

## **Interpretação dos limites de distorção harmônica de corrente e tensão estabelecidos pela IEEE 519-92; análise de um caso.**

*Por: Eng Jose Starosta, Msc  
Diretor da Ação Engenharia e da ABESCO  
[jstarosta@acaoenge.com.br](mailto:jstarosta@acaoenge.com.br)*

O uso dos conversores ou inversores de frequência no acionamento dos motores foi popularizado em função da redução dos custos de aquisição e operacionais (principalmente energia) e pelo sensível aumento de qualidade do processo e produto final proporcionado, viabilizando o investimento. Outra justificativa para a aplicação destes dispositivos é a interatividade destes com os elementos digitais de controle, facilitando a implantação e operação da malha de controle dos processos.

Devido às características operacionais elétricas dos conversores, cargas não lineares, as instalações elétricas são submetidas a correntes e tensões harmônicas típicas destes equipamentos.

O espectro de harmônicas que surgirá na instalação é função da própria característica do(s) conversor(es), isto é, o número de pulsos dos mesmos é que definirá as harmônicas que estarão presentes.

Os conversores de 6 pulsos possuem correntes harmônicas típicas de 5<sup>a</sup>, 7<sup>a</sup>, 11<sup>a</sup>, 13<sup>a</sup>,... ; os de 12 pulsos 11<sup>a</sup>, 13<sup>a</sup>, 23<sup>a</sup>, 25<sup>a</sup>,.... ; e assim por diante; seguem o modelo:  $h = kp \pm 1$ , onde:

h são as harmônicas típicas do espectro de corrente dos conversores

k é um número inteiro de 1 a n

p é o número de pulsos do conversor;

De forma que quanto maior for o número de pulsos de um conversor, maiores serão as ordens das harmônicas características.

Como as ordens das harmônicas são inversamente proporcionais ao valor absoluto das correntes harmônicas espera-se que quanto maior o número de pulsos de um conversor, menor será sua distorção harmônica total (THDI), apesar de possuir harmônicas de maiores ordens no espectro de corrente.

A questão a ser discutida considera quais os limites de suportabilidade das instalações elétricas em que estes equipamentos serão aplicados, em relação as harmônicas presentes (tanto de corrente das cargas, como das tensões nos barramentos e fontes), e quais os critérios para adequá-las.

A norma IEEE 519-1992 propõe limitação de distorção de tensão (harmônicas individuais e totais em casos gerais e específicos) e de corrente. Mais particularmente a tabela 10.3, ver figura 1 apresenta um critério de restrição, impondo limites no comportamento da distorção de corrente nas instalações.

A interpretação dos limites apresentados nesta tabela e que também são aplicáveis nas instalações de baixa tensão tem sido tratada por alguns autores [2] e [3]; e apesar de alguns pontos de vistas diferentes é unânime a preocupação em não se exagerar “na dose” no controle das harmônicas de corrente, impondo medidas restritivas e induzindo instalação de equipamentos de correção sem necessidade aparente.

Tabela 10.3  
Limites de distorção de corrente para sistemas de distribuição (120V a 69 kV)

Máxima distorção de corrente harmônica em relação a  $I_L$  ( %)

Ordem individual das harmônicas ímpares

ISC/ $I_L$	< 11	$11 \leq h < 17$	$17 \leq h < 23$	$23 \leq h < 35$	$35 \leq h$	TDD (distorção total de demanda (de corrente))
< 20	4	2	1,5	0,6	0,3	5
20 < 50	7	3,5	2,5	1	0,5	8
50 < 100	10	4,5	4	1,5	0,7	12
100 < 1000	12	5,5	5	2	1	15
> 1000	15	7	6	2,5	1,4	20

$I_{sc}$ : Máxima corrente de curto circuito no PCC  
 $I_L$ : Máxima corrente de demanda na frequência fundamental no PCC

Figura 1 – tabela 10.3 da IEEE 519

Este conceito está claramente exposto no próprio documento analisado quando se considera o propósito de controlar a distorção de corrente para que a distorção de tensão não extrapole os limites estabelecidos, uma vez esta depende evidentemente da primeira.

A definição da TDD pela norma, que pode ser traduzida como “distorção total de demanda”, considera a relação das correntes harmônicas medidas em determinado intervalo de tempo com a corrente fundamental relativa à demanda (histórica) da instalação; define-se a esta “corrente de demanda” a representação  $I_L$  e é interpretada como a corrente histórica fundamental máxima, sugere o texto da IEEE 519 que a mesma possa ser considerada como aquela

relativa à média das últimas 12 demandas máximas mensais.

Isto é,  $I_L$  seria a corrente fundamental típica verificada ao longo de um período significativo de observação. Na impossibilidade ser assumida como máxima de um regime previsível por avaliação teórica ou mesmo por um período de medições que representasse todas as condições de operação da carga.

A diferença entre TDD e THDI pode ser interpretada como a qual corrente fundamental as harmônicas de corrente medidas em um intervalo estão relacionadas;

-se à própria corrente fundamental medida no mesmo intervalo em que as harmônicas foram medidas (**THDI**);

-ou à corrente fundamental relativa à demanda histórica da instalação, neste caso a **TDD**.

Na falta de dados históricos e desejando-se fazer uma avaliação local em um programa de medições; os dois indicadores se equivalem em condição máxima de carga.

A IEEE 519 define o PCC que pode ser traduzido como o ponto de acoplamento comum "rede-consumidor" (comentado na seqüência) e recomenda que a análise do comportamento das instalações seja feita neste próprio ponto.

Os limites de valores de distorção de tensão (THDV) são 5% (ou 10% para casos específicos), além dos limites das harmônicas individuais de 3%.

Os limites da TDD também utilizam este ponto PCC para a análise.

Outro aspecto que deve ser considerado é quanto a corrente de curto circuito estimada no PCC da instalação, denominada pela norma por " $I_{sc}$ ". A relação desta corrente de curto circuito prevista com a corrente de demanda  $I_L$

define com o uso da tabela 10.3 da IEEE519, os limites aceitáveis para a TDD.

Para o cálculo da corrente de curto, é necessário que se estabeleça fisicamente onde seria o PCC, isto é, o exato local do acoplamento da rede da concessionária e consumidor, onde esta corrente de curto circuito seria estimada.

Em uma interpretação imediata o PCC seria a “fronteira”, ou o ponto de entrega da concessionária ao consumidor, e até aí parece lógico.

Contudo, se a concessionária fornece energia em média tensão, seria justo entender que o PCC poderia ser aproximado para a bucha de entrada do transformador em 13,8 kV, por exemplo. Uma outra interpretação para a definição do PCC seria o ponto da rede de distribuição da concessionária de energia mais próximo ao consumidor vizinho da instalação em análise [3], que segundo a referência citada estaria sendo discutida no âmbito da revisão da IEEE 519.

Desta forma a impedância do transformador do consumidor ficaria fora do cálculo da corrente de curto circuito e conseqüentemente a relação  $I_{sc}/I_L$  seria modificada, se a corrente de curto-circuito fosse calculada no secundário do transformador levando em consideração a impedância do mesmo.

Nestes casos de fornecimento em media tensão, assumir o secundário do transformador como o próprio PCC além do ponto das medições e por mais confortável que seja, mudará a faixa da TDD admissível na citada tabela 10.3.

Outra questão a ser considerada é o uso da corrente relativa a máxima demanda  $I_L$  não como a corrente

fundamental mas como a própria corrente eficaz relativa a demanda dos períodos considerados. Nesta interpretação [3], bastaria uma comparação direta entre as potências de curto circuito no PCC e a demanda histórica da instalação, ambas em kVA, substituindo a relação das correntes como proposto pela norma.

Este critério apresenta bastante praticidade além de parecer mais lógico que o da norma, uma vez que a corrente eficaz está relacionada diretamente a demanda da instalação, sendo de mais fácil acesso. Outra razão para sua aplicação seria a pequena diferença de resultado dos dois critérios na grande maioria das instalações industriais típicas.

Vale considerar que o uso destas recomendações da IEEE 519 para aferir o espectro harmônico de equipamentos é totalmente inadequado. A série de normas IEC 61000, apesar das limitações quanto a gama de equipamentos atendidos seria uma possibilidade de análise mais adequada.

### **Case:**

O caso a seguir é o de uma instalação elétrica de um supermercado recém construído no interior de São Paulo; cuja administração preocupada com a qualidade de seus produtos e serviços, além da eficiência energética decorrente de sua operação, aceitou a sugestão da empresa fornecedora do sistema de refrigeração para a instalação de inversores de frequência na alimentação dos compressores de geração de frio. Ver diagrama unifilar na figura 2.

Sob a ótica do processo, tal implantação trouxe excepcionais melhorias mantendo a temperatura dos refrigeradores e congeladores em valores absolutamente controlados, uma vez que a operação do compressor possui controle linear preciso, conferido pelo dispositivo de

acionamento e instrumentação complementar, garantindo a qualidade dos produtos ali expostos para serem comercializados.

Tal condição de operação e controle é também uma ferramenta muito importante sob a ótica da eficiência energética uma vez que estas cargas de geração de frio são as mais significativas do local. Curiosamente em função do interessante e eficiente sistema de iluminação natural também adotado pelo supermercado, as cargas de refrigeração operavam praticamente sozinhas durante o dia, uma vez que as outras cargas (micro-computadores, terminais e outras fontes chaveadas) possuíam valores nominais reduzidos, além de também distorcidas.

A avaliação das distorções harmônicas de corrente assustou a equipe técnica do supermercado. A primeira consideração é relativa aos períodos de baixa carga quando a rotação dos equipamentos é menor e a distorção harmônica de corrente é maior sob ponto de vista dos aspectos relativos a corrente fundamental, isto é, a THDI é maior, apesar dos valores absolutos em ampéres de cada uma das correntes harmônicas serem menores do que em plena carga.

A distorção harmônica dos conversores de 6 pulsos como os instalados fazem com que a instalação atinja valores de THDI maiores que 30%, ultrapassando aparentemente os limites impostos pela IEEE 519.

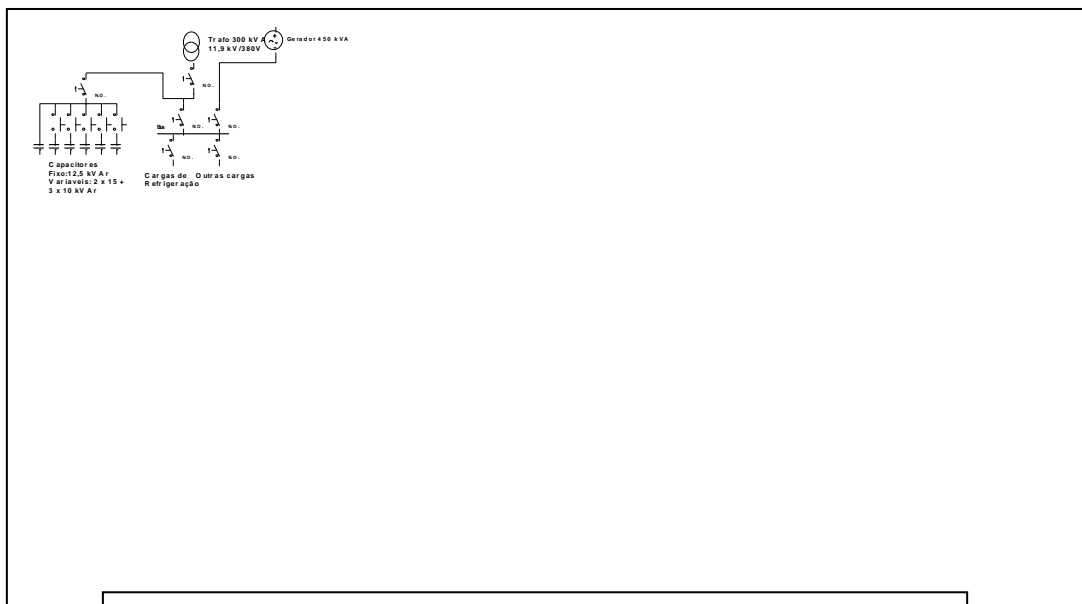


Figura 2– Diagrama unifilar simplificado da Instalação

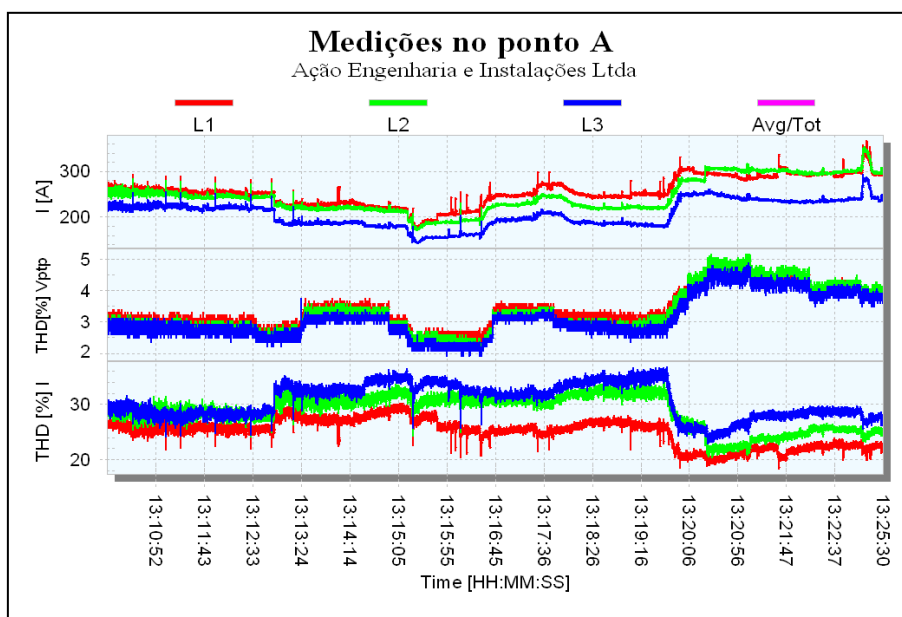


Figura 3 -Medições das THDV e THDI e corrente secundária do Trafo



Da figura 3 observa-se:

13:13-Aumento de THDV quando da entrada de capacitores, típico fenômeno de ressonância.

13:20-Ligado o sistema de iluminação – Aumento do THDV com redução da THDI.

O tratamento da avaliação dos limites (de THDI) para o caso exposto deve considerar inicialmente a determinação dos parâmetros discutidos anteriormente.

Devem ser definidos dois parâmetros; a relação da corrente estimada de curto circuito ( $I_{sc}$ ) pela corrente  $I_L$  no “ponto de acoplamento comum” definida como: “ $I_{sc}/I_L$ ” e o TDD obtido da norma mediante a informação do primeiro.

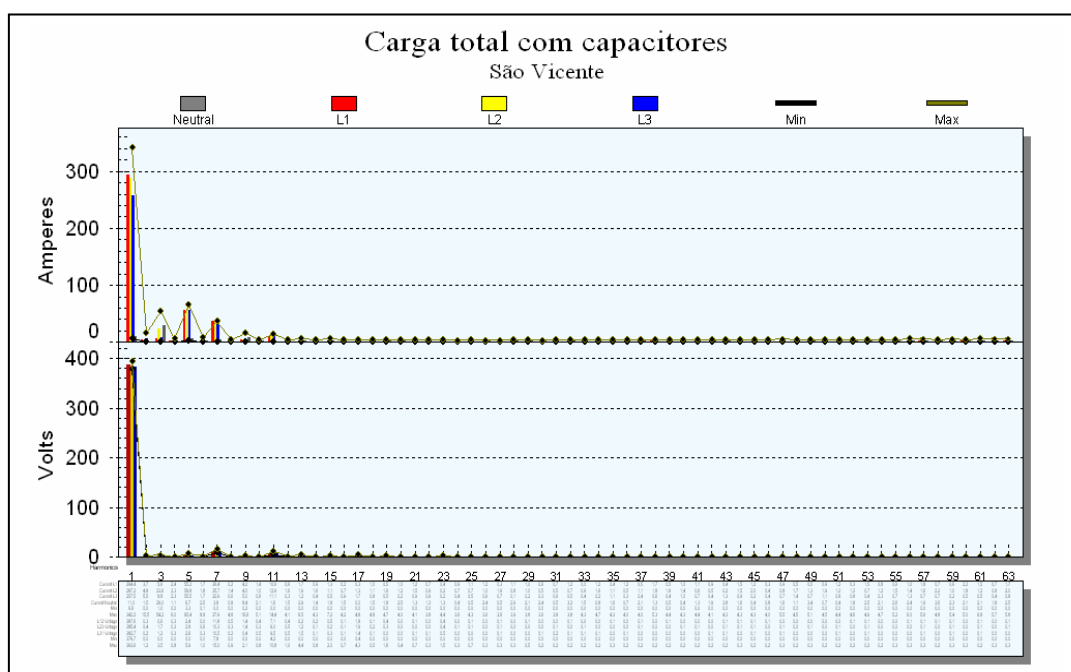


Figura 4 – Espectro de correntes e tensões harmônicas na situação de máxima carga e com capacitores

-Definição de  $I_L$ :

A máxima corrente fundamental histórica ( $I_L$ ) foi assumida como a máxima corrente fundamental medida em condição de carga plena; 300 A, conforme figura 4; este valor é uma estimativa da maior corrente a ser obtida em médio prazo na instalação, equivalendo ao conceito discutido de demanda. Outra possibilidade seria avaliar o histórico das demandas, mas poderia haver variáveis não convenientes, tais como regime de carga, etc.

#### -Relação $I_{sc}/I_L$

##### Definição de $I_{sc}$ :

Considerando-se que o fornecimento de energia pela concessionária local é efetuado em média tensão, o problema trata de estimar o valor da corrente de curto circuito na entrada de energia ou PCC. Na falta desta informação, assumimos um nível de curto circuito equivalente a um transformador de 10 MVA típico de alimentação de circuitos de distribuição por concessionárias. Uma segunda avaliação poderia se reduzir esta potencia de alimentação para 5 MVA a fim de entender a sensibilidade da proposta da IEEE 519

Esta discussão sobre qual o ponto em que o valor da potência (ou corrente) de curto circuito deve ser estimado, isto é, se na media ou na baixa tensão gera valores extremamente diferentes da relação  $I_{sc}/I_L$  e conseqüentemente de limites de TDD.

A tabela 1 considera duas possibilidades:

-PCC na entrada de energia tendo como fonte um trafo de 10 MVA, desprezando-se a impedância do circuito de distribuição.

-PCC na saída do transformador:

cálculo de $I_{SC}/I_L$						
Pot.Trafo (kVA)	Tensão (V)	$I_n$ (A)	$I_{sc}$ (A)	$I_L$ (A)	$I_{sc}/I_L$	TDD limite*
300	380	456	9127	283	32	8%
10000	13200	438	8760	8	1095	20%

\*conforme IEEE 519 tabela 10.3

Tabela 1 – Estimativa dos limites de TDD aceitáveis em MT e BT

A análise da tabela 1 nos leva a conclusão que se considerarmos o PCC como o secundário do transformador a limitação para a TDD é de 8% enquanto a consideração do PCC na média tensão leva o limite de TDD para 20%

-Estimativa de cálculo do TDD da instalação.

Definição da HDI (corrente harmônica total):

Para a avaliação da corrente harmônica total (HDI), médias quadráticas das harmônicas, foram consideradas 3 situações para ilustração, apesar de ao final se considerar somente a situação relativa ao pior caso. O comportamento da carga é na seqüência avaliado.

H	$I_1$ (A)	$I_2$ (A)	$I_3$ (A)	I média(A)
3				
5	55	59	55	56
7	36	35	32	34
9				
11	10	12	11	11
13				

HDI	67
-----	----

Tabela 2 - Correntes harmônicas e TDD em situação de plena carga e capacitores

IL	300
TDD	22,3%

H	I1(A)	I2(A)	I3(A)	Imd(A)
3				
5	55	55	51	54
7	28	25	26	26
9				
11	5	5	5	5
13				
IL	250	300	300	283

HDI	60
IL	300
TDD	20%

Tabela 3 – Correntes harmônicas e TDD com cargas de refrigeração

H	A1	A2	A3	Amd
3				
5	55	59	55	56
7	32	32	29	31
9				
11	8	10	9	9
13				

HDI	65
IL	350
TDD	19,5%

Tabela 4 – Correntes harmônicas e TDD com carga plena sem capacitores

Tomando como limite de TDD de 20% da figura 1 (aquele que considera o PCC na média tensão) observamos:

A condição de operação da tabela 2 com TDD de 22,3%, é pouco superior ao limite de 20%.

A mesma condição de carga da tabela 2, porém sem compensação reativa, expressa pela tabela 4 possui corrente fundamental um pouco maior, pois a compensação reativa reduz a corrente fundamental ( $I_L$ ) na relação do fator de potência original e do corrigido (de 15 a 20%); podendo incrementar ainda as correntes harmônicas em situações de ressonância e por fim interferindo diretamente no cálculo do TDD. Ou seja, a não existência do banco de capacitores "aliviaria" a situação sob o ponto de vista de estimativa do TDD e a instalação poderia ser considerada como adequada às prescrições da IEEE 519.

Já a avaliação expressa pela tabela 3; condição parcial (e típica) de carga, atinge o valor limítrofe de TDD,

Se considerarmos o PCC como o primário do trafo a TDD limite pode atingir 20%, já, se considerado no secundário, o limite será de apenas 8% e nenhuma das situações analisadas estariam em situação de conformidade.

Ainda considerando-se o transformador da concessionária não como de 10 MVA, mas como 5 MVA, este limite do TDD seria de 15%, valor um pouco mais restrito. Deste exercício pode-se interpretar o conceito do grau de liberdade de distorção de corrente da carga relacionado a potencia da fonte.

Discutido o aspecto da TDD, deve-se avaliar o comportamento da distorção total de tensão (THDV), cujos registros ficaram dentro das expectativas durante todas as configurações possíveis da operação da carga, mesmo considerando os aspectos da ressonância causada pelo banco de capacitores instalado no local.

A ressonância pode ser percebida pelos seus efeitos, tais como a elevação da tensão de forma acima da expectativa e pelo incremento da distorção de tensão THDV no

barramento quando os capacitores estão operando. A outra forma mais direta e precisa de se avaliar a ressonância é a verificação da circulação de correntes harmônicas nos capacitores.

A situação apesar de se mostrar estável no instante da medição (capacitores podem suportar algo em torno de 30% de sobre correntes), deve ser mais bem avaliada afim de que o sistema elétrico não seja comprometido. Se ocorrer acréscimo de carga na instalação o banco automático irá inserir mais capacitores, mudando a situação (frequência de ressonância) em relação àquela verificada quando das medições.

Outras observações:

Todas as cargas da instalação (não só as de refrigeração) são "não lineares" cada qual com suas características.

A condição que deve ser absolutamente atendida é o atendimento aos limites da distorção de tensão, cujo limite estabelecido para aplicações gerais pela IEEE 519 de 1992 é de 5%.

A aplicação de filtros de harmônicas (ativo ou passivo) no sistema de refrigeração atenuaria a THDI daquelas cargas e da instalação como um todo, porém o impacto na THDV da instalação não seria tão significativo.

A implantação de bancos de capacitores anti-ressonantes no lugar dos instalados seria uma solução simples e eficaz, pois as harmônicas não circulariam pelos capacitores, impossibilitando a ressonância e o aumento relativo das correntes e tensões harmônicas. Se o tempo de resposta deste sistema de compensação for rápido (manobra

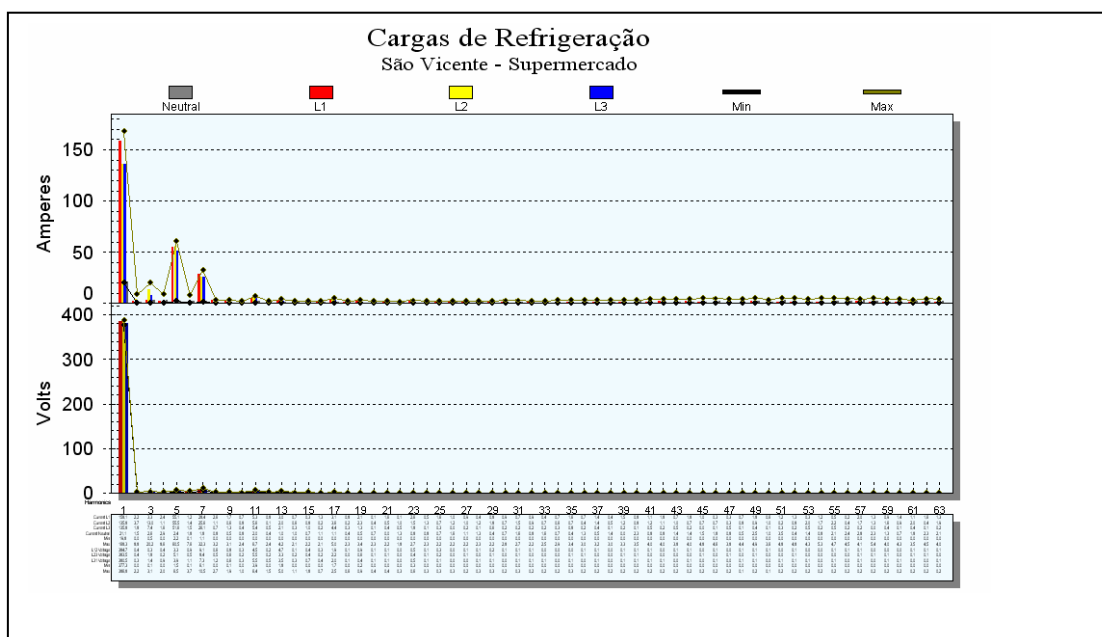


Figura 4- Amostras de corrente nos capacitores

estática), a regulação de tensão será sensivelmente melhorada.

Outra questão: Como seria o comportamento do sistema operando com o gerador:

Apesar de não considerarmos nesta análise a operação das cargas com esta fonte alternativa ou de contingência; é imediato que se conclua (em função da impedância do gerador ser 3 a 4 vezes maior que a do transformador) que o cálculo do  $I_{sc}/I_L$ , levaria os limites de TDD para

valores seriam bem menores, neste caso o PCC seria necessariamente os bornes do gerador.

As possibilidades de atendimento a este novo TDD limite, seriam a instalação de filtros ou sobre-dimensionamento do gerador, buscando uma impedância menor.

Esta situação é muito comum quando se aplicam geradores como fontes de contingência na alimentação de sistemas que contenham cargas não lineares com distorções de corrente significativas.

Por outro lado, a compensação de energia reativa em geradores é um assunto que merece cuidados adicionais, uma vez que os mesmos possuem restrições a atendimento a situações em que as cargas se tornem capacitivas. Necessariamente o tempo de resposta do compensador de reativo deve ser muito curto, típicos de manobra estática.

Algumas questões devem ser ainda levantadas objetivando uma análise crítica:

-Quanto ao atendimento na condição de alimentação por gerador; Será que valeria a pena o investimento em filtros considerando-se que o gerador tem função de operação em back-up da concessionária para algumas cargas importantes durante algumas horas do ano, mesmo que as cargas operem aparentemente sem anormalidades com bons índices de confiabilidade?

-A análise da TDD não é apenas uma comparação de tabelas na técnica de "passa - não passa", mas uma análise de quanto seria necessário investir e quais seriam os benefícios decorrentes. No caso exposto de TDD de 23.5%, seria fundamental a inserção de dispositivos de limitação de correntes harmônicas, buscando o limite normalizado de 20%?



-Em complemento ao item anterior, valeria a pena investir para adequar a situação sob todos os pontos de vista e aspectos listados de atendimento aos valores de TDD, para redução do THDV dos atuais 5% pra 4% ou 3,5% ?

**-Não seria a limitação da distorção de corrente imposta, uma forma de se obter limites aceitáveis de distorção de tensão? Uma vez que esta de fato é importante objetivando o atendimento as outras cargas? Existe sentido físico em limitar a distorção de corrente das cargas mesmo com limites de tensão aceitáveis devido as próprias características do sistema fonte x carga?**

-Quantas seriam as instalações existentes em que filtros são instalados para corrigir situações de ressonância harmônica, que poderiam ser evitadas desde o início do projeto?

-Quantos seriam os usuários que desistiriam de avançar no uso de novas tecnologias de controle de seus processos aplicando técnicas convencionais de acionamento, apenas para não viver situações como esta?

Felizmente as respostas são decorrentes de análise de engenharia em cada caso e altos investimentos, podem nem sempre ser a melhor alternativa.

## Referências:

[1]IEEE Std 519-1992, IEEE Recommended Practices and Requirements for Harmonic Control in Electrical Power Systems, New York, NY: IEEE

[2]Hoevenaars, Tony; Le Doux, Kurt; Colosino, Matt  
Interpreting IEEE Std 519 and Meeting its Harmonic Limits  
in VFD Applications

[3] Blooming, T.; Carnevale D.  
Harmonic Convergence; IEEE STD 519-1992, helps define  
application of harmonic limits- IEEE Industry Applications  
Jan/Febr/2007.