



**XX SNPTEE
SEMINÁRIO NACIONAL
DE PRODUÇÃO E
TRANSMISSÃO DE
ENERGIA ELÉTRICA**

Versão 1.0
XXX.YY
22 a 25 Novembro de 2009
Recife - PE

GRUPO X

GRUPO DE ESTUDO DE DESEMPENHO DE SISTEMAS ELÉTRICOS – GDS

COORDENAÇÃO DE ISOLAMENTO NA PROTEÇÃO CONTRA SURTOS DE TENSÃO DOS GERADORES – UMA ABORDAGEM BASEADA NAS IMPEDÂNCIAS DE SURTO DOS COMPONENTES DO SISTEMA

**Álvaro Batista Cançado(*)
CEMIG**

**Jarbas Freitas Leal
CEMIG**

**Ivan José da Silva Lopes
UFMG**

RESUMO

A isolação utilizada nos enrolamentos dos geradores das usinas não é projetada para suportar os elevados surtos resultantes de descargas atmosféricas, chaveamentos ou faltas no sistema de potência. Estes surtos podem causar o envelhecimento precoce dos isolamentos das máquinas, acarretando em perda de vida útil, ou mesmo causar uma falha repentina. É importante que o projeto da instalação seja otimizado de modo a proporcionar uma eficiente coordenação de isolamento dos equipamentos com os dispositivos de proteção. A proposta deste trabalho é avaliar, através de simulações, a influência da localização do cubículo de surtos na coordenação da proteção do gerador.

PALAVRAS-CHAVE

Cubículo de proteção contra surtos, Distância de proteção, Impedância de surto, Gerador.

1.0 - INTRODUÇÃO

Ao contrário dos equipamentos estáticos, como os transformadores, o projeto dos isolamentos dos enrolamentos estatóricos das máquinas elétricas não é feito baseado nos valores padronizados dos Níveis Básicos de Impulso (NBI's). A suportabilidade dos isolamentos é normalmente definida em função dos níveis de tensão aplicada à frequência industrial, igual a $2U_n+1$ kV, sendo U_n a tensão nominal de linha do gerador. Os projetos são baseados na otimização das dimensões físicas das camadas isolantes dos enrolamentos e conseqüentemente da própria máquina, considerando a constante evolução dos materiais isolantes e da relação benefício/custo dos projetos das máquinas, mantendo-se as margens de segurança e disponibilidades operacionais.

O desenvolvimento e definição de uma modelagem padronizada para as impedâncias representativas das máquinas frente aos fenômenos de alta frequência não é uma tarefa das mais fáceis. Inúmeros artigos e publicações têm sido feitos para estudar este fenômeno, mas pouca padronização tem sido obtida. Um relatório do EPRI, publicado em 1990 (1), aborda o assunto de forma bem detalhada, questionando várias práticas de projeto que vinham sendo adotadas até então, e propondo uma discussão com novas alternativas e modelagens para os equipamentos do sistema.

A prática comum dos atuais projetos dos sistemas de proteção dos geradores tem sido instalar a proteção contra surtos do gerador, a qual constitui-se basicamente de um capacitor e um pára-raios em paralelo por fase, o mais próximo possível de seus terminais.

Dentro deste contexto, o objetivo deste trabalho é verificar a influência da distância de separação do cubículo de proteção contra surtos em relação ao gerador no nível de distúrbio em seus terminais, quando atingido por um

(*) Av. Barbacena, n° 1200 – 10º andar – Ala B1 – CEP 30190-131, Belo Horizonte, MG – Brasil
Tel: (+55 31) 3506-4605 – Fax: (+55 31) 3506-4175 – Email: alvarobat@uol.com.br

surto de tensão. Esta análise é feita através de simulações computacionais utilizando o programa de transitórios eletromagnéticos ATP (2). São considerados modelos específicos para os diversos equipamentos da usina e é constatado que, dependendo dos valores das impedâncias de surto do barramento ou cabo e da máquina, a localização da proteção a maiores distâncias do gerador conduz a resultados mais vantajosos, melhorando a coordenação.

As simulações computacionais são realizadas para três usinas existentes dentro do sistema elétrico da Companhia Energética de Minas Gerais (CEMIG), e os resultados são avaliados através dos gráficos das sobretensões resultantes nos terminais dos geradores, considerando a variação da distância de instalação do cubículo de proteção contra surtos.

2.0 - A SUPORTABILIDADE DO GERADOR FRENTE AOS SURTOS DE TENSÃO

A suportabilidade à tensão de impulso de uma máquina rotativa de corrente alternada é mais difícil de se definir do que para uma peça estática de um equipamento, tal como um transformador ou disjuntor. A isolamento dos enrolamentos de uma máquina rotativa é limitada pelo espaço, desempenho e economia. A isolamento não é imersa em óleo; ela é seca, devido a limitações de espaço. Devido à quantidade limitada de isolamento que pode ser usada, há duas áreas de vulnerabilidade no mecanismo de isolamento (3):

1. Os esforços de tensão entre o enrolamento e a carcaça. A magnitude da tensão de surto deve ser controlada de modo a limitá-los em níveis menores que a suportabilidade da isolamento principal (“ground wall insulation”).
2. Os esforços de tensão produzidos entre as espiras individuais de uma única bobina. A taxa de crescimento do surto, fator crítico neste caso, deve ser controlada para limitar o esforço entre espiras em níveis menores que a suportabilidade da isolamento entre espiras (“turn insulation”).

De acordo com a norma IEEE Std 522-2004 (4), a suportabilidade global de uma bobina contra surtos de tensão em uma máquina pode ser definida como se segue: “A isolamento principal e isolamento entre espiras devem suportar uma onda de tensão impulsiva situada dentro de uma envoltória limitada pelas linhas retas entre três pontos de um traçado linear com ordenada em pu e abscissa em μs :

- 1,0 pu, com um tempo de frente próxima de 0,0 μs (degrau),
- 3,5 pu, com um tempo de frente de 0,1 μs ,
- 5,0 pu, com um tempo de frente de 1,2 μs ou maior,

onde $1 \text{ pu} = \sqrt{2/3} V_L$, sendo V_L a tensão nominal fase-fase em kV.”

A envoltória desta suportabilidade está representada na Figura 1.

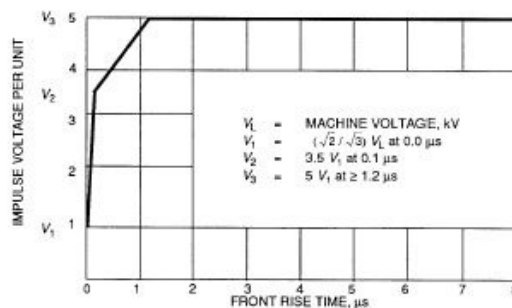


Figura 1 – Envoltória da suportabilidade ao impulso de uma bobina elétrica (4)

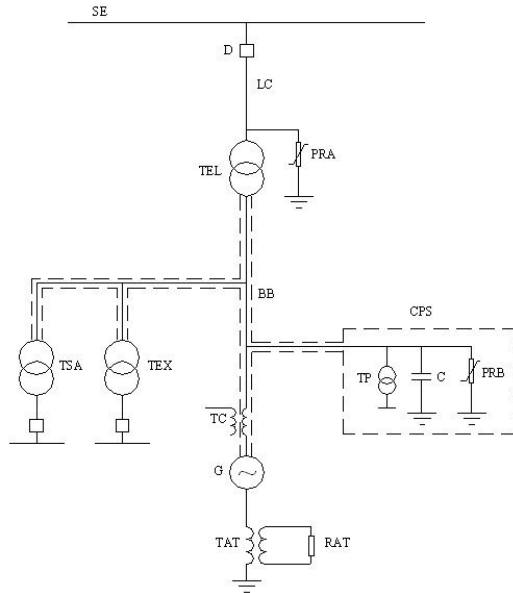
3.0 - MODELAMENTO DOS COMPONENTES DO SISTEMA FRENTE AOS SURTOS RÁPIDOS

Os surtos rápidos, conforme definido em (5), são aqueles surtos de tensão cujo tempo de frente esteja situado entre 0,1 μs e 20 μs , sendo que a forma normalizada da tensão tem um tempo de frente de 1,2 μs . Os surtos de frente muito rápida são definidos como aqueles cujo tempo de frente esteja entre 100 ns e 3 ns.

A seguir, são apresentadas as configurações típicas do sistema envolvendo o gerador e sua proteção contra surtos, bem como são definidos os modelamentos a serem utilizados para os componentes do sistema, considerando os surtos de tensão incidentes nas linhas de alta tensão e sua transferência capacitiva aos equipamentos instalados no lado de média tensão.

3.1 Configuração típica do sistema

Atualmente, a maioria das usinas de geração de médio e grande porte, com potência instalada maior que 30 MW, tem a configuração básica dos equipamentos da casa de força como mostrado na Figura 2.



G = gerador síncrono;
BB = barramento blindado de fases isoladas ou cabo de média tensão (mostrado na Figura em linhas tracejadas);
TEL = transformador elevador;
CPS = cubículo de proteção contra surtos;
C = capacitor de surto;
PRB = pára-raios de média tensão;
PRA = pára-raios de alta tensão;
TAT = transformador de aterramento;
RAT = resistor de aterramento;
TP = transformador de potencial;
TC = transformador de corrente;
TSA = transformador de serviços auxiliares;
TEX = transformador de excitação;
D = disjuntor de alta tensão;
LC = linha curta;
SE = subestação.

Figura 2 – Diagrama unifilar típico da usina

3.2 Gerador

O gerador é representado por um modelo de parâmetros distribuídos, o qual aparece na entrada como uma impedância de surto. O condutor na ranhura se comporta como uma curta linha de transmissão. Inicialmente, o fluxo magnético é confinado dentro da ranhura, sendo protegido do ferro do estator pelas correntes de dispersão. No momento inicial do surto, devido à elevada frequência associada, as altas perdas por correntes parasitas fazem com que a permeabilidade relativa do núcleo seja muito baixa. Portanto, nesta faixa, o núcleo está “blindado” pelas correntes parasitas, dificultando a penetração do fluxo. Isto mantém a indutância L , e portanto, a impedância de surto Z_g , baixos. Ambos aumentam com o tempo à medida que o fluxo penetra no ferro.

A partir das dimensões físicas e geometria da máquina, considerando máquinas de bobinas mono-espiras (barras), foi desenvolvida uma equação para o cálculo da impedância de surto do gerador, para frequências acima de 100 kHz (1):

$$Z_g = \sqrt{[(L_{s1} + L'_{s2} + L'_{s3}) / C_s]} / N_{pa} \quad (\Omega) \quad (1)$$

onde N_{pa} = número de circuitos paralelos por fase do enrolamento, C_s = capacitância de surto por barra, L_{s1} , L_{s2}' , L_{s3}' = indutâncias de surto por barra, baseadas na geometria da máquina, com cada componente correspondente aos caminhos do fluxo em três regiões diferentes: no dielétrico do enrolamento ao longo do comprimento efetivo de ferro na região da ranhura (L_{s1}), devido ao fluxo entre duas barras de uma bobina ao longo da distância no ar na região da ranhura (L_{s2}') e devido ao fluxo na região da cabeça de bobina (L_{s3}').

Uma nova equação empírica para a impedância de surto do gerador foi desenvolvida, a partir da equação (1), segundo (1):

$$Z_g = \left(\sqrt{\frac{L_s}{C_s}} \right) / N_{pa} = \sqrt{\frac{K_s L_d''}{C_d N_p}} \quad (\Omega) \quad (2)$$

onde L_d'' = indutância subtransitória por fase, C_d = capacitância por fase, N_p = número de pólos e K_s é um fator geométrico o qual é tipicamente em torno de 0,6. A validação desta equação através de medições de campo para duas máquinas do sistema Ontario Hydro (Canadá) (1) é evidente, como mostrado na Tabela 1.

Tabela 1 – Impedâncias de surto medidas e calculadas das máquinas do sistema Ontario Hydro (1)

Máquina	Dados	Zg de teste (Ω)	Zg da equação (1) (Ω)	Zg da equação (2) (Ω)
Pickering NGS	635 MVA/24 kV	28	28	27
Atikokan TGS	270 MVA/18 kV	20	20	21

Para o caso de máquinas utilizando bobinas multi-espiras, (3) indica algumas equações para o desenvolvimento da impedância de surto da máquina, a qual é consideravelmente maior do que para as máquinas mono-espiras. Uma das equações que mostra uma melhor aproximação com os valores medidos é dada por

$$Z_g = \frac{75T}{P} (\Omega) \quad (3)$$

onde T é o número de espiras por bobina e P é o número de enrolamentos paralelos por fase. O número 75 é um fator de escala introduzido para o ajuste dos dados da máquina (3).

3.3 Transformador elevador

Durante o período inicial de um surto atmosférico (primeiros micro segundos), o transformador pode ser representado aproximadamente como um divisor de tensão capacitivo, como indicado na Figura 3 (6).

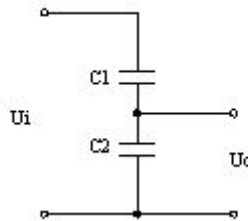


Figura 3 – Modelo do transformador para a transferência capacitiva

Onde:

$C1$ - capacitância entre o enrolamento de alta e baixa tensão do transformador

$C2$ - capacitância do enrolamento de baixa tensão para a terra

3.4 Barramento blindado de fases isoladas

O barramento blindado de fases isoladas e os cabos de média tensão são representados por meio de suas impedâncias de surto, de modo a permitir a análise do problema através da composição de ondas trafegantes incidentes, refletidas e transmitidas.

A impedância de surto do barramento blindado para surtos rápidos é (1):

$$Z_b = 60 \ln \left(\frac{r_2}{r_1} \right) (\Omega) \quad (4)$$

onde r_2 e r_1 são os raios efetivos do invólucro e da barra, respectivamente.

A impedância de surto para um cabo monofásico blindado é (3):

$$Z_b = \frac{60}{\sqrt{\epsilon_r}} \sqrt{\ln \left(\frac{r_2}{r_1} \right)} (\Omega) \quad (5)$$

onde ϵ_r é a permissividade relativa do dielétrico, r_1 é o raio do condutor e r_2 é o raio externo do dielétrico.

3.5 Pára-raios

São utilizados pára-raios do tipo óxido metálico, que são modelados no ATP (2) através da característica *tensão de descarga x corrente de descarga* apresentada pelos fabricantes, na faixa de 1.5 kA até 40 kA.

A fiação entre o barramento e o pára-raios pode ser aproximada por uma indutância concentrada L_w , com um valor típico em torno de $1 \mu\text{H}$, e que tem o efeito de aumentar o nível de proteção do pára-raios (1).

3.6 Capacitor de surto

O capacitor de surto atualmente usado na proteção dos geradores tem um valor típico de $0.25 \mu\text{F}$. No entanto, o comprimento das conexões terminais pode ser significativo para reduzir a eficiência do capacitor (3). A indutância interna do capacitor mais a indutância das conexões terminais longas tais como um metro podem isolar o capacitor do equipamento a ser protegido durante os momentos iniciais de um surto de frente rápida, e podem não ser eficazes em inclinar a frente de onda. Desse modo, o capacitor será modelado através de uma indutância típica de $1 \mu\text{H}$ (3) em série com um capacitor de $0.25 \mu\text{F}$.

3.7 Transformadores auxiliares

Os transformadores de serviços auxiliares e de excitação situados no lado de média tensão serão representados, conservativamente, por circuitos abertos (7).

4.0 - INFLUÊNCIA DA LOCALIZAÇÃO DA PROTEÇÃO

Normalmente, o nível de proteção no gerador é aumentado quando um supressor está localizado a maiores distâncias de seus terminais. A distância de separação é expressa pelo tempo de propagação T , Figura 4-a), e as tensões resultantes no pára-raios (curva 1) e nos terminais do gerador (curva 2) são mostradas na Figura 4-b).

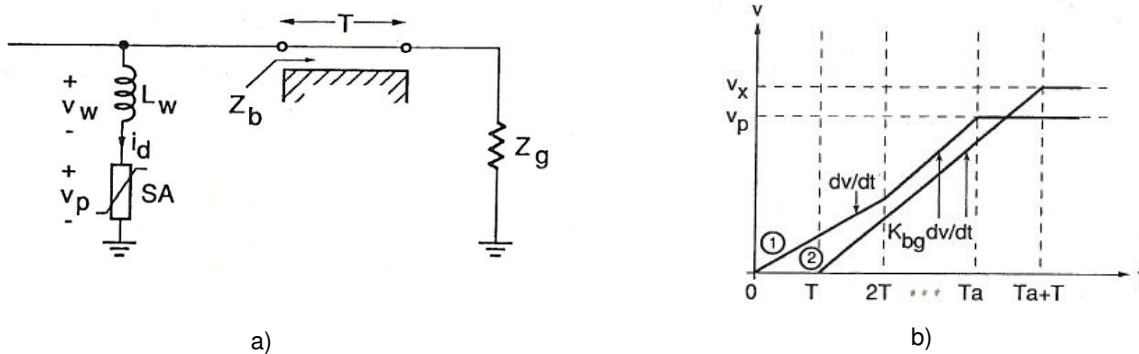


Figura 4 – Distância de proteção. a) Posicionamento do pára-raios com relação ao gerador; b) Tensão resultante no pára-raios e no gerador (1).

A inclinação inicial do surto de tensão no pára-raios é identificado como dv/dt . Ela é modificada para $K_{bg}dv/dt$ no gerador, onde

$$K_{bg} = \frac{2Z_g}{Z_b + Z_g} \quad (6)$$

é o coeficiente de transmissão, Z_g e Z_b são as impedâncias de surto do gerador e do barramento ou cabo, respectivamente, definidas pelas equações (2), (3), (4) e (5).

No tempo $2T$, a reflexão da onda vinda do gerador faz com que a inclinação da curva 1 combine com aquela da curva 2. Em um tempo arbitrário T_a , a curva 1 atinge o nível de proteção do pára-raios v_p . Isto causa uma segunda reflexão a qual atinge os terminais do gerador em um tempo $T_a + T$ e limita qualquer elevação adicional na tensão do gerador para v_x . Por inspeção, conforme a Figura 4-b):

$$v_p = 2T \frac{dv}{dt} + K_{bg}(T_a - 2T) \frac{dv}{dt} \quad (7)$$

O aumento no nível de proteção será:

$$v_x - v_p = K_{bg}T_a \frac{dv}{dt} - v_p = 2T(K_{bg} - 1) \frac{dv}{dt} \quad (8)$$

5.0 - SIMULAÇÕES COMPUTACIONAIS

A seguir são mostrados os resultados das simulações computacionais, realizadas no programa de transitórios eletromagnéticos ATP (2), para três usinas hidroelétricas do sistema da Companhia Energética de Minas Gerais (CEMIG). Os principais parâmetros dos equipamentos dessas usinas estão resumidos na Tabela 2.

Tabela 2 – Principais parâmetros dos equipamentos

Usina	Nº de unidades geradoras	Potência unitária e tensão (MVA/kV)	Relação de transformação (kV)	Capacitâncias do transformador (pF) – AT-BT / BT-terra	Interligação transformador - gerador	Z_b (Ω)	Z_g (Ω)
Capim Branco	3	85.5/13.8	13.8/138	2365 / 3984	Barramento blindado	82.55	5.88
Jaguara	4	112.0/13.8	13.8/13.8/345	5000 / 10000	Barramento blindado	62.63	2.84
Baguari	4	39.04/10.5	10.5/230	1130 / 2440	Cabo isolado	4.01	53.57

As usinas tem a configuração básica mostrada na Figura 2, exceto para a Usina de Jaguara, a qual duas máquinas são ligadas a um banco de transformadores trifásico de três enrolamentos.

A magnitude dos surtos incidentes será limitada ao valor da tensão máxima de descarga para impulso atmosférico dos pára-raios conectados adjacentes aos terminais de alta tensão do transformador. A forma de onda representativa dos surtos de tensão será o modelo de fonte de tensão triangular do ATP (2), com um tempo de frente de $0,1\mu\text{s}$ e um tempo de cauda de $50\mu\text{s}$.

Os gráficos das sobretensões resultantes no gerador, variando-se a distância de proteção, são mostrados nas Figuras 5, 6 e 7.

5.1 UHE Capim Branco

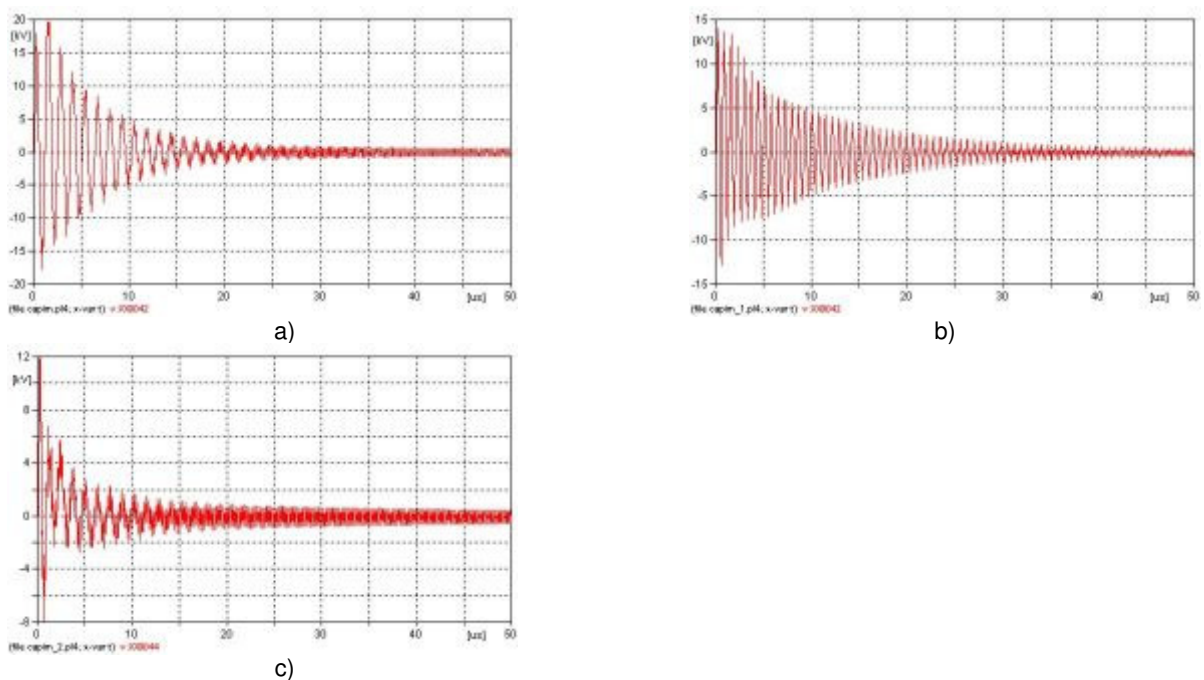


Figura 5 – Tensão resultante nos terminais do gerador da UHE Capim Branco. Distância d de proteção do cubículo de surtos ao gerador: a) $d = 3\text{m}$; b) $d = 19\text{m}$; c) $d = 19\text{m}$, com o capacitor localizado a 3m do gerador.

O aumento da distância de proteção de 3m para 19m reduz o nível da tensão máxima resultante no gerador de 20 kV para 13 kV . Porém, a frequência de oscilação da tensão é aumentada de $0,78\text{ MHz}$ para $1,43\text{ MHz}$, ou seja, praticamente o dobro, aumentando o dv/dt de $60,7\text{ kV}/\mu\text{s}$ para $78,3\text{ kV}/\mu\text{s}$. Mantendo o capacitor a 3m do

gerador e o pára-raios a 19m, conforme a Figura 5-c), percebe-se uma redução para 12 kV na tensão resultante, com uma frequência de oscilação de 1 MHz e um dv/dt de 55.7 kV/ μ s. Além disso, as oscilações são amortecidas bem mais rapidamente do que nas situações das Figuras 5-a) e b). O elevado dv/dt não é fator preocupante para esse tipo de máquina, já que os enrolamentos são do tipo mono-espiras, conforme descrito na seção 2.

5.2 UHE Jaguara

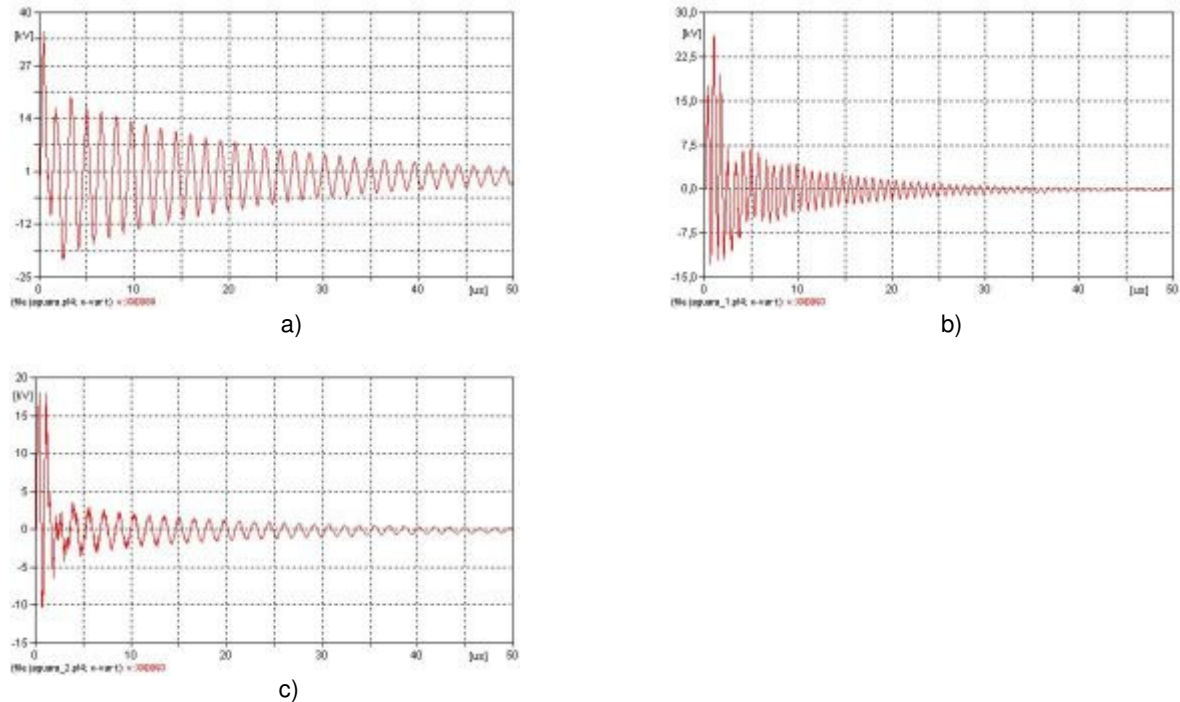


Figura 6 – Tensão resultante nos terminais do gerador da UHE Jaguara. Distância d de proteção do cubículo de surtos ao gerador: a) $d = 2$ m; b) $d = 18$ m; c) $d = 18$ m, com o capacitor localizado a 2m do gerador.

O aumento da distância de proteção de 2m para 18m reduz o nível da tensão máxima resultante no gerador de 34 kV para 26 kV. A frequência de oscilação da tensão é aumentada de 0.79 para 1.37 MHz, aumentando o dv/dt de 57 kV/ μ s para 91 kV/ μ s. Mantendo o capacitor a 2m do gerador e o pára-raios a 18m, conforme a Figura 6-c), percebe-se uma redução para 18 kV na tensão resultante, com uma frequência de oscilação de 1.36 MHz e um dv/dt inicial de 92 kV/ μ s. As oscilações de tensão são amortecidas bem mais rapidamente do que nas situações das Figuras 6-a) e b), reduzindo significativamente as solicitações impostas ao isolamento da máquina. Por exemplo, na Figura 6-a), a tensão cai a um valor de aproximadamente 2 kV em 49 μ s, enquanto que na Figura 6-c) a tensão cai a este mesmo valor em 9 μ s, uma redução de mais de 400%.

5.3 UHE Baguari

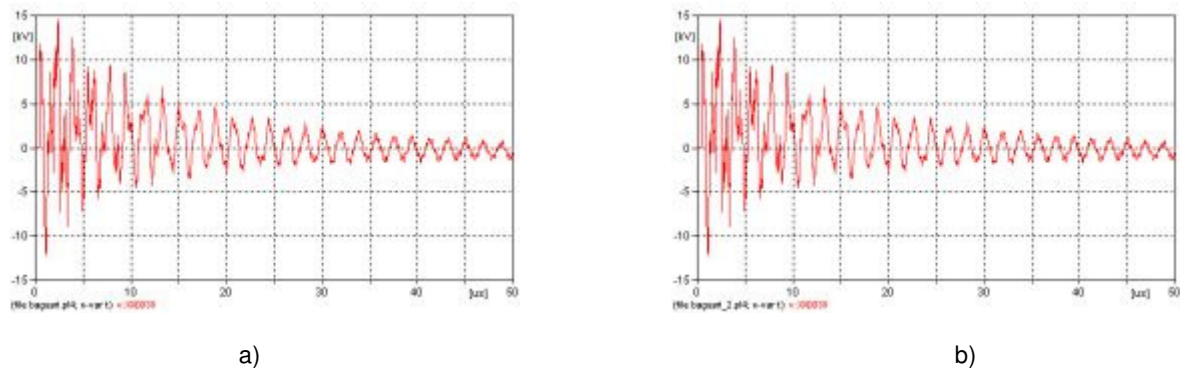


Figura 7 – Tensão resultante nos terminais do gerador da UHE Baguari. Distância d de proteção do cubículo de surtos ao gerador: a) $d = 20$ m; b) $d = 61$ m, com o capacitor localizado a 20m do gerador.

Pela Figura 7, verifica-se que, devido à baixa impedância de surto do cabo em relação àquela do gerador, e também à baixa velocidade de propagação do surto ao longo do cabo, a variação da distância de proteção não mostra diferenças na sobretensão resultante nos terminais do gerador, mantendo-se a tensão máxima praticamente contante em torno de 14.5 kV, e um dv/dt de aproximadamente 37 kV/ μ s.

6.0 - CONCLUSÃO

Uma elevação adicional no nível de proteção dos supressores de surto ocorre se o coeficiente de transmissão, definido pelas impedâncias de surto do barramento ou cabo e do gerador, é maior que a unidade. O aumento varia proporcionalmente à distância de separação, refletindo no tempo T da equação (8). Por outro lado, para grandes hidro e turbo geradores mono-espiras, com baixas impedâncias de surto, o coeficiente de transmissão geralmente é menor que a unidade. Neste caso, o nível de proteção na máquina é menor do que no supressor de surto, reduzindo-se significativamente os níveis dos distúrbios impostos ao gerador. A redução é proporcional à distância de separação, como também à taxa de crescimento da tensão de surto dv/dt , conforme equação (8).

As simulações realizadas sugerem que uma revisão na filosofia do projeto da proteção contra surtos de tensão dos geradores é necessária. Modelos apropriados para os componentes do sistema, considerando a característica do surto incidente, devem ser considerados de modo a se evitar erros significativos nos valores das sobretensões estimadas. Uma padronização abrangente e fundamentada no projeto da proteção contra surtos de tensão dos geradores mostra-se necessária.

A melhor solução no projeto da proteção contra surtos de tensão dos geradores é obtida quando se considera, para cada caso, as impedâncias de surto dos componentes do sistema frente aos surtos rápidos. Resultados precisos são obtidos através de simulações computacionais, as quais se mostram extremamente úteis na obtenção dos níveis de sobretensão resultante nos terminais do gerador. Dessa forma, são minimizados os esforços advindos dos surtos de tensão de frente rápida nos enrolamentos das máquinas, aumentando a sua expectativa de vida útil e reduzindo-se os riscos de falhas inesperadas.

7.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) DICK, E. P., GUPTA, B. K., GREENWOOD, A., CHEUNG, R. W., DHIRANI, H., LISHCHYNA, L. Surge Protection of Generators, EPRI Report nº 2594-1, Ontario Hydro, Canada, 1990.
- (2) ATPDRAW version 3.5 for Windows, User's Manual, Report nº TR F5680, SINTEF, Norway, 2002.
- (3) IEEE Std C62.21-2003, IEEE Guide for the Application of Surge Voltage Protective Equipment on AC Rotating Machinery 1000 V and Greater, 2003.
- (4) IEEE Std 522-2004, IEEE Guide for Testing Turn-to-Turn Insulation on Form-Wound Stator Coils for Alternating-Current Rotating Electric Machines, 2004.
- (5) ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. Coordenação de Isolamento—Procedimento. NBR 6939, Brasil, 2000.
- (6) ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. Guia de Aplicação de Coordenação de Isolamento. NBR 8186, Brasil, 1983.
- (7) ARAUJO, A. E. A., NEVES, W. L. A., Cálculo de Transitórios Eletromagnéticos em Sistemas de Energia, 1ª. ed. Belo Horizonte, Editora da UFMG, 2005.

8.0 - DADOS BIOGRÁFICOS

Álvaro Batista Cançado

Nascido em Divinópolis, MG, em 23 de setembro de 1968

Mestrando em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Minas Gerais (UFMG), Especialista (2007) em Qualidade da Energia Elétrica pela UFMG e Graduado (1994) em Engenharia Elétrica pela UFMG

Empresa: Companhia Energética de Minas Gerais (CEMIG) desde 2002 – Atua como engenheiro de projetos elétricos da geração, na área de equipamentos e sistemas eletromecânicos

Membro do CIGRÉ-Brasil