



Universidade Federal de Campina Grande
Centro de Engenharia Elétrica e Informática
Unidade Acadêmica de Engenharia Elétrica

Projeto de Engenharia Elétrica

**Estudo de Surtos Decorrentes de
Manobra em Bancos de Capacitores**

Ângelo Vinícius Alves de Menezes

Campina Grande, Março de 2010



Universidade Federal de Campina Grande
Centro de Engenharia Elétrica e Informática
Unidade Acadêmica de Engenharia Elétrica

Projeto de Engenharia Elétrica

Estudo de Surtos Decorrentes de Manobra em Bancos de Capacitores

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado à
Coordenação de Graduação em Engenharia
Elétrica da UFCG, como parte dos requisitos para
obtenção do título de Engenheiro Eletricista.

Orientador: Prof. Washington Luiz A. Neves, Ph.D.

Campina Grande, Março de 2010.

M543e Menezes, Ângelo Vinícius Alves de.

Estudo de surtos decorrentes de manobra em banco de capacitores. / Ângelo Vinícius Alves de. - Campina Grande - PB: [s.n], 2010.

45f.

Orientador: Professor Dr. Washington Luiz Araújo Neves.

Trabalho de Conclusão de Curso - Monografia; (Curso de Bacharelado em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal de Campina Grande; Centro de Engenharia Elétrica e Informática.

1. Bancos de capacitores. 2. Sistemas de potência. 3. Manobras de bancos de capacitores. 4. Sistema elétrico. 5. Sobretensões. 6. Sobrecorrentes transitórias. 7. Distúrbios transitórios - bancos capacitores. 8. Chaveamento back-to-back. 9. Correntes de inrush. I. Neves, Washington Luiz Araújo. II. Título.

CDU:621.3(043.1)

Elaboração da Ficha Catalográfica:

Johnny Rodrigues Barbosa
Bibliotecário-Documentalista
CRB-15/626

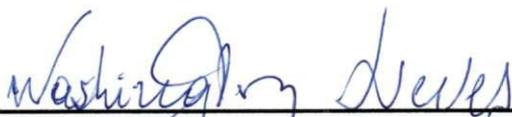
Ângelo Vinícius Alves de Menezes

Estudo de Surtos Decorrentes de Manobra em Bancos de Capacitores

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado à
Coordenação de Graduação em Engenharia
Elétrica da UFCG, como parte dos requisitos para
obtenção do título de Engenheiro Eletricista.

Aprovado em 25 de março de 2010.

Banca Examinadora



Orientador: Prof. Washington Luiz A. Neves, Ph.D.



Examinador: Prof. Damásio Fernandes Jr., D.Sc.

AGRADECIMENTOS

Primeiramente agradeço a Deus por toda a força e coragem para vencer tantos obstáculos que surgiram nesse período de graduação em Engenharia Elétrica.

Para a realização deste sonho de ser um Engenheiro Eletricista contei com o apoio de inúmeras pessoas e instituições, mas gostaria particularmente de destacar e agradecer:

- A minha família em geral, em especial a minha mãe Célia Farias de Albuquerque e meu pai Gilvan Alves de Meneses.
- Aos queridos mestres Washington Luiz A. Neves, Damásio Fernandes Jr., Benemar A. de Souza, Benedito Antonio Luciano e todos os outros professores que contribuíram de maneira direta ou indiretamente para meu crescimento pessoal e intelectual.
- A Universidade Federal de Campina Grande, e em especialmente a Unidade Acadêmica de Engenharia Elétrica, por toda a excelente estrutura de ensino e apoio aos estudantes.
- Aos meus inúmeros queridos amigos e colegas que compartilharam várias horas de aulas, muitos trabalhos e muitas provas, especialmente Huno Costa, Luiz Gianini, Frederico Camuça, Rodrigo Komatsu, Antônio Alberto e tantos outros queridos e queridas.
- Aos queridos amigos Wilker Victor da Silva Azevedo e Karcius Marcelus C. Dantas, que nessa reta final do curso foram fundamentais, sempre dispostos a discutir e tirar minhas dúvidas.

SUMÁRIO

Lista de Figuras.....	VI
Lista de Tabelas.....	VIII
1. Introdução.....	1
1.1. Motivação.....	1
1.2. Objetivo.....	2
2. Fundamentação Teórica.....	3
2.1. Energização de um Banco de Capacitores Isolado.....	4
2.2. Manobras com Amplificação da Tensão.....	6
2.3. Energização em “back-to-back”.....	7
2.4. Sobretensões entre fases oriundas da energização de bancos de capacitores remotos.....	9
2.5. Desenergização de bancos de capacitores.....	11
3. Metodologia.....	12
4. Descrição do Sistema.....	13
5. Simulações e Análise dos Resultados.....	16
5.1. Modelos adotados na representação dos componentes do sistema.....	16
5.2. Condições de chaveamento.....	20
5.3. Simulações digitais - Sequência de manobras.....	20
5.4. Análise dos níveis de sobretensões e sobrecorrentes.....	21
5.4.1. Primeiro conjunto de simulações.....	21

5.4.2. Segundo conjunto de simulações.....	23
5.4.3. Terceiro conjunto de simulações.....	26
5.4.4. Quarto conjunto de simulações.....	28
5.5. Alternativas para atenuar os surtos decorrentes de manobras em bancos de capacitores.....	31
6. Conclusão.....	33
Referências bibliográficas.....	34
ANEXO – Diagrama Unifilar: Regional Mussuré II (ENERGISA)	36

Lista de Figuras

Figura 1: Energização de um banco de capacitores isolado.....	4
Figura 2: Circuito idealizado para exemplificar o fenômeno de amplificação de tensão no capacitor C_2	6
Figura 3: Energização em “ <i>back-to-back</i> ”	7
Figura 4: Representação da tensão no banco de capacitores no instante da energização.....	9
Figura 5: Diagrama simplificado da rede de subtransmissão e distribuição da ENERGISA: Seccionais João Pessoa e Mangabeira.....	13
Figura 6: Setor de 69 kV da subestação Cruz do Peixe.....	14
Figura 7: Setor de 13,8 kV da subestação Cruz do Peixe.....	14
Figura 8: Circuito equivalente de um capacitor.....	18
Figura 9: Modelo dos bancos de capacitores conectados ao barramento de 13,8 kV da SE CPX.....	19
Figura 10: Tensões na fase C em diversos pontos do sistema elétrico da Regional Mussuré II após a energização do BC 01H1 da SE Cruz do Peixe.....	22
Figura 11: Tensões na fase C em diversos pontos do sistema elétrico da Regional Mussuré II após a energização do BC 01H1 da SE Cruz do Peixe.....	22
Figura 12: Correntes nas três fases do barramento de 13,8 kV da SE Cruz do Peixe, após a energização do BC 01H1.....	23
Figura 13: Tensões na fase C em diversos pontos do sistema elétrico da Regional Mussuré II após a energização do BC 01H1 com o banco 01H2 em operação (energização “ <i>back-to-back</i> ”) da SE Cruz do Peixe.....	24
Figura 14: Tensões na fase C em diversos pontos do sistema elétrico da Regional Mussuré II após a energização do BC 01H1 com o banco 01H2 em operação (energização “ <i>back-to-back</i> ”) da SE Cruz do Peixe.....	25

Figura 15: Correntes nas três fases do barramento de 13,8 kV da SE Cruz do Peixe, após a energização do BC 01H1 com o banco 01H2 em operação (energização “back-to-back”) da SE Cruz do Peixe.....	26
Figura 16: Tensões na fase C em diversos pontos do sistema elétrico da Regional Mussuré II, após a energização simultânea dos BC’s 01H1 e 01H2 da SE Cruz do Peixe.....	27
Figura 17: Tensões na fase C em diversos pontos do sistema elétrico da Regional Mussuré II, após a energização simultânea dos BC’s 01H1 e 01H2 da SE Cruz do Peixe.....	27
Figura 18: Correntes nas três fases do barramento de 13,8 kV da SE Cruz do Peixe, após a energização simultânea dos BC’s 01H1 e 01H2 da SE Cruz do Peixe.....	28
Figura 19: Diferença de tensão nos terminais (das três fases) da chave responsável pela manobra de desenergização do BC 01H1 da SE Cruz do Peixe – sem a ocorrência de reignição do arco.....	29
Figura 20: Tensões nas três fases do barramento de 13,8 kV da SE Cruz do Peixe após a manobra de desenergização do BC 01H1 – sem a ocorrência de reignição do arco.....	30
Figura 21: Correntes nas três fases do barramento de 13,8 kV da SE Cruz do Peixe, após a manobra de desenergização do BC 01H1 da SE Cruz do Peixe.....	31
Figura 22: Modelo do resistor de pré-inserção.....	32

Lista de Tabelas

Tabela 1: Tabela para coleta de dados para estudo de transitórios, agrupados por subestação.....	15
--	----

1. Introdução

1.1 Motivação

Nos últimos anos tem-se optado pela instalação de grandes blocos de compensação reativa, com o objetivo de diminuir os custos e otimizar o desempenho do sistema. Notadamente, pode-se citar a instalação de bancos de capacitores como uma alternativa vantajosa para a compensação da potência reativa e regulação de tensão em sistemas de potência.

Contudo, as manobras de bancos de capacitores podem causar transitórios significativos tanto no local dos próprios bancos chaveados quanto em localizações remotas. Os impactos dessas manobras sobre os demais equipamentos de um sistema devem ser analisados através das correntes e tensões provocadas pelas manobras de energização desses bancos, para verificar como esses transitórios podem afetar os inúmeros equipamentos de potência do sistema.

Costuma-se utilizar programas tipo EMTP (*Eletromagnetic Transients Program*) com o objetivo de investigar técnicas para redução dos transitórios oriundos de chaveamentos de capacitores e avaliar o impacto do chaveamento de capacitores nas instalações dos consumidores.

Com a crescente preocupação das concessionárias em manter e elevar seus padrões de qualidade no fornecimento de energia elétrica, é necessário diagnosticar problemas e causas das alterações na qualidade da energia, bem como implementar ações corretivas que mantenha o sistema dentro dos padrões requeridos.

Neste contexto, existe a necessidade de analisar a resposta de um sistema elétrico frente às manobras em bancos de capacitores, tendo em vista que essas manobras são eventos que ocorrem frequentemente, com a consequente geração de distúrbios que podem se propagar na rede de distribuição.

1.2 Objetivo

As pesquisas que constituem o objetivo desse trabalho são aplicadas ao sistema elétrico que atende à área de concessão do Grupo ENERGISA-PB, tendo como principal propósito, determinar o perfil de tensões no sistema de distribuição frente às manobras em bancos de capacitores e identificação de alternativas para atenuar eventuais sobretensões e/ou sobrecorrentes transitórias anormais no sistema.

2. Fundamentação Teórica

A instalação de bancos de capacitores em uma subestação, em derivação, introduz transitórios de frequências elevadas, alterando a natureza das solicitações aos equipamentos.

Os primeiros estudos sobre os distúrbios transitórios decorrentes de manobras de bancos de capacitores foram realizados na década de 1950 (Sickle e Zaborsky, 1951; Schultz et al, 1959). A partir de então, diversos trabalhos encontrados na literatura vêm destacando os distúrbios causados por chaveamento capacitivo (McGranaghan et al, 1991).

Com a presença dos bancos de capacitores, ocorrem oscilações de corrente e tensão entre esses equipamentos e o sistema de transmissão.

Dentre os diversos fatores que afetam a intensidade e duração das tensões transitórias durante o chaveamento de um banco de capacitores, destacam-se: tipos de chaveamento, dimensões do sistema, valores das capacitâncias, o nível de curto-circuito no local onde o capacitor será instalado e características de carga do sistema.

Alguns dos problemas transitórios mais comuns no chaveamento de bancos de capacitores são:

- Sobretensões nos bancos de capacitores chaveados durante sua energização;
- Surtos de tensão em bancos de capacitores de nível de tensão mais baixos, durante a energização de outros capacitores;
- Sobretensões fase-fase em transformadores remotos, nas terminações de linhas, durante a energização de bancos de capacitores;
- Surtos de corrente num banco de capacitores, devido ao *inrush* de energização de outros bancos de capacitores instalados numa mesma barra do sistema.

Cada um desses fenômenos pode produzir diferentes tipos de transitórios que, por sua vez, podem afetar diversos equipamentos de potência, de muitas formas. Portanto, o impacto das manobras em bancos de capacitores sobre os demais

equipamentos de um sistema devem ser criteriosamente analisados através das correntes e tensões transitórias resultantes de tais manobras.

O trabalho de Coury et al (1998) apresenta um resumo das características das manobras de energização de um banco de capacitores isolado, do fenômeno de amplificação da tensão, e da energização de um banco de capacitor com outro em paralelo, conhecido como chaveamento *back-to-back*. Além desses fenômenos, o trabalho do IEEE Working Group 15.08.09 (1998) discute as características das sobretensões entre fases nos transformadores instalados nos terminais receptores de linhas de transmissão e dos transitórios oriundos nas manobras de desenergização dos bancos de capacitores.

2.1 Energização de um Banco de Capacitores Isolado

Em uma subestação contendo vários bancos de capacitores ocorrem sobretensões de manobra, principalmente na ligação do primeiro banco de capacitores a ser energizado, ocasionando uma oscilação que envolve esse equipamento e o sistema de alimentação. Com o circuito monofásico exemplificam-se as oscilações de tensão e corrente.

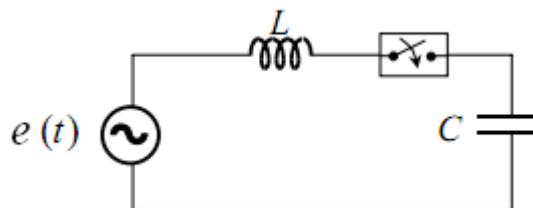


Figura 1: Energização de um banco de capacitores isolado.

O sistema equivalente da fonte é representado pela indutância L , que é uma aproximação razoável quando existem transformadores para conexão do banco de capacitores às linhas de transmissão. No caso do banco de capacitores estar ligado diretamente ao sistema de transmissão, deve-se representar as linhas na simulação, pois o efeito de propagação de ondas pode ter influências nos resultados.

Equacionamento:

$$e(t) = L \frac{di(t)}{dt} + \frac{1}{C} \int i(t) dt . \quad (1)$$

Aplicando a transformada de Laplace, supondo uma corrente $i(0) = 0$ e uma tensão no capacitor $v_c(0) = v_0$:

$$E(s) = \left(sL + \frac{1}{sC} \right) I(s) + \frac{v_0}{s}, \quad (2)$$

para excitação cossenoidal $E(s) = E_0 s / (\omega^2 + s^2)$. Observamos que a frequência natural de oscilação $\omega_0^2 = 1/LC$ (3) é bem superior à frequência ω (60 Hz) nominal do sistema.

Como isso normalmente ocorre, considera-se que no período de análise a tensão $e(t)$ não se altera, sendo utilizada então uma fonte de tensão constante.

Tomando a equação (2), em que v_0 é a tensão correspondente à carga armazenada no capacitor, tem-se:

$$\frac{E_0}{s} = \frac{s^2 LC + 1}{sC} I(s) + \frac{v_0}{s}, \quad (4)$$

$$I(s) = \frac{E_0 - v_0}{s} \frac{s}{L(s^2 + \omega_0^2)}. \quad (5)$$

Antitransformando (5):

$$i(t) = \frac{E_0 - v_0}{\sqrt{\frac{L}{C}}} \text{sen}(\omega_0 t). \quad (6)$$

Essa representação simplificada fornece os primeiros indicadores da natureza do fenômeno, porém ignora outros fatores importantes como dispersão no fechamento dos contatos dos disjuntores, representação mais detalhada das linhas de transmissão existentes, presença de perdas e amortecimentos.

Para o circuito da Figura 1, calcula-se a tensão na barra, que é a tensão no capacitor:

$$v_c(t) = \frac{1}{C} \int_0^t i(t) dt + v_0. \quad (7)$$

Substituindo (6) em (7), encontra-se:

$$v_c(t) = (E_0 - v_0) [1 - \cos(\omega_0 t)] + v_0. \quad (8)$$

No caso de energização com o banco descarregado, $v(0) = 0$, encontra-se uma sobretensão máxima de $2E_0$. Esse é o caso normal, pois os bancos dispõem de resistores em paralelo para descarregá-los no período fora de operação.

No caso de energização com o banco carregado, ou mesmo no caso de reacendimento, com $v_0 = -E_0$, encontra-se uma sobretensão máxima de $3E_0$.

Em estudos de energização do primeiro banco, as correntes presentes na energização não são muito elevadas e normalmente são suportáveis pelos equipamentos. Já para a tensão, são utilizados, como meio de controle das sobretensões de energização, os resistores de pré-inserção e mais recentemente os disjuntores controlados, que fazem o fechamento dos contatos no instante em que $e_0 = v_0$, minimizando as correntes e sobretensões transitórias.

2.2 Manobras com Amplificação da Tensão

O fenômeno de amplificação do surto de tensão causado pelo chaveamento de um banco de capacitores remoto pode provocar sobretensões muito severas (Schultz et al, 1959; McGranaghan et al, 1991; Dunsmore et al, 1992), comumente observado em bancos de capacitores em derivação, instalados em diferentes níveis de tensão.

O circuito simplificado que explica esse fenômeno é apresentado na Figura 2, em que L_1 representa a indutância do sistema equivalente da fonte relativa à malha 1, C_1 e C_2 representam respectivamente os bancos de capacitores das malhas 1 e 2, e L_2 representa a impedância de uma linha de transmissão em série com um transformador do tipo abaixador.

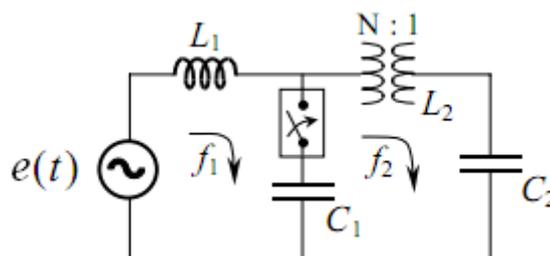


Figura 2: Circuito idealizado para exemplificar o fenômeno de amplificação de tensão no capacitor C_2 .

Schultz et al (1959) mostram que o fenômeno de amplificação da tensão ocorrerá no banco de capacitores C_2 do lado de baixa tensão do sistema quando:

a) $C_1 \gg C_2$.

b) $f_1 \approx f_2$.

$$f_1 = \frac{1}{2\pi\sqrt{L_1 C_1}}, \quad f_2 = \frac{1}{2\pi\sqrt{L_2 C_2}}.$$

c) A potência de curto-circuito na malha 1 é superior à da malha 2 ($L_1 \ll L_2$).

O fenômeno se processa, de modo aproximado, com a malha L_1, C_1 oscilando com frequência natural f_1 e comportando-se como uma fonte de excitação para a malha L_2, C_2 , com uma frequência f_2 , que se aproxima de uma condição de ressonância. Ou seja, em sistemas com múltiplos ramos LC , as sobretensões mais elevadas ocorrerão nos últimos ramos de tensão mais inferior (Dunsmore et al, 1992).

2.3 Energização em “back-to-back”

No chaveamento *back-to-back* a diferença de potencial entre os dois bancos é eliminada pela redistribuição de cargas, de forma que o banco em operação, irá se descarregar para a energização do outro banco, provocando excessivas correntes de energização – correntes de *inrush* (Sickle e Zaborszky, 1951).

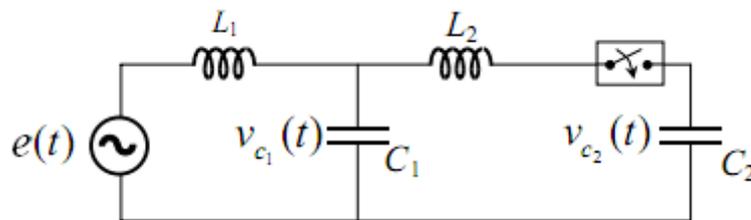


Figura 3: Energização em *back-to-back*.

Esse fenômeno ocorre quando já existem $n-1$ bancos energizados e será energizado o n -ésimo banco.

Considerando-se que as frequências são altas e que $L_1 \gg L_2$, pois as indutâncias de barramentos são bem inferiores comparadas à indutância do sistema. A

circulação de corrente se processa preferencialmente entre as indutâncias, ficando o sistema praticamente fora das contribuições de corrente.

A energização pode-se dar em vários instantes. Tomando-se o caso crítico quando a tensão na barra passa por um máximo E_0 . Pode-se supor que a tensão armazenada no banco v_{c1} é aproximadamente igual a E_0 e propor:

$$C_{eq} = \frac{C_1 C_2}{C_1 + C_2}. \quad (9)$$

A corrente máxima é obtida por:

$$I_m = \frac{E_0}{\sqrt{\frac{L_2}{C_{eq}}}}, \quad (10)$$

$$f_0 = \frac{1}{2\pi\sqrt{L_2 C_{eq}}}. \quad (11)$$

Com as hipóteses anteriores, verifica-se que a energização de um banco corresponde a uma troca de energia armazenada entre bancos, pouco influenciando a contribuição do sistema.

Nesses estudos é necessário modelar detalhadamente a subestação, representando inclusive as impedâncias dos barramentos e as respectivas ligações dos equipamentos à barra, não havendo a mesma preocupação com o sistema alimentador.

Ainda, para uma correta avaliação das solicitações, é necessário incluir as perdas no circuito, as quais influenciarão diretamente no amortecimento dos transitórios. Neste caso, tem-se um circuito RLC série, cuja constante de tempo do amortecimento é $\tau = 2L/R$.

Os reatores limitadores aumentam a indutância do circuito e limitam a corrente com o inverso da raiz quadrada dessa indutância. Por outro lado, ocorre uma elevação na constante de tempo e uma redução no amortecimento das oscilações.

Outro fato de interesse é que as sobretensões de energização do segundo banco, de forma geral, são inferiores as verificadas na energização do primeiro. Isto porque, a maior parte da energia necessária para esta energização é suprida pelo banco de capacitores já energizado, que constitui uma fonte eletricamente muito próxima da

unidade que está sendo conectada. Dessa forma, as oscilações de tensão entre o sistema e o banco são menores.

Se o banco a ser energizado estiver carregado e com polaridade oposta da tensão da fonte, a corrente de *inrush* pode alcançar duas vezes os valores obtidos para a situação de C_2 descarregado.

Vale salientar que as operações de energização de bancos em paralelo podem provocar uma deterioração dos contatos dos disjuntores mais rapidamente por serem operações realizáveis com maior frequência.

2.4 Sobretensões entre fases oriundas da energização de bancos de capacitores remotos

No instante de energização, a tensão na barra do banco de capacitores manobrado, cai abruptamente para zero, devido à carga inercial armazenada no banco (Figura 4). Esta variação abrupta na tensão injeta uma onda de tensão com frente íngreme nas linhas conectadas à barra do BC manobrado. Nas linhas com terminal aberto ou terminadas por transformador, ocorre uma reflexão positiva das ondas viajantes, resultando em maiores sobretensões nas barras remotas com relação às sobretensões na barra do banco de capacitores.

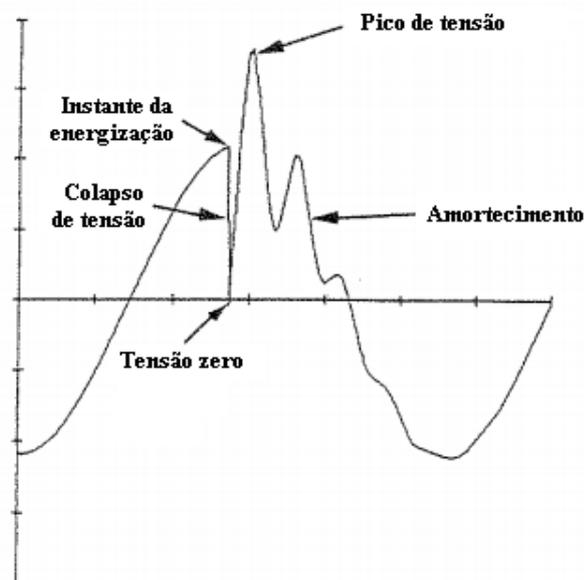


Figura 4: Representação da tensão no banco de capacitores no instante da energização.

As sobretensões transitórias na barra remota apresentam uma componente de alta frequência que depende do tempo de trânsito da linha.

As sobretensões resultantes nas barras remotas provocam os seguintes riscos:

- A amplitude das sobretensões entre fases, que não são efetivamente limitadas por pára-raios conectados fase-terra, poderão exceder o isolamento entre fases de transformadores;
- A amplitude das sobretensões fase-terra pode causar o disparo de pára-raios convencionais e, dependendo de suas condições físicas, a sua danificação;
- A taxa de variação da tensão (dV/dt) pode causar uma distribuição de tensão com solicitações concentradas em algumas espiras dos enrolamentos dos transformadores. Mesmo que a amplitude da sobretensão não seja elevada, a distribuição de tensão pode danificar o isolamento das espiras;
- A frequência das sobretensões transitórias pode excitar ressonâncias internas em transformadores com conseqüente danificação dos mesmos.

As sobretensões fase-fase são uma ameaça para a isolação de transformadores trifásicos em subestações radiais. Os fatores que influenciam a intensidade destas sobretensões são: o comprimento da linha radial que conecta a subestação e o banco chaveado, a impedância da fonte do sistema, o número de linhas conectadas à barra a qual a chave ocorre, e o tamanho do banco de capacitores (Jones e Fortson Jr., 1986).

Recomenda-se limitar as sobretensões fase-fase a 75% da suportabilidade entre fases do transformador. Esta margem de 25% é para levar em conta os efeitos de envelhecimento da isolação, frequência das manobras e ressonâncias internas (Alves et al, 1999)

As sobretensões fase-terra deverão ser limitadas a 80% da tensão mínima de disparo dos pára-raios convencionais ou a 75% da suportabilidade dos transformadores para surto de manobra, o que for menor (Alves et al, 1999).

2.5 Desenergização de bancos de capacitores

As manobras de desenergização só provocam sobretensões quando há a reignição na abertura dos contatos do disjuntor de chaveamento. Os distúrbios resultantes poder ser muito mais severos que os provocados durante a energização do banco de capacitores e provocar sobretensões em capacitores remotos na ordem de 4 p.u. (IEEE Working Group 3.4.17, 1996).

Chama-se de reignição o restabelecimento do arco elétrico em um período de tempo inferior a 1/4 de ciclo, após a extinção da corrente, e de reacendimento o restabelecimento do arco em um período superior a 1/4 de ciclo (Zanetta Jr., 2003).

Com relação ao reacendimento (*restrike*) na abertura de um banco de capacitores, supõe-se que no instante de abertura o banco aberto armazene uma tensão $v_0 = -E_0$ e que um reacendimento ocorra meio ciclo depois, quando a tensão nos demais bancos assume o valor E_0 . Nesse instante, há uma diferença de potencial na malha do circuito equivalente de $2E_0$, dobrando, portanto as correntes de energização.

Dessa análise verifica-se que a pior condição para ocorrência do reacendimento é quando a subestação opera com o máximo número de bancos de capacitores, ou seja, na abertura do primeiro banco a ser retirado de operação.

3. Metodologia

Inicialmente foi feita uma fundamentação teórica, avaliando-se os impactos do chaveamento de bancos de capacitores nas instalações da Regional Mussuré II, em seguida é feita toda a descrição do sistema elétrico a ser analisado e levantamento dos dados notadamente relevantes sobre o mesmo para que possa ser feita a modelagem dos componentes (transformadores, alimentadores, cabos, bancos de capacitores, disjuntores, cargas, etc.) em plataforma EMTP (*Eletromagnetic Transients Program*).

Foram realizadas simulações digitais no programa ATP[®] (*Alternative Transients Program*) analisando os níveis de sobretensões e sobrecorrentes ocasionados devido à manobra de bancos de capacitores no sistema, identificando, em seguida, alternativas de atenuar os surtos decorrentes dessas manobras.

Também serão realizados estudos de sensibilidade quanto aos transitórios oriundos das manobras de bancos de capacitores a depender da capacidade dos bancos, à ordem e o instante em que estes são chaveados.

4. Descrição do Sistema

A subestação Cruz do Peixe (CPX), na região da grande João Pessoa foi escolhida como caso base para estudos de manobras em bancos de capacitores.

O regional Mussuré II apresenta três ramais principais (maiores detalhes no Anexo) conectados a partir da subestação Mussuré (MRD 69). O sistema piloto é alimentado pela seccional João Pessoa (JPS 69) tal como ilustrado na Figura 5. As Figuras 6 e 7 exibem detalhes dos setores de 69 e 13,8 kV da referida subestação.

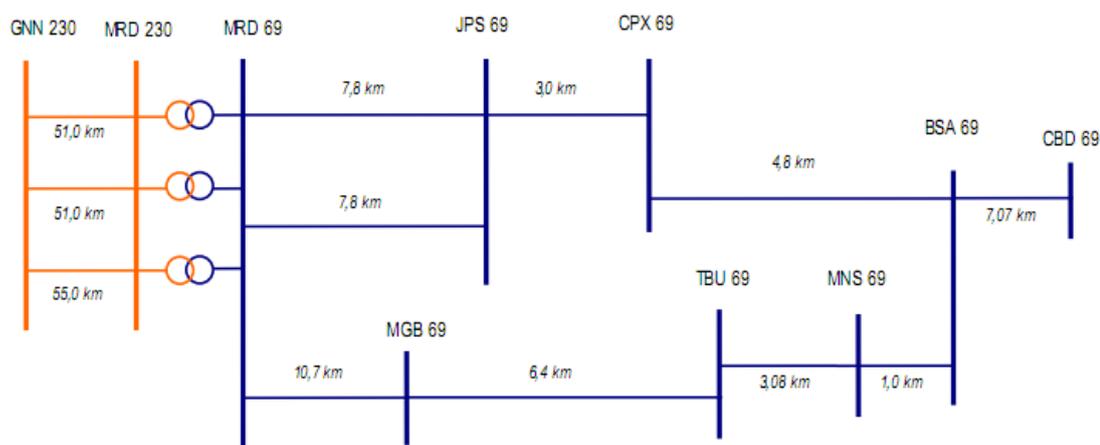


Figura 5: Diagrama simplificado da rede de subtransmissão e distribuição da ENERGISA: Seccionais João Pessoa e Mangabeira.

A fim de analisar o chaveamento de bancos de capacitores, o sistema elétrico da Regional Mussuré II foi modelado para simulação de diversos casos, utilizando uma ferramenta EMTP, o software ATP[®].

Os bancos de capacitores avaliados na Subestação Cruz do Peixe são os bancos 01H1 (1,8 Mvar) e 01H2 (3,6 Mvar), os quais são manobrados, respectivamente, pelos equipamentos 11H1 e 51H2, que se encontram instalados nos barramentos de 13,8 kV da referida subestação.

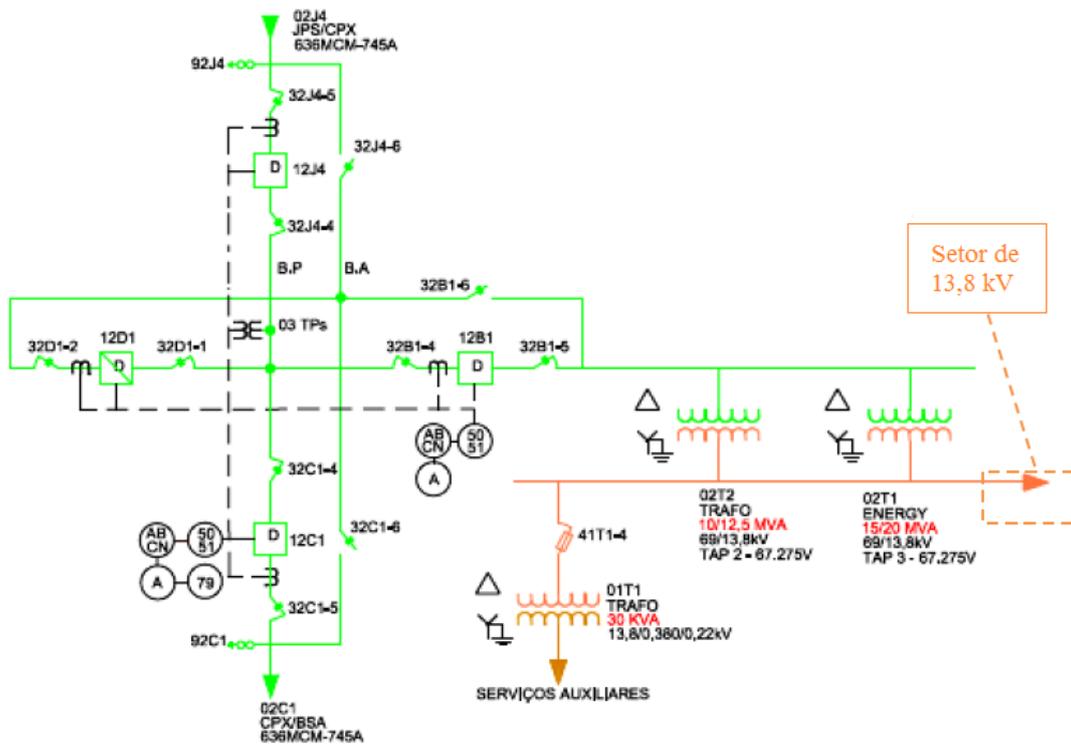


Figura 6: Setor de 69 kV da subestação Cruz do Peixe.

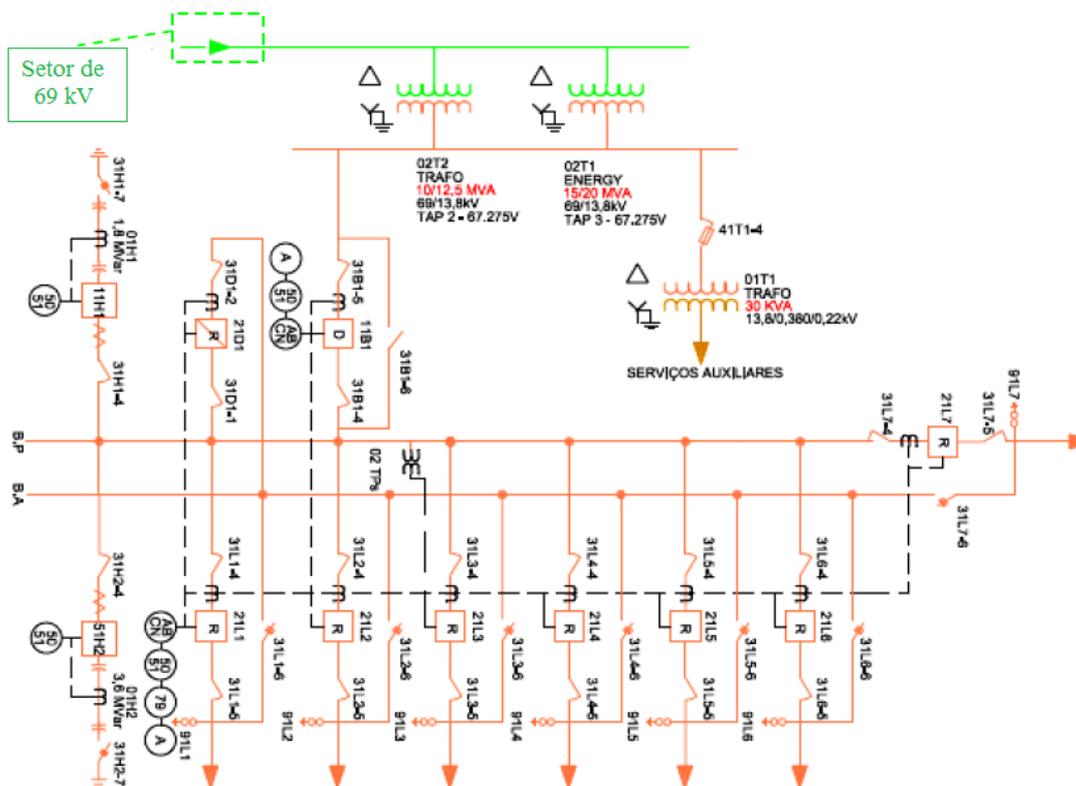


Figura 7: Setor de 13,8 kV da subestação Cruz do Peixe.

Para coleta de dados necessários a modelagem desse sistema foi criada a Tabela 1, que agrupa os dados por subestação de distribuição.

Tabela 1: Tabela para coleta de dados para estudo de transitórios, agrupados por subestação.

COMPONENTE	DADOS
Linha de subtransmissão de 69 kV, que interliga a subestação de distribuição ao subsistema de transmissão correspondente	<ul style="list-style-type: none"> • Tipos e características de cabo • Comprimento • Altura • Espaçamento entre condutores • Estrutura típica
Transformadores da Subestação	<ul style="list-style-type: none"> • Potência nominal • Resistência e reatância de curto-circuito • Número de enrolamentos • Tipo de ligação • Tensão nominal dos enrolamentos • Curva de saturação
Banco de capacitores	<ul style="list-style-type: none"> • Potência nominal • Tipo de ligação • Tipo de equipamento para manobra do banco • Programação de controle (horários de energização e desenergização)
Cargas da subestação e de cada alimentador de distribuição	<ul style="list-style-type: none"> • Valores em MW e Mvar • Curvas de carga típicas (medições de potência, tensão e corrente na saída dos alimentadores)
Linhas de distribuição de 13.8 kV (alimentadores)	<ul style="list-style-type: none"> • Tipos de cabo • Comprimento • Altura • Espaçamento entre condutores • Estrutura típica
Diagrama unifilar da subestação e do sistema de transmissão	<ul style="list-style-type: none"> • Arquivo digital (.dwg) ou cópia em papel
Resistência de aterramento	<ul style="list-style-type: none"> • Valor(es) médio(s) da resistência de aterramento na região da Subestação e seus respectivos alimentadores

5. Simulações e Análise dos Resultados

5.1 Modelos adotados na representação dos componentes do sistema

Programas do tipo EMTP (*Electromagnetic Transients Program*) (Dommel, 1996) são amplamente utilizados para simulação de transitórios eletromagnéticos em sistemas elétricos de potência. Dentre suas aplicações encontra-se a avaliação do impacto do chaveamento de bancos de capacitores em sistemas de transmissão e distribuição (Grebe, Gunther, 1998; Coury et al, 1998).

Até o momento, os fenômenos relacionados a manobras em bancos de capacitores foram analisadas de forma bastante simplificadas com abordagens baseadas em circuitos monofásicos.

Estudos de transitórios eletromagnéticos por meio de simulações digitais normalmente requerem a modelagem de sistemas de potência complexos. Assim, em uma abordagem mais elaborada, a exemplo de um sistema real, dentre outros parâmetros deve-se considerar:

- Passo de tempo das simulações (Grebe, Gunther, 1998).
- Dispersão no fechamento dos contatos dos disjuntores em sistemas trifásicos (Grebe, Gunther, 1998).
- Representação das linhas de transmissão e dos demais equipamentos presentes no sistema (IEEE Working Group 15.08.09, 1998).
- Presença de perdas e amortecimentos no sistema (Aradhya et al, 1995).
- Indutância interna dos bancos de capacitores, a qual possui valores da ordem de 5 μH para tensões de 13,8 kV (ANSI C37.0731-1973).
- Indutância dos barramentos das subestações, as quais possuem valores da ordem de 1 $\mu\text{H/m}$ (D'Ajuz et al, 1987).
- Perdas dielétricas nos bancos de capacitores, as quais influenciam diretamente no amortecimento dos transitórios e apresentam valores da ordem de 0,44 W/kvar (D'Ajuz et al, 1987).
- Representação da indutância limitadora de corrente, a qual possui valores da ordem de 100 μH (Zanetta Jr., 2003).

Na determinação dos modelos utilizaram-se todos os parâmetros reais do sistema (conhecidos), incluindo as resistências envolvidas com o amortecimento do circuito.

O equivalente da rede externa foi alocado no barramento de 230 kV da subestação de Goianinha (GNN).

A. Modelagem dos cabos

Os cabos que conectam linhas de transmissão, barramentos, transformadores das subestações foram representados por circuitos PI a parâmetros concentrados.

B. Modelagem dos transformadores

Os transformadores foram modelados por elementos RL série sem acoplamento entre fases. Não foram levadas em conta as capacitâncias das suas buchas e dos seus enrolamentos, pois, como a frequência natural do sistema é baixa, a presença dessas capacitâncias não altera os resultados das simulações (Pamplona et al, 2002).

O transformador foi representado através do modelo do ATP, “*saturable transformer component*”.

C. Modelagem das cargas

Tomando-se como base os valores de potência ativa e reativa dos alimentadores, as cargas de todo o sistema foram modeladas como elementos RL série, tendo em vista que esse modelo proporciona respostas conservativas em relação ao modelo paralelo.

D. Modelagem das linhas de transmissão

As linhas de transmissão da área em estudo foram representadas através do modelo a parâmetros distribuídos, conhecido como modelo de Bergeron (Dommel, 1996).

E. Modelagem dos bancos de capacitores

Na prática, além de sua própria capacitância, um capacitor possui intrinsecamente indutâncias e resistências (Whitaker, 1999), tal como apresentado na Figura 8, em que:

- R_S : resistência série resultante dos fios, terminações e eletrodos.
- R_P : resistência paralela resultante da resistividade do meio dielétrico, bem como suas perdas.
- L : indutância intrínseca do capacitor resultante dos fios e eletrodos.

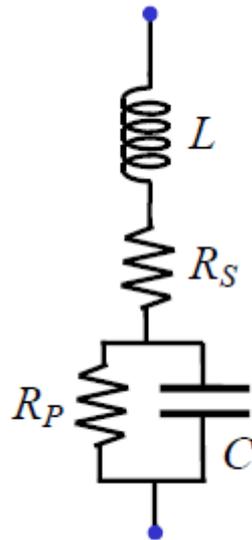


Figura 8: Circuito equivalente de um capacitor.

Desta forma, os bancos de capacitores conectados ao barramento de 13,8 kV da subestação Cruz do Peixe foram representados por elementos a parâmetros concentrados conectados em Y isolado e conectado à terra através de uma capacitância (C_T) de 250 pF (Neves et al, 2009), conforme ilustrado na Figura 9.

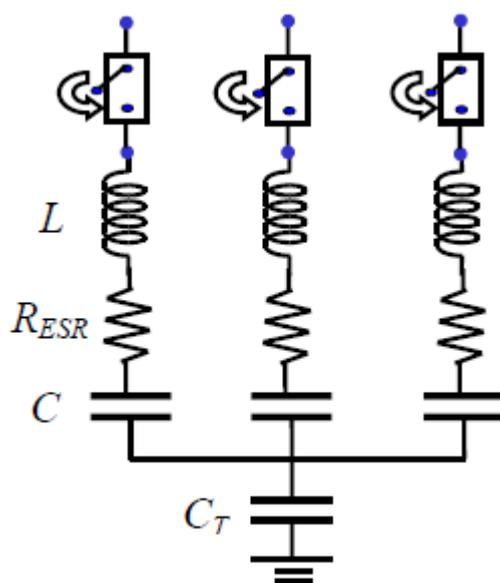


Figura 9: Modelo dos bancos de capacitores conectados ao barramento de 13,8 kV da SE CPX.

Em que C representa a capacitância do banco de capacitores e seu valor em Faradays é obtido por meio da equação 12, na qual Q é a potência reativa trifásica do respectivo banco de capacitores, V é a tensão em *rms*, entre fases, da barra onde o banco está conectado e $\omega = 2\pi \cdot 60 \text{ rad/s}$.

$$C = \frac{Q}{\omega V^2}. \quad (12)$$

Ainda, L representa a indutância equivalente obtida a partir da indutância interna intrínseca do banco de capacitores e a indutância do reator limitador de corrente, cujos valores adotados são respectivamente $5 \mu\text{H}$ e $100 \mu\text{H}$ (ANSI C37.0731-1973; Zanetta, 2003).

Já R_{ESR} (*Equivalent Series Resistance*) é a resistência série do banco de capacitores, a qual reflete as resistências série R_S e R_P , apresentadas na Figura 8. Este parâmetro permite que as perdas resultantes no banco de capacitores sejam expressas como perdas em um único resistor no circuito equivalente (Whitaker, 1999). O valor das perdas totais nos bancos de capacitores são da ordem de $0,44 \text{ W/kvar}$ (D'Ajuz et al, 1987). Assim, o respectivo valor em ohms desta resistência equivalente (R_{ESR}) se dá conforme a equação 13.

$$R_{ESR} = \frac{0,44 \cdot 10^{-3} \cdot V^2}{Q}. \quad (13)$$

5.2 Condições de chaveamento

Foi considerado o fechamento simultâneo dos pólos do disjuntor de chaveamento do banco de capacitores, tomando o instante em que a onda de tensão da fase C estivesse no seu valor máximo (aproximadamente 11,5 ms), para verificar a ocorrência da máxima sobretensão.

Como é comum, no sistema ENERGISA-PB, a manutenção dos bancos de capacitores em funcionamento durante quase todo dia, considerou-se nas simulações que todos os bancos de capacitores estão energizados, com exceção dos bancos de capacitores em análise.

Os dados apresentados nas simulações provêm da avaliação do patamar de carga leve.

Utilizou-se um passo de tempo de 0,1 μ s em todas as simulações (Grebe, Gunther, 1998).

Para a seleção dos casos de estudo, variaram-se alguns dos parâmetros que podem afetar a intensidade dos transitórios que surgem durante o chaveamento dos bancos de capacitores, tais como: capacidade dos bancos de capacitores, a ordem e o instante em que os bancos são chaveados.

5.3 Simulações digitais – Sequência de manobras

Para reproduzir as ocorrências no sistema, as manobras foram simuladas no ATP. Os componentes foram modelados de acordo com as descrições anteriores no item 5.1. As simulações foram divididas em quatro conjuntos de arquivos:

- Um conjunto referente à energização do BC 01H1 da SE Cruz do Peixe, com o BC 01H2 fora do sistema, sendo observados os transitórios de tensão e corrente no barramento do BC chaveado, e nos barramentos de 13,8 kV das SE João Pessoa (JPA13C), Bessa (BSA13C), Tambaú (BPTBAC) e Cabedelo (CBD13C).
- Um conjunto referente à energização do BC 01H1 da SE Cruz do Peixe, com o BC 01H2 energizado, sendo observados os transitórios de tensão e corrente no barramento do BC chaveado, e nos barramentos de 13,8 kV

das SE João Pessoa (JPA13C), Bessa (BSA13C), Tambaú (BPTBAC) e Cabedelo (CBD13C).

- Um conjunto referente à energização simultânea dos BC's 01H1 e 01H2 da SE Cruz do Peixe, sendo observados os transitórios de tensão e corrente no barramento dos bancos manobrados, e nos barramentos de 13,8 kV das SE João Pessoa (JPA13C), Bessa (BSA13C), Tambaú (BPTBAC) e Cabedelo (CBD13C).
- Um conjunto referente à desenergização do BC 01H1 da SE Cruz do Peixe, com o BC 01H2 fora de operação, sendo observados os transitórios de tensão e corrente no barramento dos bancos manobrados, e nos barramentos de 13,8 kV das SE João Pessoa (JPA13C), Bessa (BSA13C), Tambaú (BPTBAC) e Cabedelo (CBD13C).

5.4 Análise dos níveis de sobretensões e sobrecorrentes

5.4.1 Primeiro conjunto de simulações

Nesta primeira seção foi simulada a energização do banco de capacitores 01H1 da Subestação Cruz do Peixe (SE CPX), como o banco 01H2 da mesma subestação fora de operação, considerando-se o sistema em regime permanente até o fechamento da chave que o energiza.

Na manobra de energização do BC 01H1 verificou-se uma sobretensão máxima resultante de 27,81 kV (2,24 p.u.) na localização do próprio BC – o barramento BPCPE.

Observou-se também que nos barramentos JPA13, BSA13 e CBD13 há um leve afundamento, já que foi considerado que o banco 01H1 estivesse inicialmente descarregado e, portanto com valor de tensão zero em seus terminais.

Não há sobretensões consideráveis em pontos remotos da rede. Podendo-se observar, por exemplo, que as tensões nos barramentos BSA13, BPTBA e CBD13 permanecem praticamente inalteradas.

Neste caso, o regime transitório da tensão está presente em, aproximadamente 3 ciclos após a energização do banco de capacitores, com a frequência de, aproximadamente, 833,33 Hz.

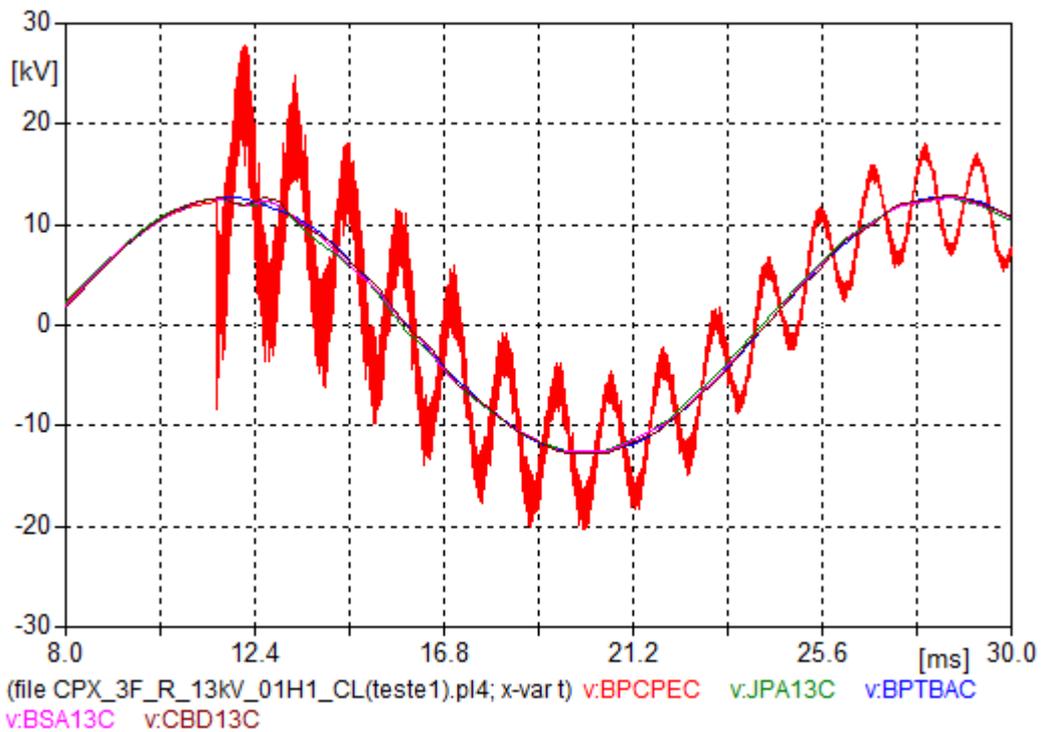


Figura 10: Tensões na fase C em diversos pontos do sistema elétrico da Regional Mussuré II após a energização do BC 01H1 da SE Cruz do Peixe.

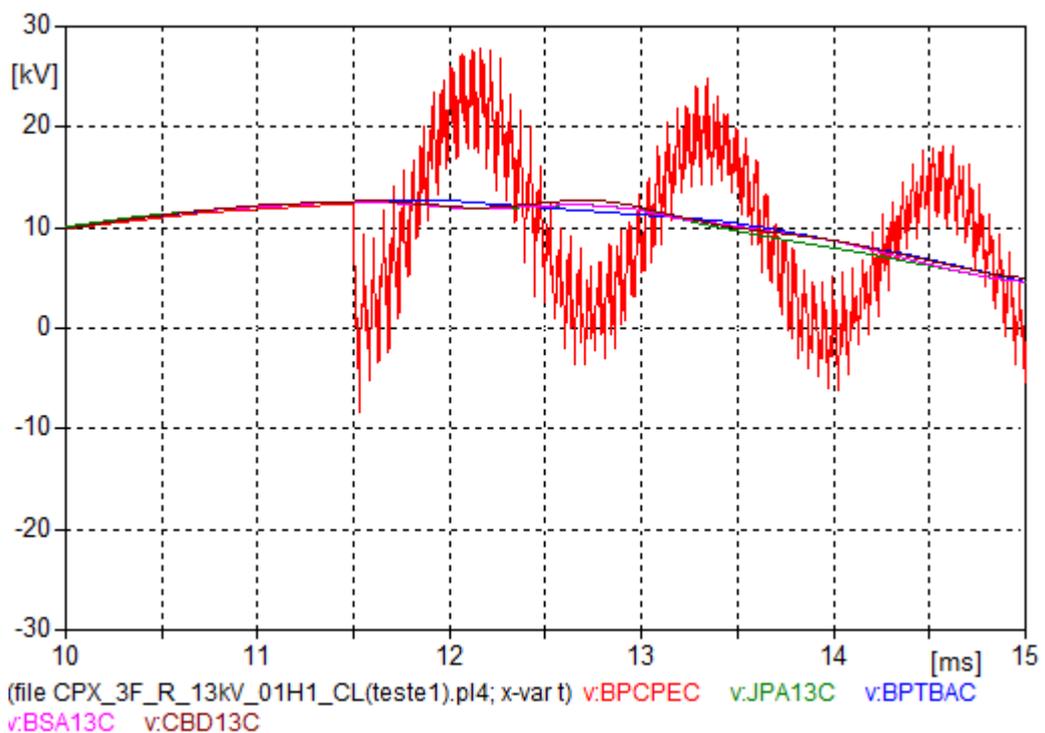


Figura 11: Tensões na fase C em diversos pontos do sistema elétrico da Regional Mussuré II após a energização do BC 01H1 da SE Cruz do Peixe.

Em relação aos transitórios de corrente (Figura 12), observa-se a ocorrência da corrente transitória no BC energizado, com valor máximo de 1,80 kA (15,2 p.u.).

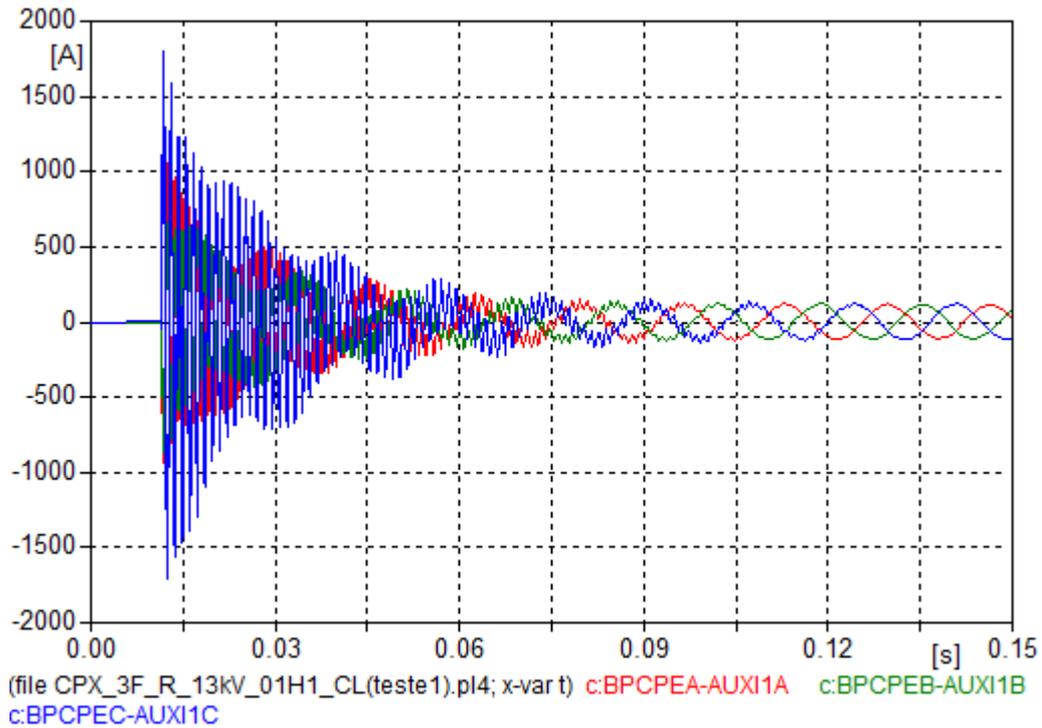


Figura 12: Correntes nas três fases do barramento de 13,8 kV da SE Cruz do Peixe, após a energização do BC 01H1.

5.4.2 Segundo conjunto de simulações

Nesta seção foi simulada a energização do banco de capacitores 01H1 da SE Cruz do Peixe (SE CPX), como o BC 01H2, da mesma subestação, em operação, considerando-se o sistema em regime permanente até o fechamento da chave que o energiza.

Nessa manobra não ocorrem grandes variações de tensão na subestação, pois a troca maior de energia ocorre entre bancos, verificando uma tensão transitória de valor máximo igual a 19,32 kV (1,54 p.u.) na localização do próprio BC – o barramento BPCPE.

Nos barramentos JPA13, BSA13 e CBD13 há um leve afundamento.

Praticamente não há sobretensões consideráveis em pontos remotos da rede. Pode-se, observar, por exemplo, que as tensões nos barramentos JPA13C, BSA13,

BPTBA e CBD13 permanecem praticamente inalterados, conforme se pode verificar nas figuras 13 e 14.

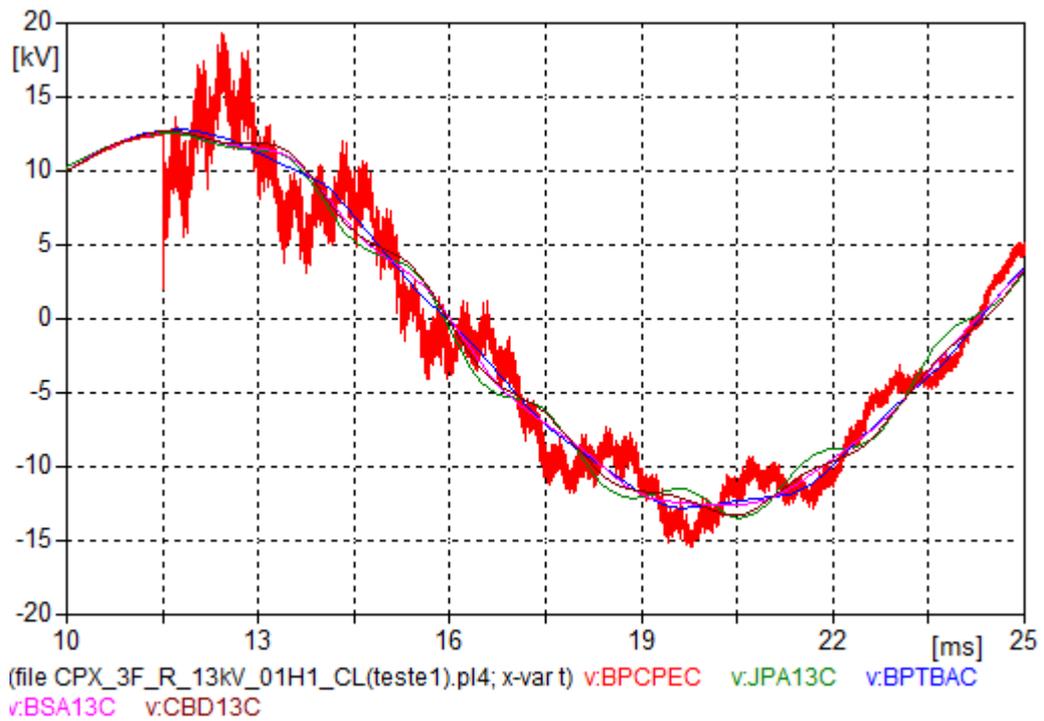


Figura 13: Tensões na fase C em diversos pontos do sistema elétrico da Regional Mussuré II após a energização do BC 01H1 com o banco 01H2 em operação (energização “back-to-back”) da SE Cruz do Peixe.

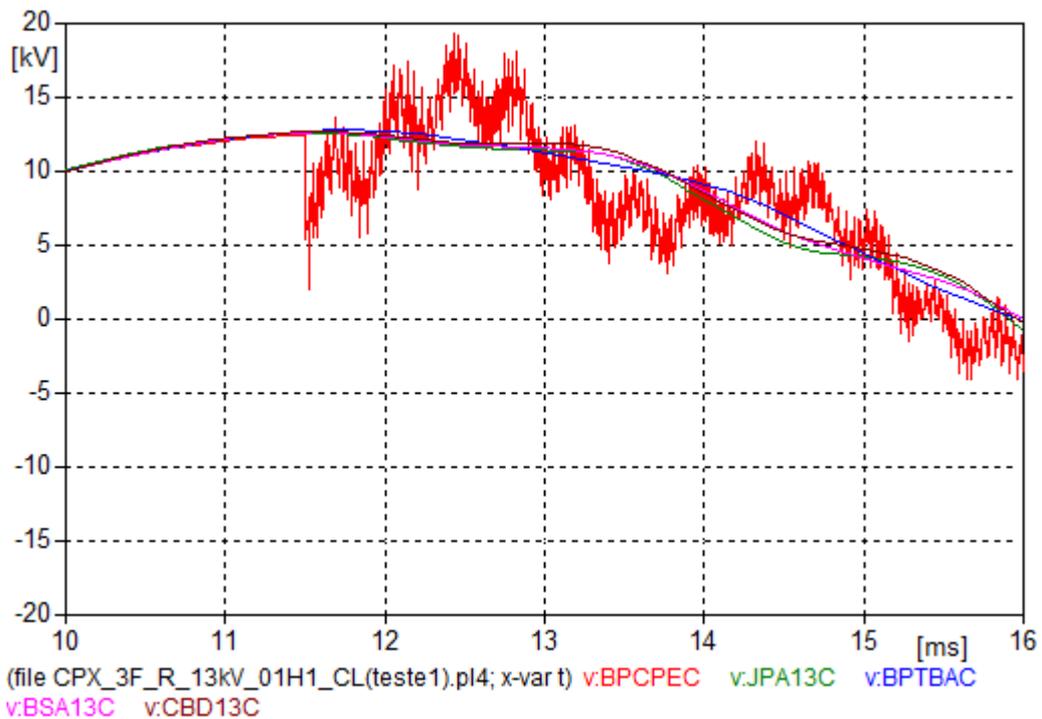


Figura 14: Tensões na fase C em diversos pontos do sistema elétrico da Regional Mussuré II após a energização do BC 01H1 com o banco 01H2 em operação (energização “back-to-back”) da SE Cruz do Peixe.

Neste caso, o transitório de tensão é mais rápido que o apresentado na seção 5.4.1, decaindo a zero em, aproximadamente, 2 ciclos após a energização do BC 01H1, com uma frequência de oscilação de aproximadamente 2,56 kHz.

Em relação aos transitórios de corrente (Figura 15), observa-se a ocorrência da corrente transitória no BC energizado, com valor máximo de 3,64 kA (30,60 p.u.).

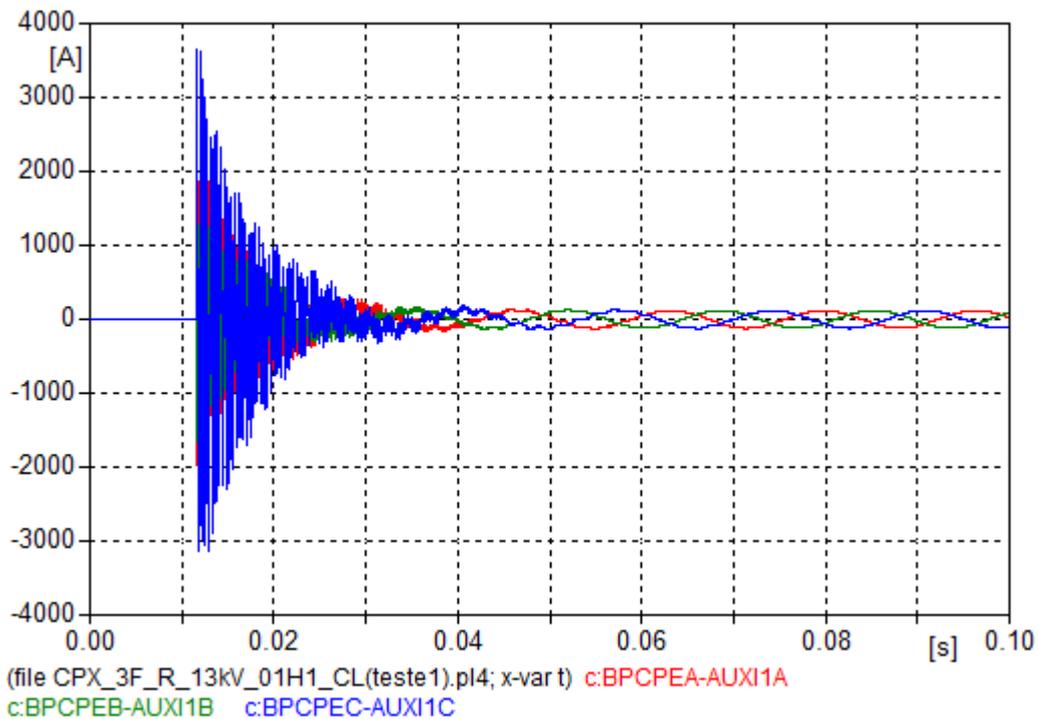


Figura 15: Correntes nas três fases do barramento de 13,8 kV da SE Cruz do Peixe, após a energização do BC 01H1 com o banco 01H2 em operação (energização “back-to-back”) da SE Cruz do Peixe.

5.4.3 Terceiro conjunto de simulações

Nesta terceira etapa é apresentada a simulação de energização simultânea dos BC’s 01H1 e 01H2, verificando-se a ocorrência de uma tensão transitória de valor máximo igual a 26,82 kV (2,13 p.u.), no barramento BPCPX, onde estão localizados os bancos chaveados.

Nos barramentos JPA13, BSA13 e CBD13 observa-se um afundamento de tensão mais severo que o caso 1 (item 5.4.1), tendo em vista que os bancos manobrados possuem conjuntamente uma capacidade maior, bem como foi considerado que os mesmos estivessem inicialmente descarregados (com valor de tensão zero em seus terminais).

Não ocorre sobretensões consideráveis em pontos remotos da rede. Podendo observar que as tensões nos barramentos JPA13, BPTBA, BSA13 e CBD13 permanecem praticamente inalteradas (Figuras 16 e 17).

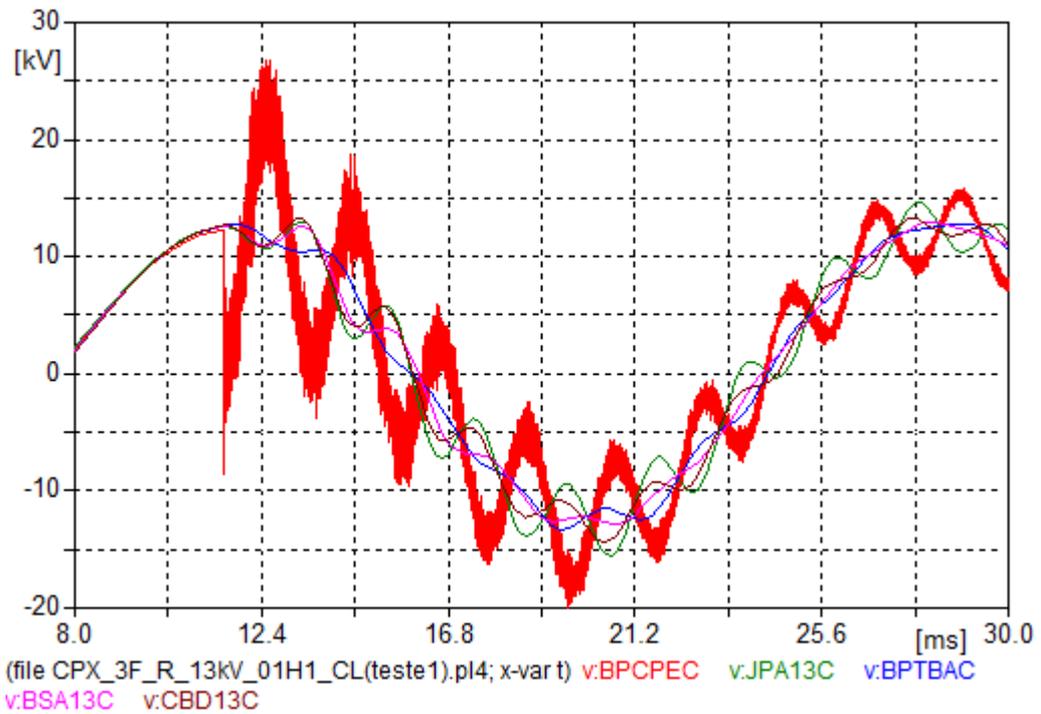


Figura 16: Tensões na fase C em diversos pontos do sistema elétrico da Regional Mussuré II, após a energização simultânea dos BC's 01H1 e 01H2 da SE Cruz do Peixe.

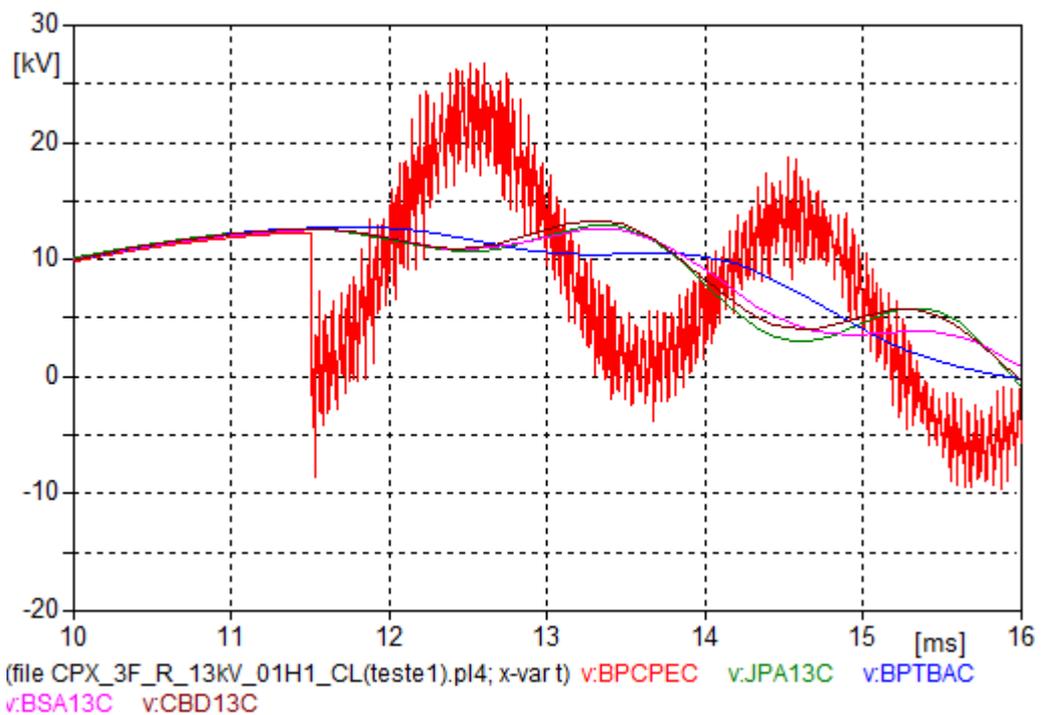


Figura 17: Tensões na fase C em diversos pontos do sistema elétrico da Regional Mussuré II, após a energização simultânea dos BC's 01H1 e 01H2 da SE Cruz do Peixe.

Assim como no caso 2 (item 5.4.2) o transitório de tensão é mais rápido que no caso 1 (item 5.4.1), decaindo a zero em, aproximadamente 2 ciclos após a energização dos bancos de capacitores, com uma frequência de oscilação de 500 Hz.

Em relação ao transitório de corrente, pode-se observar a ocorrência de uma corrente transitória rápida nos BC's energizados, com valor máximo de 1,10 kA (9,26 p.u.).

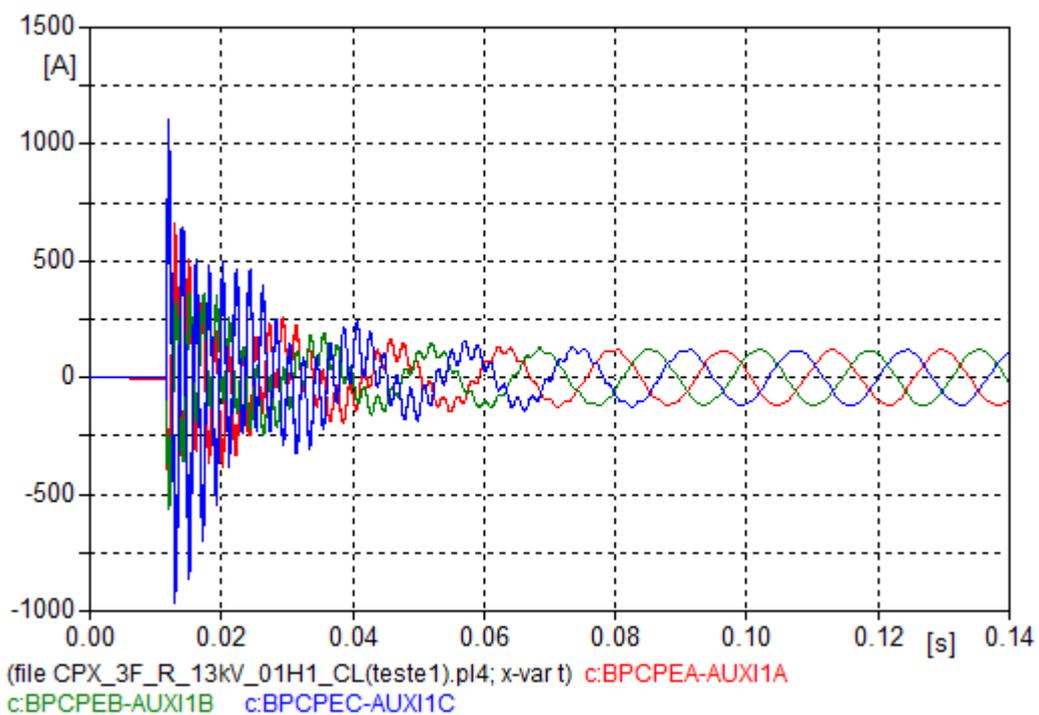


Figura 18: Correntes nas três fases do barramento de 13,8 kV da SE Cruz do Peixe, após a energização simultânea dos BC's 01H1 e 01H2 da SE Cruz do Peixe.

5.4.4 Quarto conjunto de simulações

Nesta etapa, foi simulada a desenergização do BC 01H1 da SE Cruz do Peixe, com o BC 01H2 fora de operação, sem a ocorrência da reignição do arco no elemento (Chave/Disjuntor) responsável pelas manobras dos bancos de capacitores.

Verifica-se que esta manobra de desenergização não provoca transitórios de tensão nos barramentos de 13,8 kV da SE Cruz do Peixe, conforme se pode observar na Figura 19, que ilustra as tensões nos três pólos (fase) dos terminais da chave responsável pela manobra.

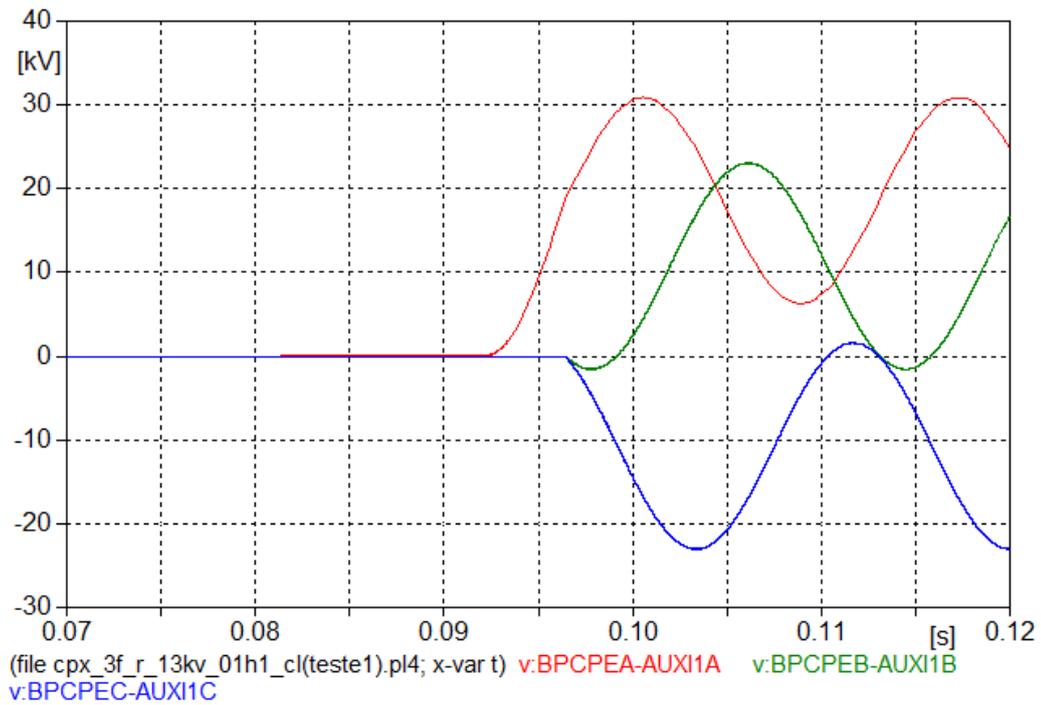


Figura 19: Diferença de tensão nos terminais (das três fases) da chave responsável pela manobra de desenergização do BC 01H1 da SE Cruz do Peixe – sem a ocorrência de reignição do arco.

A Figura 20 ilustra as tensões nas três fases do barramento do banco de capacitores 01H1 da SE Cruz do Peixe durante a desenergização.

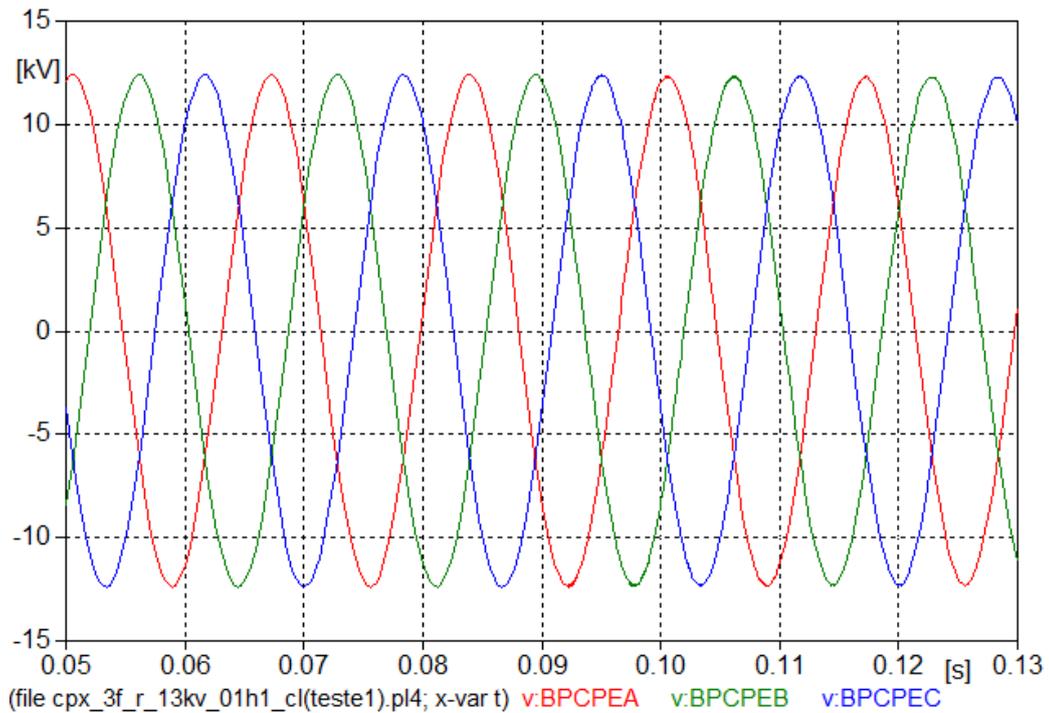


Figura 20: Tensões nas três fases do barramento de 13,8 kV da SE Cruz do Peixe após a manobra de desenergização do BC 01H1 – sem a ocorrência de reignição do arco.

Neste caso de simulação, o transitório de corrente resultante da manobra de desenergização do BC também é desprezível, visto que não há a ocorrência de reignição do arco elétrico. A Figura 21 ilustra as correntes no barramento onde está instalado o BC 01H1 durante a sua desenergização.

O comando de abertura dos pólos do elemento de manobra ocorre em $t = 90$ ms, contudo a interrupção da corrente elétrica só ocorre na primeira passagem da corrente por zero, em cada fase individualmente.

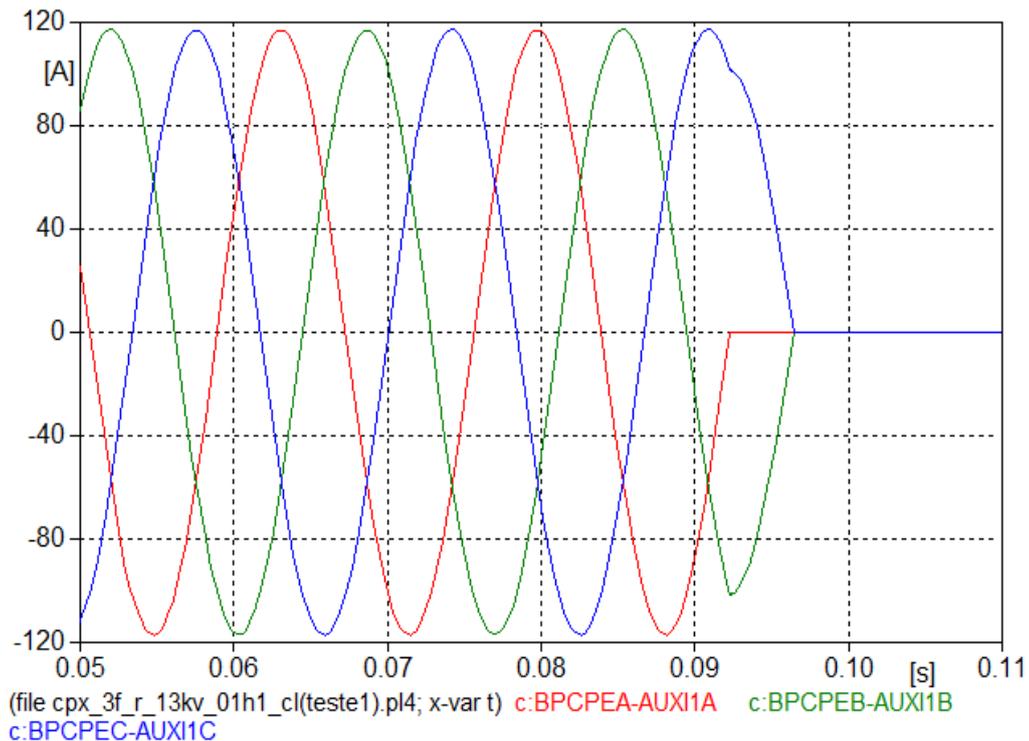


Figura 21: Correntes nas três fases do barramento de 13,8 kV da SE Cruz do Peixe, após a manobra de desenergização do BC 01H1 da SE Cruz do Peixe.

5.5 Alternativas para atenuar os surtos decorrentes de manobras em bancos de capacitores

Vários métodos podem ser utilizados para minimizar a severidade dos transitórios decorrentes das manobras em bancos de capacitores.

Tradicionalmente utilizam-se resistores de pré-inserção (RPI), equipamento que é instalado junto às câmaras dos disjuntores (D' Ajuz, 1987).

Do ponto de vista elétrico, um disjuntor com resistor de pré-inserção pode ser representado pelo fechamento sequencial de duas chaves, tal como ilustrado na Figura 23, de forma que quando o banco de capacitores é energizado, inicialmente, se fecha o contato auxiliar que insere o resistor em série entre a fonte e o banco. Após um curto período de tempo, cerca de 6 ms, o contato principal se fecha, curto-circuitando o resistor e trazendo para o banco a tensão plena da fonte.

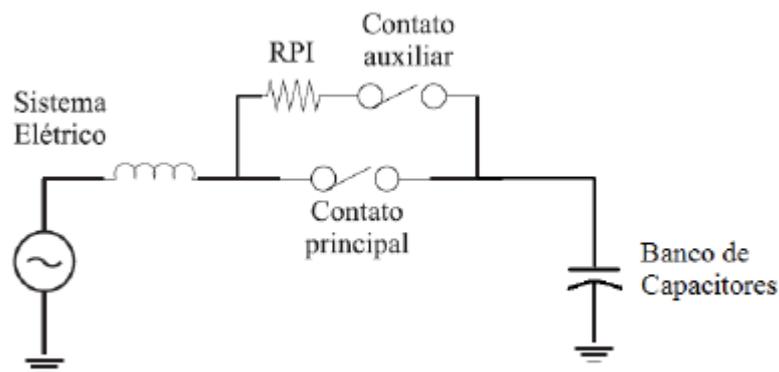


Figura 23: Modelo do resistor de pré-inserção.

No entanto, comumente não se encontram disponíveis resistores de pré-inserção corretamente dimensionados para sistemas de distribuição, o que dificulta a utilização desse método (McGranaghan et al, 1992).

Uma alternativa para redução das sobretensões de manobra em bancos de capacitores é a utilização de pára-raios (McGranaghan et al, 1984), de forma que no instante em que a sobretensão ultrapassa o valor de tensão estabelecido por sua característica não linear, o pára-raios atua drenando uma corrente de descarga, consequentemente limitando a sobretensão resultante nos seus terminais.

Ainda, outras técnicas têm sido cada vez mais empregadas, a exemplo de dispositivos para chaveamento sincronizado (Grebe Gunther, 1998; CIGRE Working Group 13.07, 1999), cujo princípio baseia-se na equação 6. Ou seja, a energização é realizada no instante em que $E_0 = v_0$, minimizando assim as sobrecorrentes e, por conseguinte, as sobretensões transitórias.

6. Conclusão

Neste trabalho foi apresentado um estudo de sobretensões e sobrecorrentes transitórias resultantes de manobras em bancos de capacitores. Um programa do tipo EMTP foi utilizado para realizar as simulações digitais.

Uma análise de sensibilidade com relação à capacidade dos bancos ao longo do sistema, à ordem e o instante em que os bancos são chaveados foi realizada.

A energização do banco de capacitores 01H1, no primeiro conjunto de simulações, provocou sobretensões fase-terra da ordem de 2,24 p.u., o que não era esperado, já que na energização de um banco de capacitores isolado a sobretensão pode alcançar valores da ordem de 2 p.u., considerando os bancos inicialmente desenergizados.

As sobretensões de energização do segundo banco, realizada no segundo conjunto de simulações, apresentou valores inferiores as verificadas na energização isolada do banco 01H1. Porém, as sobrecorrentes de energização do banco 01H2 em “back-to-back”, apresentaram valores bem superiores em relação à energização do banco 01H1 no primeiro conjunto de simulações.

Verificou-se, também, que as sobretensões e sobrecorrentes geradas pela desenergização de um banco de capacitores, sem reignição do arco elétrico, são desprezíveis.

Trabalhos futuros podem incluir considerações quanto à representação de resistores de pré-inserção, pára-raios, indutores de pré-inserção e dispositivos de chaveamento sincronizados, para minimizar a severidade das sobretensões e sobrecorrentes transitórias de energização.

Referências bibliográficas

- [1] Greenwood, A., *Electrical Transients in Power Systems*, John Wiley & Sons Inc., New York, 1991.
- [2] Zanneta Jr., L. C. “*Transitórios Eletromagnéticos em Sistemas de Potência.*” São Paulo, SP - Brasil: Edusp - Editora da Universidade de São Paulo, 2003.
- [3] Araújo, A. E. A.; Neves, W. L. A. “Cálculo de Transitórios Eletromagnéticos em Sistemas de Energia.” Belo Horizonte, MG - Brasil: Editora UFMG, 2005.
- [4] Pamplona, F. M. P., Souza, B. A., Fernandes Jr., D., Neves, W. L. A. “Sobretensões Transitórias Decorrentes de Manobras de Bancos de Capacitores”. *CBA - Congresso Brasileiro de Automática*, Natal, 2002.
- [5] Coury, D. V., Santos, C. J., Tavares, M. C. “Transient Analysis Resulting from Shunt Capacitor Switching in an Actual Electrical Distribution System”. *8th ICHQP Proceedings*, Greece: 1:292-297, 1985.
- [6] IEEE WORKING GROUP 3.4.17. “*Impact of Shunt Capacitor Banks on Substation Surge Environment and Surge Arrester Applications*”. IEEE Transactions on Power Delivery, EUA, 11(4):1798-1809, 1996.
- [7] IEEE Working Group 15.08.09. *Modeling and Analysis of System Transients Using Digital Programs*. IEEE Power Engineering Society, Piscataway, NJ 08855-1331, EUA, 1991.
- [8] ANSI C37.0731-1973. *Application Guide for Capacitance Current Switching for AC High-Voltage Circuit Breakers Rated on a Symmetrical Current Basis*. New York, Inc., 1973.
- [9] GREBE, T. E., GUNTER, E. W. “*Application of the EMTP for analysis of utility capacitor switching mitigation techniques*”. 8th ICHQP Proceedings, Greece: 1:583-589, 1998.
- [10] McGranaghan, M. F., Zavadil, R. M., Hensley, G., Singh, T., Samotyj, M. “Impact of utility switched capacitors on customer systems - magnification at low voltage capacitors.” *IEEE Transactions on Power Delivery*, 7(2):862-868, April 1992.
- [11] Neves, W. L. A., Fernandes Jr., D., Dantas, K. M. C., Silva, J. A. C. B., “Manobras em Sistemas de Distribuição: Impacto em Consumidores Residenciais.” VIII CBQEE, Blumenau – SC, Brasil, Agosto 2009.

- [12] CIGRE Working Group 13.07. Controlled Switching of HVAC Circuit Breakers: Guide for Application Lines, Reactors, Capacitors, Transformers - 1st Part. *ELECTRA*, n. 183, p.42–73, April 1999.
- [13] CIGRE Working Group 13.07. Controlled Switching of HVAC Circuit Breakers: Guide for Application Lines, Reactors, Capacitors, Transformers - 2nd Part. *ELECTRA*, n. 185, p.36–57, August 1999.
- [14] D'Ajuz, A., Resende, F. M., Carvalho, F. M. S., Nunes, I. G., Amon Filho, J., Dias, L. E. N., Pereira, M. P., Kastrup Filho, O., Morais, S. A. *Equipamentos Elétricos; Especificação e Aplicação em Subestações de Alta Tensão*, Rio de Janeiro, FURNAS, 300 p., 1985.
- [15] Dommel, H. W. *EMTP Theory Book*, Microtran Power System Analysis Corporation, Vancouver, B.C., Canada, 1996.
- [16] Whitaker, J. C., “AC Power Systems Handbook” 2nd Ed., Boca Raton, Florida, USA, CRC Press, 1999.
- [17] Aradhya, R. S., Subash, S., Meera, K. S., "Evaluation of Switching Concerns Related to Shunt Capacitor Bank Installations", *IPST-95 - Proceedings*, Lisbon, September 1995.
- [18] Jones, R. A., Fortson Jr., H. S. “Consideration of Phase-to-Phase Surges in the Application of Capacitor Banks”. *IEEE Transactions on Power Delivery*, EUA, 1(3):240-244, 1986.
- [19] Sickie, R. C. V., Zaborsky, J. “Capacitor Switching Phenomena”. *AIEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, EUA, 70(I):151-159, 1951.
- [20] Dunsmore, D. M. Taylor, E. R., Wirtz, B. F. Yanchula, T. L. “Magnification of Transient Voltages in Multi-Voltages-Level, Shunt Capacitor-Compensated Circuits”. *IEEE Transactions on Power Delivery*, EUA, 7(2):664-673, 1992.
- [21] Relatório Trimestral do Programa de Pesquisa e Desenvolvimento Tecnológico – P&D, do Grupo Energisa, “*Estudo da Adequabilidade de Disjuntores de Média e Alta Tensão Devido as Solicitações de TRT e de Surtos Decorrentes de Manobras em Bancos de Capacitores*”, Campina Grande, Janeiro 2010.
- [22] Alves, F.R., Fonseca, L.C.A., Freire, A.R.F. “*Aplicação de manobras controladas em bancos de capacitores para eliminação de riscos de danificação de transformadores em subestações remotas*”, 1999.

**ANEXO – Diagrama Unifilar: Regional
Mussuré II (ENERGISA - PB)**

