

Metodologia para Otimização do Desempenho da Rede Secundária

E.A. Mertens, B.D. Bonatto, S. Nosaki e L.F.S. Dias – ELEKTRO, S.M. Deckmann e J.A. Pomilio – UNICAMP, M.D. Teixeira e A.R. Aoki – LACTEC e F.R. Garcia – IESA

Resumo—O presente artigo apresenta os trabalhos realizados no projeto de P&D sob o mesmo título do Programa de Pesquisa e Desenvolvimento Tecnológico da ELEKTRO – Ciclo 2002/2003. O objetivo deste projeto é identificar o perfil da rede secundária frente aos níveis de harmônicos e fator de potência, permitindo o adequado desenvolvimento e fabricação de filtros e capacitores para instalação no secundário dos transformadores de distribuição para promover a correção do fator de potência nos circuitos de distribuição, redução do reativo circulante nos circuitos de distribuição, das perdas elétricas e dos níveis de distorção harmônica, avaliação das interferências na rede primária e do carregamento dos transformadores de distribuição e melhoria do perfil da tensão de alimentação. Neste sentido, foi feita uma campanha de monitoramento em alguns circuitos selecionados, foram realizadas simulações computacionais, desenvolvidos equipamentos, implantados projetos piloto e avaliada a relação custo-benefício das soluções propostas.

Palavras-chave—Rede secundária de distribuição, Qualidade da energia elétrica, Perdas elétrica, Fator de potência, Níveis de tensão, Distorção Harmônica, Filtros e bancos de capacitores para baixa tensão.

I. INTRODUÇÃO

Análises com o enfoque na rede secundária de distribuição, além dos problemas de continuidade, devem considerar um novo fator que é a proliferação de cargas não-lineares. A proliferação destas cargas está sendo acentuada rapidamente pelo incentivo ao uso de "equipamentos eficientes", em função de vários fatores, dentre outros, a crise de energia elétrica do país vivida em 2001.

Verifica-se que tais cargas, possuem um baixo fator de potência, e podem aumentar significativamente o nível de correntes harmônicas devido às técnicas de chaveamento utilizadas nestes dispositivos. Com isto, acentuam-se os problemas da propagação das distorções de forma de onda das correntes para as tensões da rede, além de aumentar as perdas de energia elétrica ao longo de seus condutores e transformadores.

Este projeto está inserido neste contexto, cujo objetivo principal é identificar o perfil da rede secundária frente aos

níveis de harmônicos e fator de potência, permitindo o adequado desenvolvimento e fabricação de filtros e capacitores para instalação no secundário dos transformadores de distribuição. Esses equipamentos têm como finalidade corrigir o fator de potência nos circuitos de distribuição, melhorar o perfil da tensão de alimentação, reduzir o reativo circulante nos circuitos de distribuição, as perdas elétricas e os níveis de distorção harmônica. E ainda, buscou-se avaliar as interferências na rede primária e no carregamento dos transformadores de distribuição. De posse destes dados a ELEKTRO dispõe de uma metodologia para otimizar o desempenho da sua rede secundária de distribuição de forma a melhorar a qualidade do fornecimento da energia elétrica.

Neste sentido, os trabalhos desenvolvidos nesse projeto foram divididos em seis frentes. A primeira relacionada a seleção de circuitos secundários de distribuição típicos da concessionária. A segunda etapa foi baseada na monitoração e caracterização desses circuitos, conforme tipo de carga, residencial, comercial e/ou industrial, regime de operação, níveis de distorção harmônica, perfil de tensão, etc.

Logo após, dentro dos objetivos delineados para a etapa 3, foram realizadas algumas simulações computacionais buscando especificar os equipamentos, bancos de capacitores e filtros, a serem desenvolvidos na etapa 4.

Numa quinta etapa de trabalho todos os equipamentos forma implementados nas redes estudadas, buscando-se assim aferir os resultados das simulações computacionais e os benefícios obtidos com o uso desses dispositivos. A última etapa é relativa às análises finais dos resultados globais do projeto, incluindo análise de viabilidade econômica da implantação desses dispositivos na rede secundária de distribuição.

As diversas etapas que compuseram este projeto serão descritas na seqüência enfatizando os principais resultados obtidos.

II. SELEÇÃO DE CIRCUITOS DE BAIXA TENSÃO

Visando um melhor benefício nas aplicações de compensação de reativos (capacitores na baixa tensão) e correção dos níveis de distorção harmônica (filtros de harmônicas), efetuou-se uma pesquisa no sistema de gerenciamento de rede de distribuição (SGD) da ELEKTRO, buscando-se identificar os circuitos com as seguintes características:

- Elevado nível de carregamento e/ou queda de tensão;
- Potência nominal do transformador;
- Segmentação de mercado com maior necessidade de correção de reativos;

E.A. Mertens, B.D. Bonatto, S. Nosaki e L.F.S. Dias trabalham na ELEKTRO Eletricidade e Serviços S/A (e-mail: emertes@elektro.com.br).

S.M. Deckmann e J.A. Pomilio são professores da Universidade Estadual de Campinas – UNICAMP (e-mail: sigmar@dsce.fee.unicamp.br).

M.D. Teixeira e A.R. Aoki são pesquisadores do Instituto de Tecnologia para o Desenvolvimento – LACTEC (e-mail: aoki@lactec.org.br).

F.R. Garcia é consultor técnico em compensação reativa e qualidade de energia elétrica da IESA Projetos Equipamentos e Montagens S/A (e-mail: flavio.garcia@iesa.com.br).

- Maior possibilidade de elevados níveis de distorção harmônica.

Após diversas avaliações, definiu-se pela aplicação de compensação de reativos (capacitores), em várias configurações: ligação delta, estrela, fixo, automático (temporizado), nos circuitos com predominância de consumidores residenciais, e com transformadores de potência mínima de 45 kVA. Considerando essas premissas foram selecionados os seguintes circuitos com clientes residenciais:

- RIC03350: baixa renda (consumo médio = 130 kWh);
- RIC00428: média renda (consumo médio = 200 kWh);
- RIC01180: alta renda (consumo médio = 450 kWh), todos no município de Rio Claro.

Já para correção dos níveis de distorção harmônica (filtros), verificou-se que circuitos com predominância comercial apresentavam maior nível de distorção harmônica, portanto, foram selecionados os circuitos: ATI02467 e ATI03319, ambos na localidade de Atibaia.

Após as medições preliminares decidiu-se pela escolha do circuito ATI02467, localizado no centro da cidade, para aplicação do filtro, considerando-se ainda duas configurações de ligação: delta e estrela, de forma a possibilitar uma avaliação de ambas as ligações.

Inicialmente havia o interesse em efetuar-se avaliações em redes localizadas no litoral (Guarujá – GUA80897 e GUA81172), porém, em função da forte sazonalidade dessas regiões, optou-se por direcionar as aplicações nas redes que proporcionem ganhos durante a maior parte do ano, o que não é o caso do Guarujá.

Portanto, a seleção de circuitos para se efetuar as simulações, medição e aplicação prática dos dispositivos, foi a seguinte: ATI02467 (Atibaia), RIC03350, RIC00428 e RIC01180 (Rio Claro).

III. MONITORAMENTO E ANÁLISE DOS DADOS

Para a realização do monitoramento dos circuitos selecionados foi utilizado o equipamento TOPAS 1000 da LEM, o qual possui as seguintes características técnicas:

- Quatro medições de tensão e quatro de corrente ou oito medições de tensão trifásica (sistema a 4 fios) de até 1000V, corrente de fase e de neutro de até 6000A;
- *THD*, *flicker*, harmônicas, inter-harmônicas, transitórios, desbalanço de tensões, sinais de controle de *ripple*;
- Avaliação da qualidade da tensão pela EN50160 – Detecção de distúrbios de linha.

O equipamento foi instalado no secundário dos transformadores de distribuição e foram realizadas medições ao longo de um período de uma semana para caracterização dos circuitos selecionados, Figura 1. Posteriormente os dados foram analisados no software do próprio equipamento TOPAS 1000 PC – *Power Quality Measurement* versão 3.04.



Figura 1. TOPAS 1000 instalado no secundário do transformador.

O cronograma de medições foi o seguinte:

- RIC03350 e RIC00428 (Rio Claro): Dezembro de 2003;
- ATI02467 (Atibaia): Janeiro de 2004;
- RIC01180 (Rio Claro): Setembro de 2004.

Essas medições (Figura 2) foram utilizadas para ajustar os modelos computacionais que foram utilizados na etapa de simulações e para avaliação da necessidade de compensação de reativos. Foram avaliadas grandezas no secundário do trafo, tais como:

- Tensões de fase e correntes de linha;
- Corrente de neutro;
- Fator de potência por fase;
- DHT das tensões e das correntes;
- Espectro das tensões e das correntes.

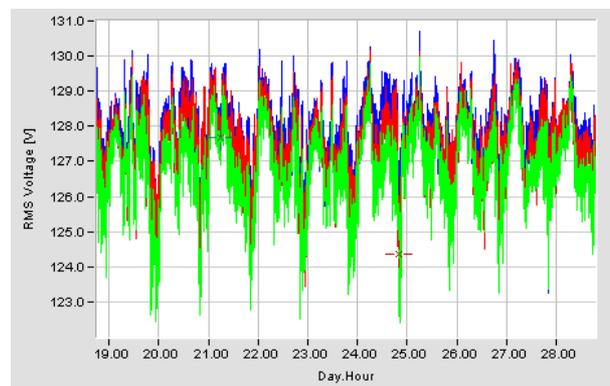


Figura 2. Exemplo da medição das tensões RMS no secundário do trafo – circuito RIC03350.

IV. SIMULAÇÃO COMPUTACIONAL

Para a realização das simulações computacionais foram utilizados dois softwares com abordagens distintas: o MATLAB 5 *SimPowerSystems* e o PQF.

Foram realizadas simulações para todos os circuitos estudados, porém irá se apresentar apenas dois circuitos.

A. Circuito RIC03350

Os dados dos condutores, do trafo, distâncias, nível de curto-circuito e correntes das cargas foram extraídos das informações fornecidas pela Elektro. As barras (nós) da rede foram renumeradas sequencialmente de modo que corres-

pondam aos postes identificados pelas coordenadas geográficas da listagem fornecida pela Elektro.

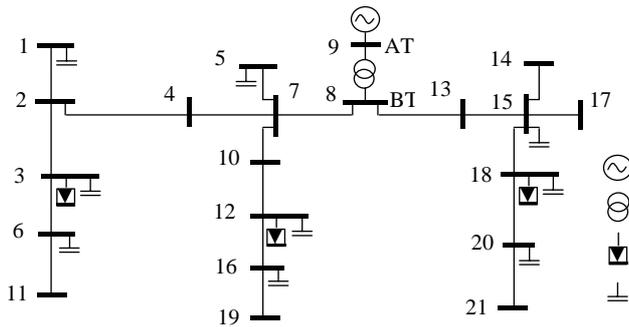


Figura 3. Unifilar da rede indicando a localização dos capacitores distribuídos.

Com base nos resultados das medições realizadas, assumiu-se as seguintes hipóteses para as simulações:

- Uma vez que os níveis mínimos das harmônicas de ordem 5 e 7 são respectivamente 1% e 0,5%, foi assumido que a rede primária (AT) está contaminada, no mínimo, por esses níveis de harmônicas.
- Para representar as não-linearidades das cargas residenciais, foram conectados conversores CA-CC monofásicos com filtro capacitivo nas barras 03, 12 e 18, que são os pontos de maior concentração de consumidores. As potências dessas cargas foram ajustadas de modo que resultassem, no secundário do trafo, os níveis de correntes harmônicas de ordem 3, 5 e 7 próximos dos valores medidos para o período diurno:

Tabela 1. Cargas conectadas no lado CC dos conversores

Barra	Fase A	Fase B	Fase C
03	327[W], 800[uF]	273[W], 670[uF]	327[W], 800[uF]
12	873[W], 1070[uF]	819[W],1000[uF]	783[W], 960[uF]
18	355[W], 870[uF]	373[W], 920[uF]	327[W], 800[uF]

- O restante das cargas, conforme dados das planilhas da Elektro, foi considerado linear (cargas RL paralelo) com fator de potência médio 0,86 (cargas típicas, para o período diurno, segundo as medições).

Foi possível reproduzir na simulação, com boa aproximação, os espectros das tensões e correntes secundárias, utilizando cargas não-lineares apenas em três das 21 barras da rede (barras 03, 12 e 18), que são as barras com maior quantidade de consumidores em cada ramal do secundário.

Apenas a 7a. harmônica resultou um pouco maior na simulação do que na medição. Isto se deve ao tipo de carga não-linear utilizado (conversor CA-CC) para representar as cargas não lineares residenciais. Variando os capacitores do lado CC do conversor, é possível alterar o nível relativo das harmônicas. Um refinamento na modelagem poderia aproximar ainda mais os espectros simulados dos medidos. No entanto, as conclusões básicas do estudo não mudariam significativamente.

Inicialmente foram simulados dois casos, sendo o primei-

ro a instalação de capacitores para compensação por grupo de cargas e o segundo, a instalação de capacitores para compensação global no secundário do trafo.

A Tabela 2 apresenta uma síntese comparativa dos resultados das duas alternativas: compensação reativa distribuída (caso1) e compensação global no secundário do trafo (caso 2).

Tabela 2. Comparação dos dois casos Y aterrado.

Grandeza	Sem compensação	Compensação Y distribuída	Compensação Y no trafo
FP	0,88	0,98	0,98
Perdas (W)	3000	2630	2870
THDV (%)	2,0	3,1	3,2
THDI (%)	11	18	17
Carregamento (%)	99	91	91
Tensão mínima (V)	123,7	125,7	125,2
Tensão máxima (V)	127,1	128,9	128,6

Há uma nítida vantagem da solução distribuída em termos da redução de perdas e da melhoria do perfil de tensões para os consumidores. Em termos da distorção de tensão e de corrente a maior diferença está na localização da frequência de ressonância, uma vez que os níveis de distorção subiram de maneira semelhante nos dois casos. A redução do carregamento foi similar nos dois casos, bem com a melhoria do FP.

Em seguida foram simulados mais dois casos, a instalação de bancos trifásicos de capacitores em delta distribuídos na rede secundária e a instalação de um único banco trifásico de capacitores em delta, concentrado junto ao secundário do trafo.

No primeiro caso, as observações extraídas dos resultados das simulações sobre capacitores em Delta, distribuídos na rede secundária:

- As perdas no trafo e na rede foram iguais às da conexão Y aterrada;
- O fator de potência também ficou igual ao da conexão Y (0,98);
- O DHTV diminuiu de 3,1% para 2,9% enquanto o DHTI diminuiu de 18% para 17%.
- O carregamento do trafo foi reduzido da mesma forma que na conexão Y aterrada.

Portanto, a maior vantagem da conexão Delta dos capacitores distribuídos em relação à conexão Y aterrada, está na redução da capacidade dos capacitores (1/3 do valor da associação Y) para se conseguir os mesmos benefícios relativo à redução das perdas, do perfil das tensões, melhoria do FP, redução do carregamento do trafo, etc. A mudança da tensão de operação dos capacitores (127V para 220V) não aumenta praticamente o custo dos capacitores, pois utilizam a mesma tecnologia de fabricação.

O segundo caso foi comparado com o uso de capacitores ligados em Y aterrada e concluiu-se que, do ponto de vista da alta tensão, as duas formas de conexão dos capacitores

são equivalentes, já que a conexão delta do primário do transformador barra a propagação das harmônicas de seqüência zero para o secundário nos dois casos. Já do ponto de vista das cargas, no entanto, a diferença é significativa, já que a conexão delta não absorve as correntes de seqüência zero, ao contrário da conexão Y aterrada.

Pode-se concluir, portanto, que a conexão delta dos capacitores junto ao secundário do trafo de fato também é vantajosa em relação à conexão Y aterrada.

Por fim, foram realizadas simulações com capacitores instalados próximos aos consumidores, cuja motivação foi o fato de que os maiores benefícios em termos de redução de perdas, da melhoria do perfil de tensão e da correção de fator de potência são alcançados quando a compensação reativa é feita de modo distribuído, logo despertou-se o interesse em investigar essa alternativa, face às demais que já foram testadas, uma vez que constatou-se que um fabricante dispõe de capacitores adequados para essa aplicação (unidades monofásicas de capacitores de 10 e 20 μ F, para tensões CA 60Hz até 400V, para instalação junto ao medidor de energia do consumidor).

A principal conclusão é que o perfil de tensões resulta muito semelhante ao da compensação concentrada no secundário, e que o aumento do consumo associado a esse aumento das tensões supera em muito a redução das perdas na rede secundária, devido à compensação das correntes reativas na rede. Em todos os casos analisados, a compensação reativa aumenta o nível de distorção das tensões (no máximo 1%) e das correntes (em até 6%).

B. Circuito RIC00428

Com base nas medições de campo foram feitos ajustes no modelo das cargas não-lineares visando obter resultados similares por simulação do Matlab SimPower. Os principais ajustes das cargas para adequar a rede a esses resultados foram os seguintes:

- Cargas lineares modelo RL paralelo, com FP =0,93 foram ajustadas pela planilha de correntes fornecida pela Elektro, representando carga pesada. O transformador de 75kVA resultou com 70,34kW e 25,11 kVAr na BT, ou seja 74,7kVA de carregamento.
- Cargas não-lineares foram incluídas, correspondendo a 20% da carga local por fase, nas barras 19, 23, 37, 39. Na barra 32 foi colocado 25% de carga não-linear. As cargas não-lineares consistem de retificadores monofásicos com capacitores de saída. Para obter um *ripple* de aproximadamente 10% para tensões de entrada de 127V utilizou-se 1mF por kW de carga.
- Para ajustar o nível da 7a harmônica, que resultava maior que o valor medido no secundário, o valor do capacitor de saída dos retificadores principais (barra 32) foi reduzido pela metade.
- Para representar o conteúdo de fundo das medições, foi imposta uma distorção de 1,5% de 5a harmônica e 0,5% de 7a harmônica na tensão primária.

A tensão na alta tensão foi ajustada em 14,2 kV. Nas condições acima, resultaram as curvas mostradas na Figura 4,

considerado caso básico para as simulações seguintes. Foram medidas tensões em alguns nós para verificar a regulação de tensão. Os nós escolhidos foram: 3, 10, 18, 26, 32, 36 e 40.

Para essa rede foram simulados casos de instalação de bancos de capacitores em delta e Y aterrada concentrados no secundário do trafo, e ainda, casos de instalação de bancos de capacitores distribuídos na rede secundária em conexão delta e em Y aterrada.

Dos resultados sintetizados das simulações, pode-se dizer que a solução mais interessante é a do uso de capacitores em delta, distribuídos nos nós 12 e 34. Neste caso tem-se um adequado perfil de tensões, uma redução de perdas de 70W no transformador, um aumento de 1370 W no consumo.

Em relação à solução concentrada, a melhoria principal é na redução da distorção de alta freqüência devido à pior sintonia do filtro resultante.

Em relação à solução em Y distribuído, a principal melhoria é a minimização da componente de terceira harmônica.

Não foram realizados estudos com filtros sintonizados pois os mesmos não parecem indicados a esta rede pelos seguintes motivos:

- As cargas não-lineares são distribuídas entre os consumidores;
- As cargas não-lineares são do tipo fonte de tensão (domésticas), o que torna inútil o emprego de filtros em derivação;
- Os filtros localizados no transformador amplificariam componentes harmônicas presentes na tensão no lado AT.

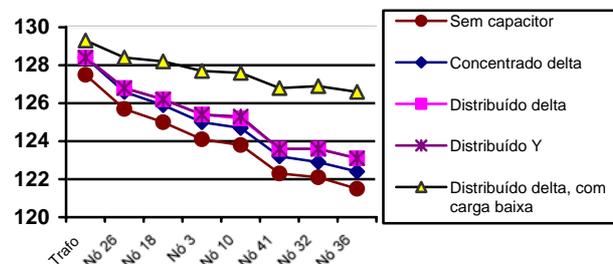


Figura 4. Comparação de tensão com capacitor (delta e Y) concentrado no transformador e distribuído entre os nós 12 (6 kVAr) e 34 (11,5 kVAr).

Também foram realizadas simulações com o *software* PQF, sendo que os seguintes percentuais de carga foram considerados:

- 70% da Carga Instalada do alimentador – Carregamento Médio no horário de ponta;
- 40% da Carga Instalada do alimentador – Carregamento Mínimo.

Foi realizado o estudo de viabilidade econômica através de três indicadores, o valor presente líquido, o tempo de retorno e a taxa interna de retorno, obtendo-se para todas as alternativas de capacitores como viáveis economicamente, com vantagens para a conexão delta e distribuída no que diz respeito à redução de perdas e aumento de consumo. A análise econômica dos filtros ficou prejudicada pelo fato dos benefícios serem de difícil quantificação.

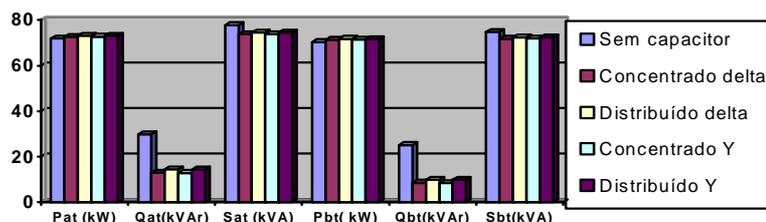


Figura 5. Variação de potências para diferentes configurações.

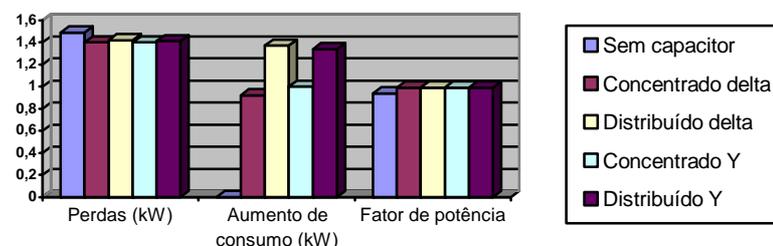


Figura 6. Perdas no transformador, aumento de consumo e fator de potência para as diferentes configurações testadas.

A partir destas simulações foi incorporado um banco de capacitor de 17,5 kVAr em único ponto do sistema, neste caso, junto ao transformador deste circuito. Esta potência foi definida devido ao fato do aproveitamento de um banco já existente e utilizado para testes na cidade de Rio Claro. Desta forma, os estudos permitiram a identificação de eventuais problemas de sobretensões e/ou sobrecorrentes harmônicas que porventura venham a se manifestar no sistema elétrico, assim como também a necessidade ou não da utilização de filtros harmônicos.

- d) Filtro de Dessintonia → Capacitor PPM trifásico com reator a núcleo de Ferro com ligação em Delta.
- e) Filtro Sintonizado → Capacitor Impregnado a óleo com reator a núcleo de ar com ligação em estrela aterrada
- f) Capacitores Monofásicos / Bifásicos para instalação junto à entrada de energia dos consumidores.

VI. PROJETOS PILOTO

No circuito RIC03350 foram realizadas medições que cobrem um pouco mais que 3 semanas de medição (28/jun a 22/jul/2004). Os primeiros 7 dias de medição foram antes da instalação dos capacitores e as duas últimas semanas, após a instalação do banco de capacitores próximo ao trafo. Durante uma semana (06 a 13/jul) o banco de capacitores de 17,5 kVAr estava conectado em Delta e no último período (13 a 22/jul) foi instalado um banco equivalente estava conectado em Y aterrado.

Ainda no circuito RIC03350, foram realizadas novas medições entre 30/nov/04 e 04/jan/05. Inicialmente foi monitorada a situação sem capacitores e no dia 09/dez foi instalado um banco capacitivo em delta, de 8,33kVAr, junto ao secundário do transformador e no dia 21/dez foram instalados 58 unidades monofásicas de 0,12kVAr, totalizando 6,96kVAr junto aos consumidores.

O montante da compensação distribuída foi um pouco menor que o da compensação concentrada, dadas algumas dificuldades de se instalar compensadores em todos os clientes.

Na rede RIC00428 foram realizadas medições entre 22/jun/2004 e 13/jul/2004. As medições podem ser divididas em três períodos de uma semana cada: rede sem compensação; instalação de banco capacitivo (em delta) no nó 21; e instalação de banco capacitivo equivalente (em Y aterrado) no nó 21.

Uma vez construídos os filtros, nas configurações Delta e Y, sintonizados em 162Hz (2,7h), e Q entre 20 e 50, eles foram instalados na rede ATI02467 próximo ao nó 4 onde se concentram as cargas não-lineares, Figura 7

Tabela 3. Síntese dos resultados das simulações no PQF.

Grandeza		Resultados			
		Caso 1		Caso 2	
		Sem capacitor	Com capacitor	Sem capacitor	Com capacitor
Tensão [V]	127,0	122,7	124,4	125,12	126,34
DHTV [%]	< 6	2,6	3,9	2,0	2,8
DHTI [%]	< 30	10,0	16,0	14,4	24,4
S (kVA)	75,0	73,6	68,1	37,33	32,33
FP	0,92	0,87	0,96	0,84	0,97

V. DESENVOLVIMENTO DOS DISPOSITIVOS

Nas diversas redes estudadas foram avaliados e *customizados* capacitores e equipamentos de fabricação normal pela IESA para os sistemas industriais e, aplicados, com toda a tecnologia disponível no mercado, para as redes secundárias de distribuição. Os seguintes produtos foram avaliados:

- a) DJCAP – Delta → Capacitor PPM trifásico, fixo, com ligação em Delta.
- b) DJCAP – Estrela → Capacitor PPM trifásico, fixo, com ligação em Estrela aterrada.
- c) AUTOCAP – Delta → Capacitor PPM trifásico, semi-automático, com ligação em Delta.



Figura 7. Instalação do filtro no circuito ATI02467.

Chama-se a atenção para o fato de que não foi instalado nenhum tipo de reator série. Portanto, nessas condições, e em função das análises feitas anteriormente, os resultados esperados são de pouca eficácia para os filtros em derivação.

As medições se iniciaram no dia 18/nov/2004, sem filtros. No dia 26/nov foi instalado o filtro em delta, e no dia 06/dez foi instalada a versão equivalente, na conexão Y aterrado.

Por fim, na rede RIC01180 as medições foram realizadas entre 14/set e 20/out/2004. No dia 29/09 também foi instalado um banco capacitivo de 12,5kVAr no nó 22, juntamente com um registrador de tensões RMS.

VII. CONCLUSÕES

Os testes com capacitores em Y aterrado buscavam verificar se essa configuração reduziria a circulação, através do trafo, de correntes de seqüência zero. No entanto, isto não foi verificado na prática, possivelmente porque a impedância de seqüência zero do trafo já é muito baixa, sendo pouco afetada pela presença dos capacitores em paralelo. Conclui-se, portanto, que a opção pela conexão Δ dos capacitores é bem mais vantajosa, pois além de apresentar praticamente o mesmo desempenho, tem um custo bem menor, uma vez que o banco equivalente é 3 vezes menor, já que cada célula opera em 220V, e não em 127V como no caso do Y aterrado.

Da comparação dos resultados das medições no circuito RIC03350, pode-se concluir que entre as vantagens da compensação distribuída sobre a concentrada verificam-se as seguintes:

- Necessidade de menor capacidade reativa global, pois não se compensa os reativos devidos às reatâncias série dos cabos da rede de alimentação;
- Maior eficiência na redução das perdas na rede secundária, pois reduz-se a corrente pela rede desde as cargas;
- Melhoria do perfil das tensões ao longo do secundário devido à injeção local dos reativos;
- Aumento mais uniforme do consumo devido ao aumento das tensões nas cargas;
- Menor risco de ressonância para harmônicas de baixa ordem devido à “filtragem distribuída” resultante;
- Maior possibilidade de melhorar o balanceamento

entre fases.

Como eventuais desvantagens pode-se contar:

- Maior custo de instalação e eventual manutenção;
- Necessidade de acesso aos pontos de conexão dos consumidores.

A melhor opção entre compensação concentrada junto ao trafo ou distribuída junto aos consumidores passa a depender majoritariamente da análise de custos de implantação e operacionalização dessas alternativas, assumindo que ambas causam efeitos semelhantes no perfil das tensões e que não ocorram problemas com as possíveis ressonâncias.

A possibilidade de ocorrer ressonância com algumas harmônicas é real na rede secundária e só não se tornou ainda um problema maior porque o nível desses harmônicos (13^a a 15^a) ainda é muito pequeno. No entanto, com a flexibilização sugerida por algumas propostas de revisão normativa, ampliando os limites atuais, essa situação poderá se agravar. Nesse caso, a instalação de filtros próximo das principais fontes harmônicas poderá se tornar uma solução necessária.

Foi realizado o estudo de viabilidade econômica através de três indicadores, o valor presente líquido, o tempo de retorno e a taxa interna de retorno, obtendo-se para todas as alternativas de capacitores como viáveis economicamente, com vantagens para a conexão delta e distribuída no que diz respeito redução de perdas e aumento de consumo. A análise econômica dos filtros ficou prejudicada pelo fato dos benefícios serem de difícil quantificação.

Por fim, ressalta-se que a elevação de tensão ocorrida com a aplicação dos equipamentos na rede secundário estava de acordo com o pressuposto na Resolução 505 da ANEEL.

VIII. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Phipps, J. K, Nelson, J. P., Sen, P. K. (1994). Power Quality and Harmonic Distortion on Distribution Systems, IEEE Trans. on Industry Applications, Vol. 30, no. 2, March/April 1994, pp. 476-484.
- [2] Bonner, J.A. et alli, (1995). Selecting ratings for capacitors and reactors in applications involving multiple single-tuned filters, IEEE Trans. on Power Delivery, Vol.10, No.1, pp.547-555.
- [3] Key, T and Lai, J-S (1995). Costs and benefits of Harmonic Current Reduction for Switch-Mode Power Supplies in a Commercial Building, Proc. of IEEE Industry Applications Annual Meeting, USA, pp. 1101-1108.
- [4] IEC - International Electro-technical Commission (1998). IEC 61000-3-2: Electromagnetic Compatibility (EMC) – Part 3: Limits – Section 2: Limits for Harmonic Current Emissions (Equipment input current < 16 A per phase), e Emenda A14, 2001.
- [5] Pereira, O.O., Kassick E.V., and Summer, M. (1999). Harmonic Distortion in a Low Voltage Electrical System: Passive Filtering, Proc. of the 5th Brazilian Power Electronics Conference – COBEP99, Foz do Iguaçu, PR.
- [6] de Oliveira, A. M., de Medeiros Jr., W. J., Medeiros, A. M. M., do Valle, A. C. M., de Mendonça, F. B. (2003). Energy Quality x Capacitor Bank, Proc. of the 7th Brazilian Power Electronics Conference – COBEP 2003, Fortaleza, Ceará.
- [7] Tanaka, T., Nishida, Y., Funabiki, S. (2004). A Method of Compensating Harmonic Currents Generated by Consumer Electronic Equipment Using the Correlation Function, IEEE Trans. on Power Delivery, Vol. 19, No.1, Jan. 2004, pp. 266- 271.
- [8] Deckmann, S.M. Pomilio J.A., Mertens E.A., Dias L.F.S. Uso de Filtros passivos em Redes de Distribuição com Cargas Não-lineares. XV CBA, Gramado, Set. 2004.