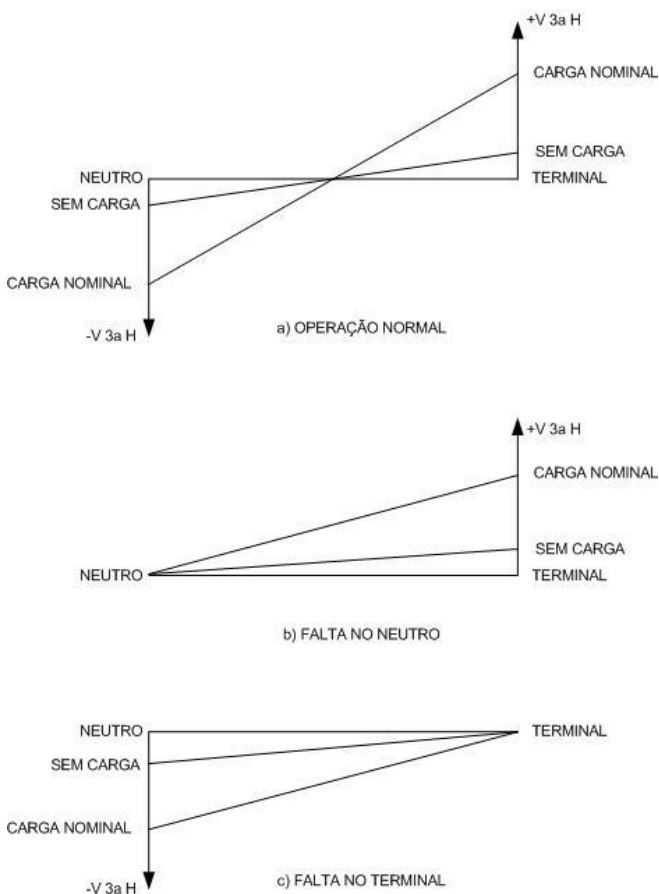


Figura 2. Influência da carga na proteção Terra Estator 95-100%

Observe que em operação do gerador sem falta, a tensão de 3ª Harmônica é muito baixa quando o gerador está sem car-

ga. Dependendo do ajuste que se adota, o baixo nível de 3ª Harmônica pode ser interpretado pela proteção como a existência de uma falta próxima ao neutro, ocasionando atuação incorreta.

As proteções utilizadas nas usinas hidrelétricas de Ilha Solteira e Jupiá da CESP, respectivamente 3.444 MW com 20 unidades geradoras e 1.551 MW com 14 unidades geradoras, utilizam intensivamente a filosofia de medição da componente harmônica de terceira ordem para a detecção de faltas a terra no estator, no trecho compreendido entre 95% e 100% dos enrolamentos. Ao longo de dez anos de utilização deste tipo de proteção, ocorreram diversas ocorrências de atuações acidentais desta proteção, em determinadas condições operativas da máquina, particularmente àquelas relacionadas com baixos carregamentos. Essa situação é particularmente preocupante, dado que se pretende operar algumas unidades da Usina de Ilha Solteira como compensadores síncronos no período de carga leve do sistema. Esta situação criou um impasse, pois, caso ajustasse a proteção com sensibilidade suficiente para detectar faltas em todo o enrolamento protegido, havia o risco permanente de ocorrência indevida para baixos carregamentos. Por outro lado, caso ajustasse a proteção com menos sensibilidade, havia o risco de não se detectar falhas a terra em todos os pontos do enrolamento. Definir o melhor grupo de ajustes dessa função, que utiliza a medição da componente harmônica de terceira ordem era, portanto, um desafio para a área de proteção da empresa. Considerando-se esse cenário, concluiu-se que uma boa estratégia para a definição do ajuste da função 64 seria adotar um procedimento de ajuste em tempo real, adaptativo.

Nesse contexto, os ajustes da proteção seriam automaticamente alterados refletindo as mudanças nas condições de carregamento da máquina, permitindo que a proteção opere sempre em um ajuste otimizado, com sensibilidade adequada e risco reduzido de atuações indevidas. Esse procedimento de ajuste em tempo real poderia minimizar os desligamentos indevidos, melhorando a disponibilidade e a continuidade operacional das unidades geradoras supervisionadas. O projeto aprovado com código ANNEL 0061-015/2007, foi desenvolvido em conjunto pela L*PROT-Laboratório de Pesquisa em Proteção de Sistemas Elétricos da Universidade de São Paulo, VIRTUS Consultoria e Serviços Ltda e CESP - Companhia Energética de São Paulo, o qual forneceu todo suporte financeiro. O projeto foi concluído com o desenvolvimento do equipamento que contempla o algoritmo capaz de monitorar as condições operativas da unidade geradora e comandar em tempo real a alteração de ajustes da proteção, com resultados bastante satisfatório, conforme relatamos a seguir.

II. METODOLOGIA

A metodologia proposta para o desenvolvimento do projeto de pesquisa em questão consistiu inicialmente na modelagem da componente harmônica de terceira ordem nas tensões terminais de geradores síncronos, a partir dos aspectos construtivos desses geradores, bem como de seus estados de

carregamento e excitação. Essa modelagem abordou os aspectos construtivos do gerador síncrono, desde o material que compõe seu circuito magnético, a configuração e disposição dos enrolamentos estatóricos e rotóricos, até os efeitos resultantes da variação da relutância do circuito magnético devido à posição relativa entre os campos do estator e do rotor.

A seguir, foi efetuado o levantamento dos dados dos geradores da CESP, no que se refere aos seus aspectos construtivos e modos de operação. Além disso, foram levantados os dados sobre os TC's e TP's, transformadores, aterramentos, proteções, comandos e controles de supervisão e operação.

Após essa etapa de levantamento de dados, foram efetuadas pesquisas e medições em campo para obtenção do perfil de carga e dos conteúdos harmônicos dos geradores síncronos da CESP. Além disso, essa etapa permitiu a validação da etapa de modelagem da componente harmônica de terceira ordem.

A execução dessas três etapas forneceu subsídios importantes para a elaboração de um algoritmo responsável pelo procedimento de reajuste automático das medições, que foi implantado em um equipamento digital dedicado exclusivamente à tarefa de reajuste automático das proteções dos geradores síncronos.

Esse equipamento, desenvolvido no âmbito desse projeto de pesquisa, foi instalado em campo, em geradores síncronos definidos pela CESP e foram avaliados de forma bastante criteriosa para validação do sistema desenvolvido ao longo do projeto.

A. Modelagem da componente harmônica de terceira ordem em hidrogeradores

Há inúmeros fatores que influenciam no aparecimento de componentes harmônicas em geradores síncronos e, para que seja possível efetuar a modelagem do conteúdo harmônico nos sinais das tensões terminais, é necessário recorrer ao equacionamento matemático que descreve esse fenômeno físico. Para tanto, considera-se que a força eletromotriz induzida nos terminais de qualquer gerador síncrono é resultado do movimento relativo entre os condutores do enrolamento de armadura da máquina e o fluxo resultante no entreferro, produzido pelas correntes que circulam nos enrolamentos de armadura e nos enrolamentos de campo. Deste modo, a forma de onda da força eletromotriz depende da forma de onda da densidade de fluxo magnético no entreferro.

Além disso, o número de pólos de qualquer gerador síncrono define a relação entre a velocidade de rotação de seu eixo e a frequência da tensão induzida nos seus terminais, isto significa que a variação espacial das densidades de fluxo magnético produz variação temporal nos sinais de tensão nos terminais da máquina.

Por fim, os fasores das tensões nos terminais de qualquer gerador síncrono devem possuir o mesmo módulo e estarem defasados entre si de cento e vinte graus elétricos.

A metodologia para determinação da componente harmônica de terceira ordem em geradores síncronos está ilustrada na Figura 3 e consiste nos seguintes passos descritos nos itens a seguir.

1) Entrada de dados

Os dados de entrada, necessários para o cálculo da componente harmônica de terceira ordem nos sinais de tensões terminais dos geradores síncronos (dados de tensões, potências e correntes; dados sobre a geometria do gerador síncrono, dados de placa, etc.).

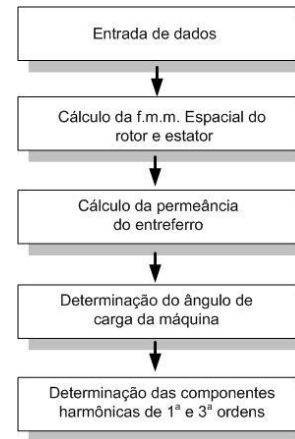


Figura 3. Etapas de cálculo das componentes harmônicas

2) Cálculo da distribuição espacial da força magnetomotriz do rotor e do estator

A distribuição espacial da força magnetomotriz produzida pelos enrolamentos do rotor e do estator é calculada em função dos aspectos construtivos do gerador síncrono e desses enrolamentos (distribuição, encurtamento, passo, e número de camadas no caso do enrolamento estatórico e dimensões físicas, no caso do enrolamento rotórico, etc.)

3) Determinação da permeância do entreferro

A permeância do entreferro pode ser obtida a partir dos “caminhos” percorridos pelo fluxo magnético quando da existência de corrente de excitação no rotor e corrente de armadura. Para tanto, deve-se utilizar os aspectos construtivos das sapatas polares e dos enrolamentos estatóricos.

4) Determinação do ângulo de carga da máquina

Consiste na determinação da posição espacial relativa entre a distribuição espacial da força magnetomotriz produzida pelo enrolamento de excitação e a distribuição espacial da força magnetomotriz produzida pelo enrolamento de armadura, bem como a magnitude relativa entre ambas. A força magnetomotriz resultante no entreferro consiste na soma algébrica espacial das forças magnetomotrizes produzidas pelo rotor e pelo estator, considerando que a magnitude de ambas é dada pela corrente de excitação e pelas correntes de armadura e que a defasagem espacial entre ambas é produzida pelo ângulo de carga da máquina. Para se determinar a magnitude e a defasagem espacial entre ambas as forças magnetomotrizes deve-se determinar o diagrama fasorial que representa o estado de operação da máquina síncrona.

5) Determinação da componente harmônica de terceira ordem

A determinação das componentes harmônicas nas tensões terminais da máquina depende do fluxo magnético do entreferro, concatenado com os enrolamentos da armadura. Esse fluxo magnético pode ser calculado a partir da força magnetomotriz e da permeância do entreferro, ambas calculadas

nos passos anteriores.

B. Medições de campo

Após a etapa de modelagem da componente harmônica de terceira ordem, foram efetuadas medições em campo de modo a avaliar as considerações efetuadas durante essa etapa, bem como fornecer subsídios para o desenvolvimento do algoritmo de proteção para falhas à terra no estator dos geradores síncronos.

1) Procedimento utilizado nos ensaios

Os ensaios descritos neste artigo foram realizados na Unidade Geradora 04 da UHE Ilha Solteira. A instrumentação utilizada para registrar os sinais de interesse está descrita a seguir.

- *Registrador AQX*;
- *Medidor de faturamento Power Measurements*: instalado no painel do gerador: equipamento utilizado para o registro das medidas de potência ativa e reativa trifásicas do gerador;
- *Medidor Fluke*: utilizado para a medição do valor eficaz da tensão de terceira harmônica presente no secundário do TP conectado ao resistor de aterramento do gerador;
- *Proteção digital GPU 2000R-ABB da Unidade Geradora 04*: para cada situação de carregamento de interesse, disparava-se um registro de oscilografia através do fechamento de uma chave conectada à entrada digital do relé. Os registros de oscilografia fornecidos pelo relé digital (correntes de linha e de neutro fornecidas pelos TC's do lado dos terminais da máquina e pelos TC's do lado do centro-estrela, tensões de fase e tensão no resistor de aterramento) estão em formato COMTRADE com frequência de amostragem de 1920 [Hz];

Os registros de oscilografia fornecidos pelo relé da ABB foram processados digitalmente por meio de uma rotina de *software* escrita na linguagem do MATLAB. Essa rotina consiste nos seguintes passos:

- *Conversão dos valores inteiros das amostras*: os valores do arquivo .DAT são convertidos para grandezas primárias (tensões e correntes no primário dos transformadores de instrumentação);
- *Transformada Discreta de Fourier*: técnica utilizada para o cálculo dos fasores correspondentes às componentes fundamentais e terceira harmônica de cada uma das grandezas analógicas (tensões e correntes) registradas;
- *Cálculo das potências ativa e reativa*: estimativa das potências monofásicas e trifásicas fornecidas pelo gerador, a partir das grandezas obtidas no item anterior.

2) Dados e resultados obtidos

Os sinais de interesse foram monitorados para o gerador operando nas diversas regiões da sua curva de capacidade. Para permitir a operação do gerador em todas as regiões da curva, desabilitou-se o trip das funções de proteção de perda de excitação (ANSI 40) e potência reversa (ANSI 32). O gerador foi monitorado operando próximo a cinco patamares de potência ativa: 170 [MW] (plena carga); 100 [MW]; 50 [MW]; 0 [MW] (vazio); e distribuidor da turbina fechado (motorizado em torno de 40 [MW]). Em cada um desses patamares variou-se a potência reativa com passos de apro-

ximadamente 20 [MVar].

a) Resultados obtidos a partir dos registros de oscilografia

Devido à dificuldade de recuperação dos registros do relé digital, foram geradas oscilografias para apenas uma parte dos muitos pontos de carregamento do gerador que foram efetivamente ensaiados. Para os pontos não oscilografados, foram efetuados registros de medição de terceira harmônica no resistor de aterramento a partir da medição do *Fluke*.

A Tabela 1 mostra os 19 casos que foram oscilografados com a máquina operando nos cinco patamares de potência ativa descritos acima. Essa tabela apresenta a hora de realização do ensaio, e as potências ativa e reativa, trifásica e por fase (na fase A), em cada um desses casos. A Tabela 2 apresenta os 19 casos que foram oscilografados com a máquina operando nos cinco patamares de potência, com as componentes de terceira harmônica medidas e calculadas.

TABELA 1. DADOS DOS ENSAIOS

No.	Hora	$P_{3\phi}$ [MW]	$Q_{3\phi}$ [MVar]	$P_A^{(*)}$ [MW]	$Q_A^{(*)}$ [MVar]
1	23:55:47	167,38	47,91	55,58	15,77
2	0:38:53	167,67	-7,34	55,65	-2,64
3	0:28:48	167,34	-24,52	55,49	-8,38
4	0:31:18	167,37	-38,64	55,46	-13,10
5	0:33:46	167,87	-58,57	55,71	-19,71
6	0:36:22	168,27	-70,72	55,85	-23,76
7	3:24:47	105,38	64,87	35,09	21,53
8	3:16:26	107,92	4,99	35,74	1,54
9	3:22:00	104,86	-77,41	34,64	-25,81
10	3:48:21	50,91	73,33	16,88	24,45
11	3:29:11	48,69	0,83	16,02	0,30
12	3:37:19	49,20	-121,96	16,03	-40,60
13	4:08:59	8,09	79,06	2,56	26,40
14	4:03:12	2,73	52,28	0,79	17,51
15	4:00:08	7,18	3,73	2,26	1,36
16	4:12:07	7,13	-55,79	2,12	-18,55
17	2:57:33	-3,30	-170,08	-1,45	-56,63
18	2:18:12	-40,36	74,83	-13,57	25,07
19	2:08:03	-42,07	-169,10	-14,40	-56,22

(*) São apresentadas somente as potências na fase A para reduzir o tamanho da tabela

TABELA 2. TENSÕES DE TERCEIRA HARMÔNICA

No.	Módulo das Terceiras Harmônicas			
	Resistor [V]	Terminais gerador [V]	Enrolamento gerador [V]	[%]
1	130,30	132,95	186,16	2,13
2	180,57	178,53	253,93	3,00
3	204,06	198,45	284,65	3,39
4	227,75	219,47	316,29	3,81
5	264,51	252,50	365,68	4,47
6	288,73	273,81	397,91	4,91
7	86,62	96,07	129,35	1,46
8	115,68	120,40	166,96	1,95
9	218,64	208,74	302,28	3,76
10	75,74	82,39	111,91	1,25
11	73,59	82,80	110,78	1,30
12	191,47	183,83	265,43	3,42
13	67,16	68,95	96,26	1,08
14	62,30	63,85	89,21	1,01
15	44,98	50,51	67,63	0,79
16	33,10	41,82	53,34	0,65
17	201,79	194,68	280,39	3,77
18	53,67	49,48	73,00	0,82
19	300,22	286,89	415,26	5,60

A partir dos resultados apresentados na Tabela 2 pode-se observar que para todos os pontos de operação analisados, observou-se a presença de pequena percentagem de terceira harmônica nas tensões sobre os enrolamentos do gerador. Dentre os casos oscilografados de interesse prático, a situação de máxima presença de terceira harmônica nas tensões do gerador ocorreu para a situação de carregamento pesado, com a máquina absorvendo reativo (registro 6). No caso 19 a terceira harmônica foi ainda um pouco maior, porém a máquina nunca irá operar neste ponto e, portanto, não há interesse prático nesse caso. Já a situação de mínima presença de terceira harmônica foi observada na carga leve com o gerador absorvendo reativo (registro 16). Como mostrado na Tabela 3, os limites de percentagem de terceira harmônica nas tensões de fase foram de 5,6% a 0,65 %, isto é, uma variação de 8,6 vezes.

TABELA 3. SITUAÇÕES DE MÁXIMA E MÍNIMA PRESENÇA DE 3ª HARMÔNICA

Presença de 180 [Hz]	P [MW]	Q [MVA _r]	Resistor [V]	Tensões de fase [%]
Máxima	168,27	-70,72	288,73	3,31
Mínima	7,13	-55,79	33,10	0,53

Como esperado, para a máquina operando com um mesmo fator de potência, a percentagem de terceira harmônica nas tensões de fase (e conseqüentemente no resistor de neutro) diminui à medida que a potência ativa fornecida pelo gerador é reduzida. As Figuras 2 e 3 mostram a percentagem média de 180 Hz nas tensões de fase e a tensão de terceira harmônica no resistor de neutro variando-se a potência reativa ao longo dos diversos patamares de potência ativa considerados no ensaio.

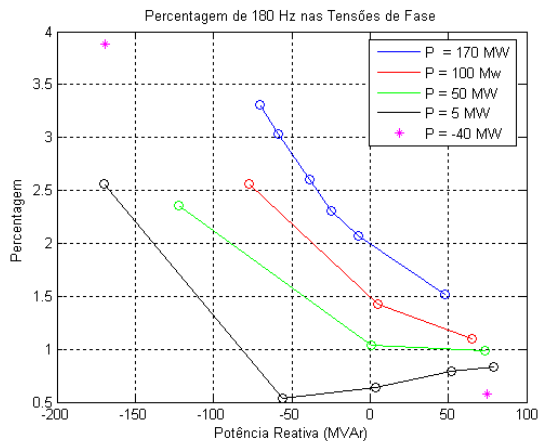


Figura 4. Percentagem média de 180 [Hz] nas tensões de fase do gerador

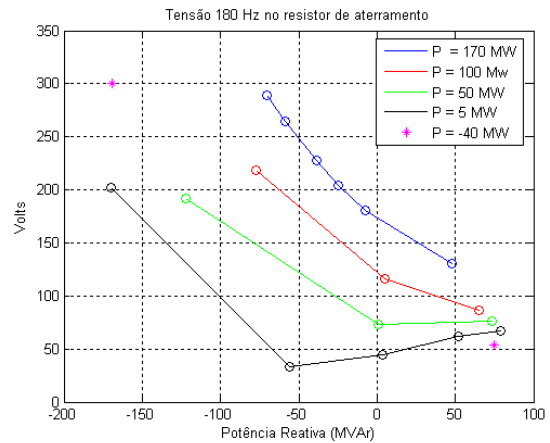


Figura 5. Tensão de 180 [Hz] medida no resistor de aterramento

Em termos de risco de atuação indevida da proteção de falha à terra no estator (devido à pequena presença de terceira harmônica nas tensões do gerador), a situação operativa mais crítica ocorre com a máquina fornecendo pequena potência ativa (em torno de 5 [MW]) e potência reativa também limitada ($-50 \text{ [MVA}_r\text{]} < Q < +50 \text{ [MVA}_r\text{]}$). Nessa condição, a percentagem de 180 [Hz] nas tensões do gerador ficou entre 0,53 e 0,83 %, respectivamente.

Dos casos oscilografados, o que corresponde de forma mais próxima à situação operativa do gerador operando como síncrono é o registro 17 ($P = -3,3 \text{ [MW]}$; $Q = -170,08 \text{ [MVA}_r\text{]}$). Observa-se que esse caso apresenta uma situação mais confortável em termos de risco de atuação indevida da proteção 64, dado que a percentagem de 180 [Hz] é de 2,57%, isto é, 4,85 vezes o valor mínimo observado no registro 16.

As figuras 4 e 5 e 6 ilustram a tensão no resistor de aterramento oscilografada para dois registros representativos dos ensaios.

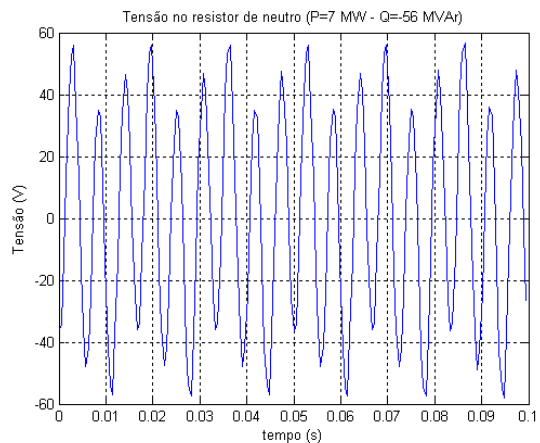


Figura 6. Situação de mínima terceira harmônica (registro 16)

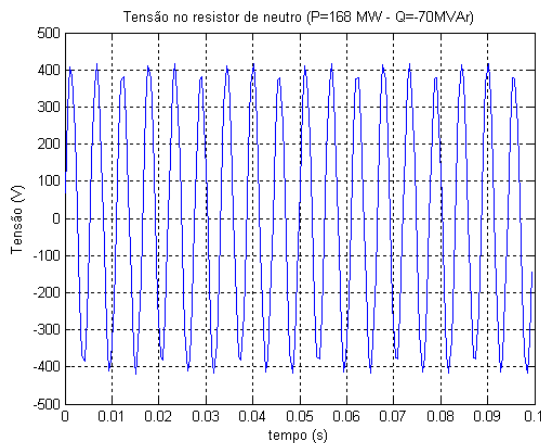


Figura 7. Situação de mínima terceira harmônica (registro 6)

C. Metodologia para Reajuste Automático das Proteções Digitais para Falha à Terra em Hidrogeradores

A metodologia para reajuste automático das proteções digitais das unidades geradoras da CESP baseia-se em um algoritmo computacional que utiliza medidas de tensões e correntes nos terminais do gerador, bem como medidas de tensão do neutro desse gerador, para a determinação do melhor grupo de ajustes da proteção digital responsável pela proteção do gerador em questão. Esse algoritmo foi implementado no *firmware* de um equipamento digital, denominado UAPD – Unidade Auxiliar de Ajuste Adaptativo da Proteção Digital, que foi desenvolvido para essa finalidade. Este equipamento foi desenvolvido com mais uma funcionalidade: de comutar os ajustes da proteção para a unidade geradora funcionando como gerador ou compensador síncrono, isto em função de que 4 unidades geradoras da UHE Ilha Solteira, passaram a funcionar ora como gerador, ora como compensador síncrono.

A unidade geradora funcionando como gerador fornece potência ativa, enquanto que como compensador, funciona como motor absorvendo potência ativa, sendo que algumas proteções, tais como Potência Reversa (32), Subimpedância (21) e Perda de Excitação (40), necessitam que seus ajustes sejam alterados conforme a unidade geradora esteja funcionando como gerador ou compensador.

Atualmente, as proteções digitais utilizadas pela CESP nas unidades de Ilha Solteira e Jupia (proteção desempenhada pelo relé digital GPU 2000R da ABB) possuem as seguintes funções habilitadas: 87 (Diferencial), 21-1 (Subimpedância - zona 1), 21-2 (Subimpedância - zona 2), 27 (Subtensão), 32R (Potência Reversa), 40A (Perda de Excitação - alarme) 40T (Perda de Excitação - trip), 46 (Sequência Negativa), 49 (Sobrecarga Térmica), 50 (Sobrecorrente - instantânea), 51V (Sobrecorrente Temporizado Com Controle de Tensão), 59 (Sobretensão), 24 (Voltz/Hertz), 81 (Sobrefrequência), 59 G (Terra Estator 95%), 27G (Terra Estator 95-100%) e 50IE (Energização Indevida). Estas funções podem ser ajustados independentemente em 3 grupos de ajustes: Principal, Alternada 1 e Alternada 2, os quais podem ser comutados pela entrada binária da proteção. Na figura a seguir está ilustrada a forma de implementação da comutação de ajustes da proteção GPU 2000R por entrada binária.

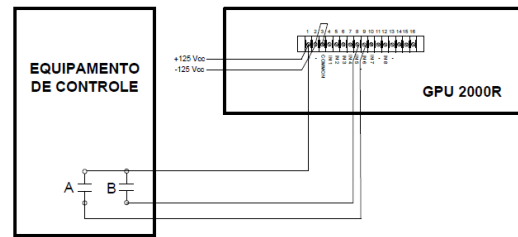


Figura 8. Conexão do equipamento de controle com a proteção GPU 2000R

Utilizando-se o software de configuração "GPU ECP" da proteção GPU 2000R, no ícone Settings, na coluna de Inputs foi criadas as funções ALT1 e ALT2 e foi efetuada uma correlação com as entradas binárias IN-4 e IN-5. Com esta configuração a proteção GPU 2000R inicialmente atua com o ajuste Primário. Ao fechar o contato A do equipamento de controle, aplica-se um sinal (+) na entrada binária 4 e o ajuste comuta-se para ALT 1. Ao fechar o contato B do equipamento de controle, aplica-se um sinal (+) na entrada binária 5 e o ajuste comuta-se para ALT 2. Caso duas ou mais entradas binárias forem ativadas simultaneamente, prevalecerá o último sinal que for ativado. Por exemplo, se forem ativados simultaneamente os gupos 2 e 3, e o sinal que entrou por último é o 3, prevalecerá o ajuste do grupo 3.

Desta forma, o algoritmo implementado no *firmware* da UAPD estima o ajuste adequado para determinada condição de carga produzindo um sinal digital para a comutação do ajuste das proteções. Esse algoritmo consiste basicamente no monitoramento das condições de carregamento do gerador, bem como no monitoramento da componente harmônica de terceira ordem presente no neutro e nos terminais do gerador para a escolha do melhor grupo de ajustes para a proteção do gerador.

Há três grupos de ajustes que o *firmware* implementado na UAPD impõe à proteção digital: 1) grupo de ajustes para a unidade geradora operando como gerador e ajuste de terra estator 95-100% mais sensível; 2) grupo de ajustes para a unidade geradora operando como gerador e ajuste de terra estator 95-100% menos sensível e 3) grupo de ajustes para a unidade geradora operando como compensador síncrono.

Como resultado desse monitoramento o algoritmo indica se o baixo nível da componente harmônica de terceira ordem se deve a um curto circuito fase-terra, próximo ao neutro, ou à condição de carregamento do gerador.

III. DESENVOLVIMENTO DO EQUIPAMENTO

A. Descrição do Hardware

O equipamento UAPD foi desenvolvido pela empresa ECIL Informática Ltda, que utilizou a mesma plataforma do registrador oscilográfico de sua fabricação.

O UAPD é um equipamento robusto e preciso, próprio para utilização no setor elétrico, possuindo as seguintes características:

ENTRADA ANALÓGICA

Características técnicas para medição de corrente: Corrente nominal: 5A; Faixa de medição: até 20 vezes a corrente nominal; Sobrecorrente: 100 x IN até 1 segundo; Tipo de isolamento : Galvânica; Isolação modo comum: 2,5 KV; Isolação entre entradas: 2,5KV; Erro de ângulo de fase: menor que 1 grau elétrico; Erro em amplitude: Menor que 5% (operando dentro da corrente nominal); Burden : Menor que 1,0 VA.

Características técnicas para medição de tensão: Tensão nominal : 115 e $115 / \sqrt{3}$ V; Faixa de medição: de 0,005 até 2 vezes a tensão nominal; Sobretensão: permanente até 2 x VN; Tipo de isolamento: Galvânica; Isolação modo comum: 2.5 KV; Isolação entre entradas: 2.5KV; Proteção : Varistor ligado em modo diferencial; Erro de ângulo de fase: menor que 1 grau elétrico; Erro em amplitude: Menor que 0.5%; Burden : Menor que 1,0 VA



Figura 9. Vista Frontal do UAPD

ENTRADAS DIGITAIS

Possui 16 entradas digitais por equipamento, isoladas por meio de circuitos opto-acopladores, possuindo as seguintes características técnicas: Adequadas para sinais em 125 (-20%; +10%) Vcc; comum a cada 4 entradas digitais; Filtro antibouncing parametrizável por software de 0 a 5ms; Isolação entre entrada e terra de no mínimo 1kVca; Circuito de proteção com varistor ligado em modo diferencial; Resolução de leitura de 1 ms.

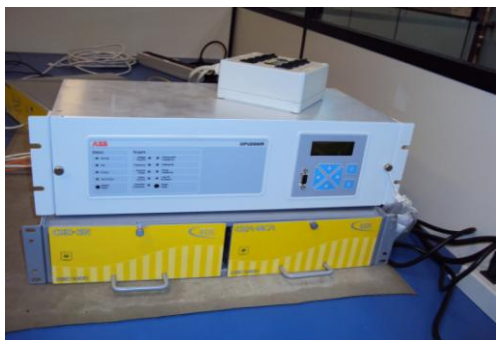


Figura 10. Proteção GPU 2000R com os módulos de Entrada Analógica e Digital do UAPD

SAÍDAS DIGITAIS

Possui 16 saídas digitais configuráveis por software ou lógicas, com base em parâmetros ou outros referenciais,

com as seguintes características técnicas: Saída a relés; Tensão nominal entre contatos de 125 Vcc; Capacidade de contato: - contínua em 125Vcc: 2 A; - abertura de circuito em 125 Vcc (L/R < 40 ms): 0,5 A; Sobretensão admissível entre contatos de 250Vcc; Saídas isoladas entre si.

CPU

O UAPD é baseada na plataforma de microcomputador industrial PC, contendo todas as funcionalidades de um desktop PC.



Figura 11. Aspecto interno do UAPD

B. Descrição do Software

DIAGRAMA LÓGICO DO UAPD

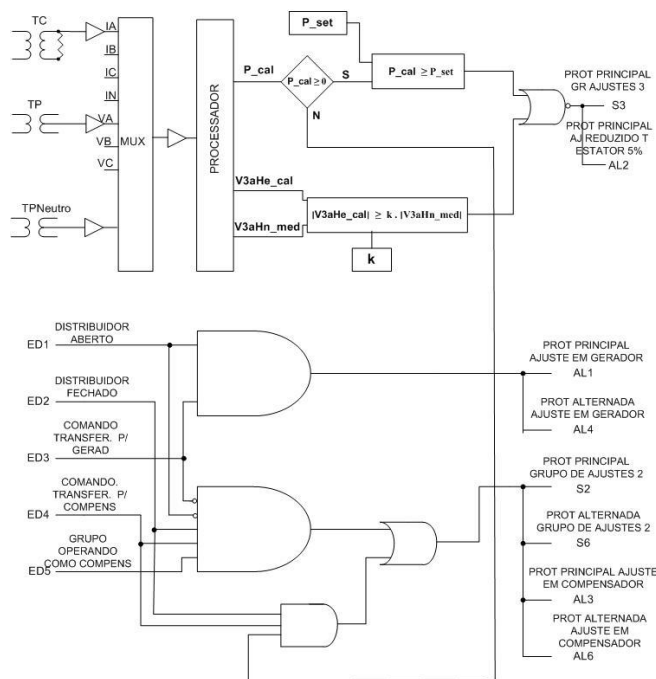


Figura 12. Algoritmo do UAPD

O *firmware* implementado na UAPD é responsável pelo cálculo dos fasores das correntes de linha e da corrente de neutro do gerador, a partir dos sinais registrados pela UAPD (entradas analógicas da unidade), bem como dos fasores das tensões de fase e da tensão no neutro do gerador. O *firmwa-*

re efetua o cálculo da componente fundamental das tensões e correntes, bem como a harmônica de terceira ordem no neutro e nos terminais do gerador, utilizando um algoritmo baseado na Transformada Discreta de Fourier. Em seguida, o *firmware* calcula as potências ativa e reativa nos terminais do gerador e verifica se a potência ativa calculada (P_{calc}) é maior ou igual a zero.

Caso a potência ativa calculada seja maior ou igual a zero, seu valor é comparado a um valor de potência que pode ser ajustado pelo usuário (P_{set}), para a verificação da condição de carregamento do gerador. Em condições de baixa carga ($P_{calc} < P_{set}$), o *firmware* da UAPD impõe à proteção o grupo de ajuste menos sensível para a função Terra Estator 95-100%, evitando a sua atuação indevida. Caso contrário, esse *firmware* impõe à proteção o grupo de ajuste mais sensível e passa a avaliar o comportamento das componentes harmônicas de terceira ordem (no neutro e nos terminais do gerador).

Caso ocorra um evento de curto-circuito nos terminais do gerador, a componente harmônica de terceira ordem na tensão nos terminais do gerador é comparada com a componente harmônica de terceira ordem no neutro do gerador. Caso seja maior pode-se inferir que há um curto circuito próximo ao neutro do gerador (isto é verdadeiro conforme mostrado na Figura 2). Neste caso, o *firmware* impõe à proteção o grupo de ajustes mais sensível.

É importante ressaltar que a UAPD possui a função de *watchdog* e, caso a unidade venha a falhar, as proteções permanecem empregando o grupo de ajustes mais sensível, para reduzir a probabilidade de não-atuação das proteções.

Além do registro dos sinais analógicos para processamento da lógica descrita, a UAPD faz o registro dos sinais digitais (distribuidor aberto, distribuidor fechado, comando transferir para gerador, comando transferir para compensador, grupo gerador operando como compensador) para determinação das condições operativas da máquina. Neste caso, se o registro dos sinais digitais indicar que o distribuidor está aberto e que a chave de comando está selecionada na posição gerador, o *firmware* da UAPD impõe ajustes para gerador podendo ser ajustado com a Proteção Terra Estator mais ou menos sensível dependendo do carregamento do gerador. Enquanto que na condição de distribuidor fechado, chave de comando selecionado para compensador, indicação de grupo operando como compensador, e Potência Ativa negativa, inequivocamente, a unidade geradora está operando como compensador e neste caso, o grupo de ajustes fica ajustado como compensador. Quando ocorre um curto monofásico próximo ao neutro, a função diferencial de harmônica de terceira ordem entre os terminais do gerador e neutro indicará a ocorrência de um curto e atuará com ajuste mais sensível, independentemente se estiver operando como gerador ou compensador. A Figura 12 ilustra o algoritmo implementado no *firmware* da UAPD.

IV. CONCLUSÕES

Foram montados 4 equipamentos UAPD para serem instalados nas 4 unidades geradoras da UHE Ilha Solteira, que

trabalham ora como geradores, ora como compensadores síncronos. Os equipamentos foram montados e testados com resultados satisfatórios, concluindo-se que a utilização de um equipamento monitorando as condições sistêmicas comandando a alteração on-line dos ajustes da proteção digital adaptativa adequando os ajustes à condição sistêmica, é uma solução eficiente para a solução do problema de atuação indevida da proteção terra estator 95-100% baseada na componente de 3ª Harmônica.

V. AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem às equipes de operação e comando e controle da Unidade de Produção de Ilha Solteira da CESP que colaboraram nos levantamentos de dados, medições no campo e participação do TAF – Teste de Aceitação em Fábrica do UAPD.

VI. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] KOSTENKO, M.; PIOTROVSKY, L. Electrical Machines - Volume 2. Alternating Current Machines. 2a. Edição, 1969.
- [2] SAY, M. G. The Performance and Design of Alternating Current Machines. 2a. Edição, 1948.
- [3] KHULMAN, J. H. Diseño de aparatos eléctricos. 5ª. Edição, 1973.
- [4] JORDÃO, R. G. Máquinas Síncronas. Rio de Janeiro: LTC, 1980
- [5] IEEE POWER ENGINEERING SOCIETY, IEEE Tutorial on the Protection of Synchronous Generators. 95TP 102
- [6] ABB GENERATOR PROTECTION UNIT 2000R, Instruction Booklet 1MRA589765-MIB