

UNIVERSIDADE SÃO FRANCISCO
CURSO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

**QUALIDADE DA ENERGIA ELETRICA NO BRASIL E OS CRESCENTES
PROBLEMAS CAUSADOS POR HARMÔNICOS**

Área de Engenharia Elétrica e Telecomunicações

por

Luiz Gustavo Bucca Prado

Geraldo Peres Caixeta, Prof.
Orientador

Campinas (SP), dezembro de 2007

UNIVERSIDADE SÃO FRANCISCO
CURSO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

**QUALIDADE DA ENERGIA ELETRICA NO BRASIL E OS CRESCENTES
PROBLEMAS CAUSADOS POR HARMÔNICOS**

Área de Engenharia Elétrica e Telecomunicações

por

Luiz Gustavo Bucca Prado

Relatório apresentado à Banca Examinadora do
Trabalho de Conclusão do Curso de Engenharia
Elétrica para análise e aprovação.
Orientador: Prof. Geraldo Peres Caixeta.

Campinas (SP), dezembro de 2007

DEDICATÓRIA

Dedico este trabalho a minha mãe Sônia, pai José Luiz, irmão Gabriel e a minha noiva Milena. Estas pessoas são a base da minha vida.

AGRADECIMENTOS

Agradeço meu professor, orientador e amigo Geraldo Peres Caixeta pela dedicada orientação à realização deste trabalho.

Agradeço também meus colegas de graduação e trabalho que participaram direta ou indiretamente na realização deste trabalho. Em especial aos professores Jorge Pereira Salomão, Luiz Carlos de Freitas Jr. e Marcos Sanches.

SUMÁRIO

LISTA DE FIGURAS.....	viii
LISTA DE TABELAS.....	ix
LISTA DE EQUAÇÕES.....	x
RESUMO.....	xi
ABSTRACT.....	xii
1 INTRODUÇÃO.....	1
1.1O SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO.....	2
1.2POTÊNCIA INSTALADA E PROJEÇÃO DE EXPANSÃO.....	3
1.3A HIERARQUIA NO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO.....	4
1.4O CONTEXTO ATUAL.....	5
2 QUALIDADE E CONSERVAÇÃO DE ENERGIA.....	6
2.1CONTINUIDADE NO FORNECIMENTO.....	8
2.2NORMAS E ORGANIZAÇÕES RELACIONADAS À ENERGIA ELÉTRICA.....	11
2.3CONDIÇÕES IDEAIS DE OPERAÇÃO.....	12
3 PERFIL DOS DISTÚRBIOS.....	12
3.1DETALHE DOS FENÔMENOS.....	14
3.2TRANSITÓRIOS.....	16
3.3TRANSITÓRIO IMPULSIVO.....	16
3.4TRANSITÓRIO OSCILATÓRIO.....	18
4 VARIAÇÃO DE TENSÃO DE CURTA DURAÇÃO.....	21
4.1INTERRUPÇÃO.....	22
4.2AFUNDAMENTOS DE TENSÃO (SAGS).....	22
4.3ELEVAÇÃO DE TENSÃO (SWELL).....	24
5 VARIAÇÕES DE LONGA DURAÇÃO.....	25
5.1SOBRETENSÃO.....	25
5.2SUBTENSÃO.....	26
5.3INTERRUPÇÕES SUSTENTADAS.....	28
5.4DESEQUILÍBRIO DE TENSÃO.....	29
6 DISTORÇÃO NA FORMA DE ONDA.....	30
6.1NÍVEL CONTÍNUO (DC OFFSET).....	30
6.2NOTCHING.....	31
6.3RUÍDO (NOISE).....	32
6.4FLUTUAÇÕES DE TENSÃO.....	33
6.5VARIAÇÕES DE FREQUÊNCIA.....	34
7 HARMÔNICAS.....	34

7.1 DEFINIÇÃO E ORIGEM DAS HARMÔNICAS.....	34
7.1.1 Ordem, frequência e seqüência das harmônicas.....	36
7.1.2 Espectro harmônico	38
7.1.3 Taxa de distorção harmônica total.....	39
7.1.4 Exemplo prático	41
7.1.5 Fator de potência e $\cos\phi$	42
7.1.6 Fator de desclassificação (K).....	43
7.1.7 Fator de crista (FC)	44
7.2 EFEITOS E CONSEQÜÊNCIAS DAS HARMÔNICAS	45
7.2.1 Aquecimentos excessivos	45
7.2.2 Disparo de dispositivos de proteção	46
7.2.3 Ressonância.....	46
7.2.4 Vibrações e acoplamentos	47
7.2.5 Tensão elevada entre terra e neutro.....	47
8 MÉTODOS DE MITIGAÇÃO DE HARMONICAS	47
8.1 SOLUÇÕES DE BASE.....	47
8.1.1 Posicionar as cargas poluentes a montante rede.....	48
8.1.2 Reagrupar as cargas poluentes.....	48
8.1.3 Separar as fontes	49
8.1.4 Escolher um esquema de aterramento adaptado.....	49
8.2 AÇÕES NO CASO DE ULTRAPASSAGEM DOS VALORES LIMITES... 51	
8.2.1 Indutância	51
8.2.2 Filtro passivo LC	52
8.2.3 Filtro ativo	54
9 Simulação e projeto.....	56
9.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS.....	57
9.2 SITUAÇÃO SIMULADA.....	58
9.2.1 Cálculo dos bancos de capacitores	59
9.2.2 Espectro harmônico das cargas	60
9.2.3 Dimensionamento do sistema.....	61
10 Conclusões.....	66
GLOSSÁRIO.....	69

LISTA DE ABREVIATURAS

ABRACE	Associação Brasileira de Grandes Consumidores Industriais de Energia Elétrica
AC	Alternate Current
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CBEMA	Computer and Business Equipment Manufacturers Association
CIGRÉ	Comitê Nacional Brasileiro de Produção e Transmissão de Energia Elétrica
CPD	Centro de Processamento de Dados
DC	Direct current
DEC	Duração equivalente de interrupção por unidade consumidora
DIC	Duração de interrupção individual por unidade consumidora
DMIC	Duração máxima de interrupção contínua por unidade consumidora
DNAEE	Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica
DR	Disjuntor Residual
EEE	Empresa de Energia Elétrica
FC	Fator de Crista
FEC	Frequência equivalente de interrupção por unidade consumidora
FIC	Frequência de interrupção individual por unidade consumidora
FP	Fator de Potência
GIC	Geomagnetic Inducted Current
HVDC	High Voltage Direct Current
IBS	Instituto Brasileiro de Siderurgia
ICHPS	International Conference on Harmonics in Power Systems
ICHQP	International Conference on Harmonics and Quality of Power
IEC	International Electrotechnical Commission
IEEE	Institute of Electric Electronic Engineers
ITI	International Tele communications Institute
ONS	Operador Nacional do sistema
P.U	Por unidade
PCHs	Pequenas Central Hidroelétrica
PCTs	Pequenas Central Termoelétrica
PROINFA	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica
QEE	Qualidade da Energia Elétrica
RMS	Root Mean Square
SBQEE	Seminário Brasileiro sobre Qualidade da Energia Elétrica
SEE	Sistema de Energia Elétrica
SIC	Solar Inducted Current
SIN	Sistema Interligado Nacional
SLG	Single Line-to-Ground
TC	Transformador de corrente
TCC	Trabalho de Conclusão de Curso
THD	Total Harmonic Distortion
THD _I	Total Harmonic Current Distortion
THD _U	Total Harmonic Voltage Distortion
TP	Transformador de potência
UIE	International Union for Electric Applications
UPS	Uninterruptable Power System
USF	Universidade São Francisco

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Processo de geração e distribuição	2
Figura 2. Potência consumida por classe (fonte ONS).....	4
Figura 3. Previsão otimista de expansão (fonte ONS).	4
Figura 4. Hierarquia do setor elétrico brasileiro (fonte: ANEEL)	5
Figura 5. Corrente transitória impulsiva oriunda de uma descarga atmosférica [18]	17
Figura 6: Transitório oscilatório [17]	21
Figura 7: Interrupção[17]	22
Figura 8: Sag [17].....	23
Figura 9: Swell [17].....	24
Figura 10: Queda de tensão ao longo do alimentador [18]	27
Figura 11: Notching [17].....	32
Figura 12: Ruído[17].....	32
Figura 13: Flutuação de tensão[17].....	33
Figura 14: Carga linear.....	35
Figura 15: Carga não-linear.....	35
Figura 16: Corrente no neutro 3 vezes maior que as correntes de fase.....	37
Figura 17: Esquema unifilar representando a impedância do circuito de alimentação.....	37
Figura 18: Forma de onda trifásica e espectro de um sinal praticamente senoidal.....	38
Figura 19: Forma de onda trifásica e espectro de um sinal deformado.....	39
Figura 20: Forma de onda e espectro de um sinal praticamente senoidal ($THD_f = 1,9\%$).	40
Figura 21: Forma de onda e espectro de um sinal praticamente senoidal ($THD_f = 44,9\%$).	41
Figura 22: Forma de onda de corrente e seu espectro ($THD_f = 74,5\%$).....	42
Figura 23: Forma de onda com diferença significativa entre fator de potência e o $\cos\phi$	43
Figura 24: Os sinais têm o mesmo valor eficaz, mas apresentam fatores de crista muito diferentes.....	45
Figura 25: Cargas perturbadoras a montante (esquema aconselhável).	48
Figura 26: Reagrupamento de cargas poluidoras a mais montante possível.....	48
Figura 27: Alimentação de cargas poluidoras por transformadores separados.....	49
Figura 28: Sistema de aterramento TN-C.	50
Figura 29: Sistema de aterramento TN-C x TN-S.....	50
Figura 30: Uso de indutância para atenuação de todas as harmônicas.....	51
Figura 31: Emprego de filtro passivo LC para atenuação de harmônica específica (5° ordem) [12]	53
Figura 32: Filtro passivo LC compensado para atenuação de harmônica específica [12]	54
Figura 33: Conexão típica de um filtro ativo [12].....	55
Figura 34: Exemplo real da atuação de um filtro ativo.	56
Figura 35: Diagrama unifilar da instalação simulada.....	59
Figura 36: Tensão na barra BT2 sem filtro (software).....	61
Figura 37: Corrente na carga 2 sem filtro (software).....	62

LISTA DE TABELAS

Tabela 1. Oferta de energia – Acréscimo anual da potência instalada (fonte ABCE).	3
Tabela 2. Potência instalada por tipo de geração (fonte ABCE).....	3
Tabela 3. Categorias e características dos fenômenos eletromagnéticos em SE(Fonte: IEEE)	13
Tabela 4. Tipos de distúrbios.	14
Tabela 5. Tipos de distúrbios (Continuação)	15
Tabela 6. Tipos de distúrbios (Continuação)	15
Tabela 7. Tipos de distúrbios (continuação).	16
Tabela 8. Ordem, frequência e seqüência das harmônicas.....	36
Tabela 9. Limites de distorção de corrente para sistemas de distribuição (120V até 69kV).	40
Tabela 10. Correntes harmônicas do exemplo prático.	41
Tabela 11. Valores relativos às figuras 30.	44
Tabela 12: Espectro harmônico das cargas na simulação	60
Tabela 13: Distorções harmônicas – Valores simulados no software	60
Tabela 14: Distorções harmônicas – Valores simulados no software após dimensionamento dos componentes do filtro e do banco de capacitores.....	63
Tabela 15: Correntes harmônicas absorvidas pelo filtro (simulação software).	64
Tabela 16: Resultado da simulação	65

LISTA DE EQUAÇÕES

Equação 1:.....	22
Equação 2:.....	28
Equação 3:.....	31
Equação 4:.....	41
Equação 5:.....	41
Equação 6:.....	43
Equação 7:.....	44
Equação 8:.....	44
Equação 9:.....	45
Equação 10:.....	46
Equação 11:.....	46
Equação 12:.....	53
Equação 13:.....	54

RESUMO

B. PRADO, Luiz Gustavo. QUALIDADE DA ENERGIA ELETRICA NO BRASIL E O CRESCENTE PROBLEMA DAS HARMONICAS. Trabalho de Conclusão de Curso, Universidade São Francisco, Campinas, Ano 2007.

O termo Qualidade de Energia Elétrica (QEE) se refere à qualidade da tensão e corrente nas instalações elétricas, e representa hoje a mais importante prioridade das empresas de geração, transmissão e principalmente da indústria. É muito importante que a qualidade da energia que alimenta os consumidores (em particular nas plantas industriais) fosse a melhor possível, visto que os problemas na qualidade da energia afetam diretamente o volume da produção e qualidade do produto.

Entre os problemas de qualidade de energia, comumente encontrados nas operações industriais, estão incluídos transitórios (impulsivos, oscilatórios), variações de curta duração (interrupção, afundamento/sag, elevação/swell), variações de longa duração (interrupção permanente, subtensão, sobretensão), desequilíbrio de tensão, distorção da forma de onda (harmônicas, ruído, transientes de comutação, eventuais níveis cc, interharmônicas), flutuação de tensão e variações de frequência da rede.

Este trabalho ilustra todos os problemas que podem influenciar na QEE, focando especialmente sobre o problema das harmônicas. Descreve o crescente aumento das harmônicas nas instalações brasileiras em virtude da alteração da natureza das cargas consumidoras, suas conseqüências e métodos de mitigação através de filtros.

No projeto utilizando o software PTW foi simulada uma típica instalação industrial poluída por harmônicas e com baixo fator de potência, sendo projetado um banco capacitivo capaz de elevar o fator de potência e um filtro passivo sintonizado que reduziu os níveis harmônicos para dentro de padrões aceitáveis.

Palavras-chave: HARMÔNICOS, QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA, FILTROS;

ABSTRACT

B. PRADO, Luiz Gustavo. POWER QUALITY IN BRAZIL AND THE INCREASSING HARMONICS PROBLEM. Course Conclusion Work, University São Francisco, Campinas, Year 2007.

The Power Quality (PQ) term refers to the voltage and current quality in the electric facilities, and nowadays it represents the one of the main priority to generation companies, transmission companies and especially for industries. It's very important that the power quality that supply the customers particularly in industrial plant, should be the best possible because the power quality problems affects directly the production numbers and product quality.

Between the power quality problems, commonly found in the industrial operations, it can be included transients (impulsive, oscillatory), short duration variations (interruption, sag, swell), long duration variations (sustained interruptions, undervoltage, overvoltage), voltage unbalances, waveform distortions (harmonics, noise, notching, DC offset, inter-harmonics), voltage fluctuations and power frequency variations.

This work shows every problem related with the power quality focusing especially in harmonics problems. Describe the increasing problem about harmonics in electric brasilian installations because of the load nature changes, consequences and mitigation methods although filters.

In the project using the software PTW was simulated a typical industrial plant polluted by harmonics and with low power factor and is designed capacitive a bank capable of increasing the power factor and a passive filter tuned that reduced levels for harmonic within acceptable levels.

Keywords: HARMONICS, POWER QUALITY , FILTERS;

1 INTRODUÇÃO

Qualidade de Energia Elétrica designa uma área de estudos pertinente aos Sistemas de Energia Elétrica (SEE), que corresponde ao termo composto da língua inglesa "Power Quality", e tem sido usada para agregar em um único tema uma série de conceitos utilizados em engenharia elétrica. Podemos definir como Qualidade na Energia Elétrica (QEE) como: *Qualquer problema de energia manifestado na tensão, corrente ou nas variações de frequência que resulte em falha ou má operação de equipamentos de consumidores [1].*

Este tema vem sendo, em anos recentes, objeto de preocupação e de esforços coordenados de diagnósticos e de análise para que se atinja o maior entendimento possível sobre o mesmo. Protagonistas desta atitude têm sido tanto concessionárias de energia elétrica, quanto grandes consumidoras, bem como universidades, centros de pesquisa e fabricantes de equipamentos.

Em virtude disso a matéria tem merecido ampla divulgação através de um número inevitável de artigos, informes técnicos e comentários em publicações nacionais e internacionais. O estudo, a caracterização, a compreensão, em resumo, a abordagem de alguns dos fenômenos que afetam a QEE, já vinha apresentando avanços significativos. Contudo, quase sempre foram tratados de forma independente e sem levar muito em conta as inevitáveis inter-relações entre os sistemas geradores e consumidores. Por outro lado, restaram ainda fenômenos que não foram analisados profundamente ou sob esta ótica unificadora [2].

Quando ocorre um fenômeno que afeta a QEE, surgem inevitavelmente, até em seus aspectos mais primários, dificuldades, tais como: conceituação apropriada, nomenclatura adequada, definição de assuntos pertinentes, simbologia padronizada, regulamentação alicerçada, assim como os limites a serem observados para aferir a relevância de um problema de qualidade de energia nos diferentes cenários que possam vir a interessar.

Em face do exposto, é importante a priorização do tema, sobretudo em projetos de novas unidades industriais, bem como nos de modernização das já existentes. Não se deve, contudo, deixar de observar que, em geral, soluções em qualidade de energia só são passíveis de serem alcançados, quando fornecedores de energia, consumidores, e fabricantes de equipamentos conscientizam-se da necessidade de entendimento mútuo para tal.

1.1 O sistema elétrico brasileiro

O Sistema Elétrico Brasileiro tem uma capacidade instalada aproximadamente 98.800 MW, com predominância hidrelétrica (75%) e uma vasta rede de transmissão, com mais de 150.000 km de linhas com tensão igual ou maior que 138 KV. Existem mais de 40 milhões de consumidores, dos quais 32,5 milhões são consumidores residenciais.

A figura 1 esquematiza de uma forma simplificada todo o processo desde a geração, transmissão e distribuição. A energia deixa a sua fonte geradora (1), passando por uma subestação de elevação da tensão (2), pelo seu transporte por longas linhas de transmissão até as áreas onde há a sua necessidade nos centros consumidores. Uma vez neste ponto, o nível de tensão é rebaixado por outra subestação (4) sendo que as linhas do sistema de distribuição (5) encarregam-se de direcionar a energia elétrica até as residências, centros comerciais e industriais [10].

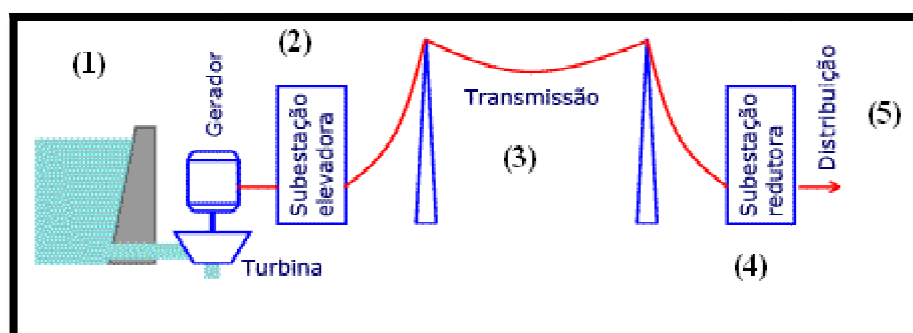


Figura 1: Processo de geração e distribuição

Outras características deste sistema estão listadas a seguir:

- Grandes centrais hidrelétricas, distantes dos centros de carga;
- Hidrelétricas com grandes reservatórios, com regulação plurianual;
- Unidades hidráulicas com grandes capacidades: Itaipu (700 MW), G.B. Munhoz (418,5 MW), Itumbiara (380 MW), etc.
- Longas linhas de transmissão, com restrições (gargalos) em algumas áreas do sistema;
- Frequentes condições operativas envolvendo grandes transferências de energia, principalmente na condição de carga leve, no sentido de aproveitar as diversidades das bacias hidrológicas.
- Consumo de energia com elevada taxa de crescimento (6 % por ano, nos últimos anos).

- Atrasos nas obras de usinas hidrelétricas que exigem grandes investimentos, com necessidade urgente de expansão do parque gerador.

Quando de condições hidrológicas desfavoráveis, para o atendimento às condições energéticas, as transferências de blocos de energia entre áreas do sistema são acentuadas, notadamente nas condições de carga leve e mínima. É comum verificar-se nestas situações, a reversão de fluxo de potência ativa em determinadas linhas e transformadores do sistema.

1.2 Potência instalada e projeção de expansão

Observe abaixo gráficos que ilustra a potência total hoje instalada no Brasil e como a aumento na capacidade vem se dando ao longo do tempo:

Tabela 1. Oferta de energia – Acréscimo anual da potência instalada (fonte ABCE).

Tipo	30/04/05	2005	2006	2007	2008	2009	Total
Hidráulica	455	2.242	3.755	457	760	915	8.149
Térmica PPT	575	876	572	590	200	0	2.238
Térmica Emergencial	-154	-154	-785	0	0	0	-939
Térmica Outras	70	-98	0	0	0	0	-98
Nuclear	0	0	0	0	0	0	0
Itaipu Brasil	0	0	700	0	0	0	700
PROINFA – PCHs	0	0	0	1.192	0	0	1.192
PROINFA – PCTs	0	0	0	655	0	0	655
PROINFA – Eólicas	0	0	0	1.423	0	0	1.423
Total Brasil	946	2.866	4.262	4.317	960	915	13.320
Itaipu Paraguai	0	0	193	-28	-29	-30	106
Importação Argentina	0	0	0	0	0	0	0
Acréscimo Total Disp. SIN	946	2.866	4.455	4.289	931	885	13.426
Capacidade Total SIN	89.597	91.517	95.972	100.260	101.190	102.075	

Tabela 2. Potência instalada por tipo de geração (fonte ABCE).

Tipo	30/04/05	2005	2006	2007	2008	2009
Hidráulica	62.181	63.968	67.743	68.200	68.959	69.874
Térmica PPT	6.595	6.896	7.468	8.057	8.257	8.257
Térmica Emergencial	785	785	0	0	0	0
Térmica Outras	3.681	3.513	3.513	3.513	3.513	3.513
Nuclear	2.007	2.007	2.007	2.007	2.007	2.007
Itaipu Brasil	6.300	6.300	7.000	7.000	7.000	7.000
PROINFA – PCHs	0	0	0	1.192	1.192	1.192
PROINFA – PCTs	0	0	0	655	655	655
PROINFA – Eólicas	0	0	0	1.423	1.423	1.423
Capacidade Instalada SIN	81.549	83.469	87.731	92.047	93.006	93.921
Itaipu Paraguai	5.870	5.870	6.063	6.035	6.006	5.976
Importação Argentina (*)	2.178	2.178	2.178	2.178	2.178	2.178
Total disp. SIN	89.597	91.517	95.972	100.260	101.190	102.075

(*) Para avaliação energética e balanço de ponta foi considerada a disponibilidade de 400,71 MWmed, conforme Port. MME 153/2005 e Res. ANEEL 155/2005

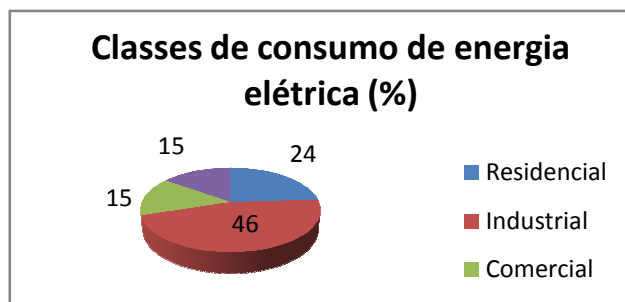


Figura 2. Potência consumida por classe (fonte ONS).

A economia brasileira vem crescendo por ano em média 4% ao ano, e conseqüentemente o consumo de energia elétrica também aumenta. Para que não tenhamos a repetição do quadro de racionamento ocorrido alguns anos atrás, é muito importante que a oferta de energia também cresça. Abaixo há um gráfico ilustrando a necessidade de expansão até 2009.

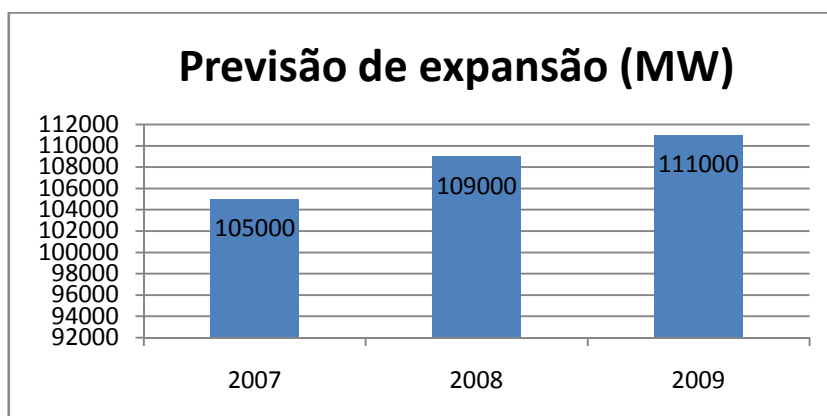


Figura 3. Previsão otimista de expansão (fonte ONS).

1.3 A hierarquia no setor elétrico brasileiro

É muito importante que a QEE no fornecimento seja mantida dentro de padrões aceitáveis (ainda não há normais nacionais que definam os todos os parâmetros de QEE no Brasil). Todos os órgãos responsáveis pelas políticas energéticas, regulamentação e fiscalização ligada ao tema QEE são federais.

Também é vital que exista uma política nacional voltada a tomar as ações necessárias relativas à expansão e conservação do sistema, de forma a sempre manter “uma reserva” energética de segurança. Ainda mais que recentemente o governo federal lançou o PAC (Plano de Aceleração no crescimento), que pretende alavancar a economia brasileira e conseqüentemente haverá um maior consumo de energia elétrica devido a um aumento na produção interna.

No Brasil o setor elétrico possui a seguinte hierarquia:

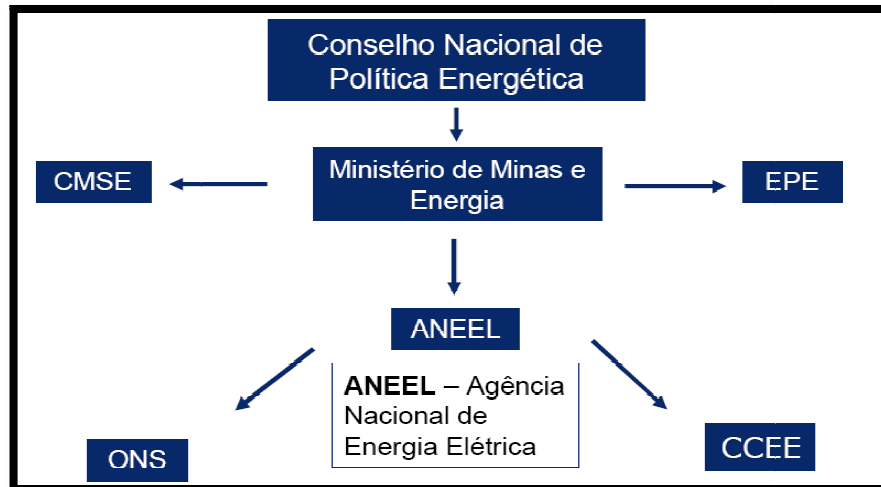


Figura 4. Hierarquia do setor elétrico brasileiro (fonte: ANEEL)

- Conselho Nacional de Política Energética: Faz assessoria a presidência em questões energéticas;
- Ministério de Minas e Energia: Responsável pela formulação de políticas energéticas;
- ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica: Seu papel é regulamentar e fiscalizar;
- ONS – Operador Nacional do Sistema: Opera todo o sistema elétrico interligado;
- CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica: Faz a comercialização e liquidação de energia elétrica;
- EPE – Empresa de pesquisa energética;
- CMSE – Comitê de monitoramento do setor elétrico: Monitora o sistema eletroenergético.

1.4 O contexto atual

QEE é um tema que vem ganhando notoriedade à medida que os consumidores, sobre tudo as industriais, relacionam problemas que ocasionaram perdas econômicas nos processos produtivos e ações corretivas tornam-se necessárias.

Para este contexto, cabe salientar que até bem pouco tempo atrás, a maioria dos consumidores industriais entendia que gerenciar a energia elétrica significava controlar a demanda, o fator de

potência, e administrar os contratos junto à concessionária. Pouco se falava em supervisão de grandezas como tensões, correntes, potências e muito menos, em distorções harmônicas ou transientes. Alguns especialistas garantem que nos próximos cinco anos, a evolução dos sistemas de gerenciamento de energia será tão grande quanto foi nos últimos 30 anos [5]. Por esta razão, as empresas que hoje pretendem apenas acompanhar a tensão e a corrente em tempo real logo manifestarão uma grande preocupação com o número de interrupções no fornecimento, e o tempo médio destas interrupções.

Pouco tempo depois, estes mesmos usuários desejarão acompanhar a forma de onda da tensão entregue pela concessionária, de modo a analisar, por exemplo, transitórios, correntes harmônicas e afundamentos de tensão. No entanto, esta almejada análise depende da definição apropriada de indicadores que representem o desempenho dos serviços prestados pelas concessionárias envolvidas. Adiante os índices de continuidade associados à QEE serão apresentados.

2 QUALIDADE E CONSERVAÇÃO DE ENERGIA

Qualidade de energia é um termo que pode ser usado para descrever os limites de variação das correntes e tensões de um sistema elétrico. A maior parte dos distúrbios pode ser originada em qualquer consumidor que tenha equipamentos classificados como não lineares. A ocorrência simultânea deste tipo de distúrbio em vários consumidores, ou mesmo internamente em um único consumidor, agrava a ultrapassagem dos limites impostos a certos valores de correntes e tensões dos sistemas de energia.

Os efeitos produzidos pela má qualidade de energia nos equipamentos elétricos são variáveis, indo desde ligeiros aquecimentos até a falha total. Cada tipo de equipamento sensível aos distúrbios, principalmente os eletrônicos, difere em seu comportamento em relação às quantidades e intensidades dos distúrbios, antes que ocorra uma falha.

No âmbito internacional e também foco deste trabalho, a preocupação com um dos principais temas abrangidos por QEE, que é o das harmônicas, e que por muitos anos dominou o cenário mundial, começou na segunda metade da década de 60 com os impactos dos sistemas de transmissão em corrente contínua nos tradicionais sistemas de potência em corrente alternada. Este mesmo assunto dominou as publicações na primeira metade da década de 70 [6].

Na segunda metade da década de 70 foram elaborados, ainda neste mesmo assunto, alguns importantes trabalhos de doutorado desenvolvidos por pesquisadores brasileiros [7]. Nesta mesma época o tema harmônico em sistemas de energia elétrica deixou de ser restrito aos problemas oriundos dos sistemas HVDC. Neste sentido, harmônicas passou a ser o principal tema de discussão da comunidade que hoje pode ser identificada como envolvida em QEE. Mesmo assim, já nesta época, problemas operacionais com computadores começaram a ser atribuídos a má qualidade da energia elétrica, onde o distúrbio mais comum era o afundamento de tensão [5].

Em 1984 foi realizado o 1º ICHPS (International Conference on Harmonics in Power Systems) sob patrocínio do IEEE. Esta Conferência, com realização bi-anual, tornou-se o mais importante evento internacional na área, hoje reconhecida como qualidade de energia elétrica. À medida que o tempo passava as distorções devidas às harmônicas tornavam-se apenas uma parcela do universo das distorções encontradas nos sistemas de energia elétrica em todo o mundo. QEE passou então a englobar todos os possíveis distúrbios dos sistemas de energia elétrica. Muitos artigos com este enfoque passam então a surgir, citando-se (François D. Martzlo 1988) como exemplo visto que neste trabalho e feita uma abordagem sobre os principais distúrbios que afetam cargas eletrônicas sensíveis e são relatadas as origens e tipos de distúrbios [8].

Em 1996 o original ICHPS teve sua denominação alterada, uma vez que a ênfase dos trabalhos apresentados na conferência já tinha deixado de ser apenas em harmônicas. Deste modo a edição da conferência em 1996 (Las Vegas) já apresentou a denominação de International Conference on Harmonics and Quality of Power (ICHQP). Vale à pena ressaltar que apesar do termo, em inglês, Power Quality ser o mais utilizado coloquialmente, o mesmo não pode ser utilizado na designação da conferência, uma vez que a Electrotek, empresa americana, havia registrado o termo Power Quality, e portanto o seu uso demandaria o pagamento de "royalties".

A partir de 1978 a Eletrobrás passou a discutir os critérios e metodologias para o atendimento a consumidores com cargas não-lineares, também denominadas "Cargas Especiais". Em 1984 houve uma revisão destes critérios e metodologias com o objetivo de acrescentar a experiência nacional das empresas de energia elétrica (EEE) que vinham desde a segunda metade da década de 70, enfrentando problemas envolvendo harmônicas. As propostas de critérios, procedimentos técnicos e limites recomendados nos relatórios emitidos, foram direcionados essencialmente para o controle dos distúrbios de natureza "quase-permanente" (distorção harmônica, flutuação e desequilíbrio de tensão) causados pela operação das cargas não lineares, de forma que não viessem a prejudicar a

operação dos outros tipos de cargas eletricamente próximas. Em 1993, foi feita uma nova revisão dos documentos anteriores, levando em conta a experiência dos grupos de trabalho da CIGRÉ, UIE, IEC e IEEE bem como a experiência operacional com as cargas não lineares das EEE brasileiras. Entidades representativas dos grandes consumidores de energia elétrica, tais como o Instituto Brasileiro de Siderurgia (IBS) e a Associação Brasileira de Grandes Consumidores Industriais de Energia (ABRACE), também participaram do debate.

Em 1996, como reflexo dos anseios da comunidade técnico/científica brasileira, que trabalhava com problemas pertinentes à qualidade de energia elétrica, foi criado o Seminário Brasileiro de Qualidade de Energia Elétrica (SBQEE), que hoje é o evento mais importante no Brasil e o último ocorreu em Santos no início de Agosto de 2007.

2.1 Continuidade no fornecimento

No que se refere à continuidade, os indicadores utilizados permitem o controle e monitoração do fornecimento de energia elétrica, a comparação de valores constatados ao longo de períodos determinados e, a partir de metas de qualidade definidas, a verificação dos resultados atingidos. Os indicadores, além de refletirem os níveis de qualidade, possibilitam a imposição de limites aceitáveis de interrupção de fornecimento. Esses índices são ainda utilizados pelas concessionárias de energia elétrica como valores de referência para os processos de decisão nas etapas de planejamento, projeto, construção, operação e manutenção do sistema elétrico de distribuição.

Em um contexto nacional, a ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) tem o papel de promover a qualidade da energia, regulamentar os padrões e garantir o atendimento aos mesmos, estimular melhorias, zelar direta e indiretamente pela observância da legislação, punir quando necessário, e também definir os indicadores para acompanhamento do desempenho das concessionárias. Cabe também ao órgão regulador estabelecer metas de melhoria de continuidade mediante contratos e/ou negociação com as concessionárias [ANEEL].

A implantação do novo modelo do setor elétrico configurou um monopólio natural regulado no segmento de distribuição, reforçando ainda mais a necessidade de apuração dos controles sobre a qualidade. A regulação pelo preço em vigor incentiva a assimetria de informação, pois as concessionárias não têm estímulos para fornecer dados relativos aos seus custos. Como o nível de qualidade implica em custos, a tendência das concessionárias é manter esse nível no menor patamar possível, de modo a maximizar seus ganhos, correspondentes à margem entre o preço do serviço e o cus-

to. Esses fatos, aliados à evolução dos recursos tecnológicos, tornaram imperativa a revisão desta portaria.

Com a finalidade de atingir este objetivo foi editada a Resolução no 024/2000 da ANEEL, que introduziu novos avanços, e reformulou os procedimentos de controle de qualidade sobre os aspectos da continuidade. Entre as medidas mais significativas estão à criação de procedimentos auditáveis, a uniformização do método de coleta de dados e registros dos mesmos, a forma de apresentação e a periodicidade do envio destes a ANEEL, de modo a possibilitar a análise e acompanhamento dos mesmos. Outra melhoria foi à introdução dos indicadores individuais, que tornou possível a avaliação das ocorrências de interrupção por unidade consumidora, o acompanhamento da agência reguladora e também do próprio consumidor.

Atualmente esses índices podem ser solicitados às concessionárias. Entretanto, a partir de janeiro de 2005 será obrigatório à inclusão destes dados na fatura. A apuração dos dados de interrupção para os indicadores são realizadas com periodicidade mensal, trimestral e anual. Foram introduzidos novos critérios de formação de grupo de consumidores de características semelhantes e contíguos, geralmente pertencentes a uma determinada área de uma concessionária, que possibilitou o atendimento homogêneo.

Esses conjuntos foram propostos pelas concessionárias à ANEEL, que após análise e aprovação, gerou uma resolução específica para cada concessionária com dados validados. Na resolução, estabeleceram-se padrões de referência baseados no levantamento de dados históricos de cada concessionária e a comparação destes entre as diversas empresas. O desenvolvimento de técnicas de comparação de desempenho entre as empresas de distribuição permitiu a formulação desses novos padrões e o estabelecimento de metas de melhoria dos índices de continuidade.

As metas para os indicadores de continuidade individuais, coletivos (para cada conjunto de unidades consumidoras), ou globais (para o total da concessionária) foram definidas através de negociação entre as concessionárias e a ANEEL. Foram estabelecidas por concessionárias, com base nos valores históricos dos indicadores para os agrupamentos de consumidores, na análise comparativa de desempenho das empresas e nas metas de contratos de concessão, quando existentes. Essas metas são possíveis de renegociação quando das revisões tarifárias.

Dos avanços obtidos pela resolução, podemos ainda ressaltar a exigência do envio dos indicadores a ANEEL, a imposição de penalidade por descumprimento das metas, o estabelecimento de

prazos para o aviso de interrupção aos consumidores com a antecedência necessária e a obrigatoriedade da informação dos indicadores na fatura. Também se determinou a disponibilização do serviço de atendimento gratuito e permanente para o registro de reclamações dos consumidores e as solicitações de providências para serviços emergenciais.

Os índices de continuidade adotados pelo órgão regulador são:

1. Coletivos:

- DEC: Duração equivalente de interrupção por unidade consumidora;
- FEC: Frequência equivalente de interrupção por unidade consumidora.

2. Individuais:

- DIC: Duração de interrupção individual por unidade consumidora;
- FIC: Frequência de interrupção individual por unidade consumidora;
- DMIC: Duração máxima de interrupção contínua por unidade consumidora.

Os indicadores coletivos são particularmente úteis à agência reguladora para atender suas necessidades de avaliação das concessionárias, enquanto os individuais servem mais especificamente ao interesse dos consumidores para avaliar o seu atendimento pela distribuidora.

Nas apurações dos indicadores acima todas as concessionárias devem considerar interrupções iguais ou maiores que 3 (três) minutos, e quando já estiver previsto no contrato de concessão, apuração com interrupções iguais ou maiores que 1 (um) minuto, será apurado das duas formas. A partir de 2005 todas as empresas deverão considerar somente as interrupções com intervalos iguais ou maiores que 1 (um) minuto, isto permite uma adequação de todas as distribuidoras ao padrão único de 1 (um) minuto no decorrer deste prazo, já que historicamente a maioria delas trabalhava com interrupções iguais ou maiores a 3 (três) minutos.

Falando sobre interrupções, do ponto de vista do consumidor ocorrem desligamentos, em várias linhas de produção, que são atribuídos as oscilações de tensão no sistema da concessionária. Do ponto de vista da concessionária, os problemas são harmônicos e cintilação de tensão causada pelo consumidor, (Ricardo A. Dutra, 1996) mostra o envolvimento da concessionária e do consumidor industrial com fabricantes de equipamentos, visando uma melhor qualidade do produto energia elétrica fornecida, (Tatiana N. Ribeiro, 1997) descreve brevemente o trabalho de diagnóstico da

QEE suprida a um consumidor industrial de distribuição. Apesar de o consumidor possuir um processo sensível devido à presença de controladores e de acionamentos a velocidade variável, não eram estes equipamentos que paravam o processo, mas a proteção destes equipamentos. Neste artigo fica evidenciado que muitas vezes os problemas podem ser evitados na fase de planejamento do consumidor industrial com a assessoria da concessionária. Uma simples verificação, por parte do consumidor, quanto à especificação do equipamento no ato da compra, aliada a uma verificação junto à concessionária, das probabilidades de ocorrência de afundamentos na faixa de sensibilidade do equipamento, poderá garantir a operação de equipamentos oriundos de outros países [9].

2.2 Normas e organizações relacionadas à energia elétrica

A Europa é a região do planeta mais avançada no quesito normas de qualidade de Energia, uma vez que a norma EN50160 foi oficialmente adotada por vários países. Nos EUA, muitas concessionárias têm usado normas como a IEEE 519 apenas como referência, raramente incluindo cláusulas sobre este assunto nos contratos com clientes. Entretanto, o clima de desregulamentação pode significar que contratos com cláusulas de qualidade de energia possam vir a ser comuns no futuro. Segue lista de normas e entidades:

- EN50160: é uma nova norma que cobre flicker, interharmônicas, desvios/variações de tensão, e muito mais.
- IEC 61000-4-15: é uma norma de medição de flicker que inclui especificações para medidores.
- IEC 61000-4-7: descreve uma técnica de medição padrão para harmônicas.
- IEEE 519 (1992): é uma prática recomendada pela IEEE, utilizada principalmente por concessionárias de energia nos EUA. Descreve níveis aceitáveis de harmônicas para o ponto de entrega de energia pela concessionária.
- IEEE 1159 (1995): é uma prática recomendada pela IEEE para monitoração e interpretação apropriada dos fenômenos que causam problemas de qualidade de energia.
- CBEMA: Computer and Business Equipment Manufacturers Association. A CBEMA virou ITI em 1994. A curva CBEMA define os níveis de suportabilidade de equipamentos, em função da magnitude da tensão e da duração do distúrbio. Distúrbios que caem fora da curva podem causar danos aos equipamentos.

- ITI: Information Technology Industry Council. Grupo trabalha para defender os interesses da indústria de informática.

Relação de normas retiradas de [10] e [11].

2.3 Condições ideais de operação

Antes de estudar os distúrbios que afetam a qualidade da energia elétrica devem-se verificar quais as condições ideais de operação de um sistema elétrico. Assim na falta de critérios específicos para avaliar a qualidade de energia pode-se comparar as condições reais de operação com as características de um sistema ideal e, a partir daí, estabelecer uma escala quantitativa e classificatória para os desvios observados.

As condições ideais de operação de um sistema elétrico são:

1. Tensões e correntes alternadas com formas de ondas senoidais puras;
2. Amplitudes constantes nos valores nominais;
3. Freqüência da rede constante no valor síncrono;
4. Tensões trifásicas equilibradas;
5. Fator de potência unitário nas cargas;
6. Perdas nulas na transmissão.

Em um sistema real é impossível satisfazer todas estas condições ideais, visto que a rede de alimentação e os equipamentos elétricos estão sempre sujeitos a falhas ou perturbações que deterioram de alguma forma as condições que seriam desejáveis para a operação. Portanto este é o grande desafio: propor metas coerentes que venham a contribuir na busca da qualidade de energia e da conservação de energia elétrica.

3 PERFIL DOS DISTÚRBIOS

Os distúrbios aos quais os sistemas elétricos estão expostos podem ser caracterizados de diversas maneiras: em função da duração do evento (curta, média ou longa duração), da faixa de freqüência envolvida (baixa, média, ou alta freqüência), dos efeitos causados (aquecimento, vibrações, cintilação luminosa, erro de medidas, perda de eficiência, redução da vida útil) ou da intensidade do impacto (pequeno, médio ou grande impacto). Para uma boa caracterização é necessário conhecer

melhor as características de cada tipo de distúrbio conforme se pode observar através da tabela 2 (IEEE1159 1995). Por outro lado, os níveis dos índices de desempenho quanto ao aspecto de conformidade das ondas da tensão e corrente também devem ser avaliados, sendo importante neste caso a implantação de sistema de monitoramento. No entanto, apesar de se tentar atingir este objetivo, devido à presença de cargas produtoras de distorções nos sistemas de energia elétrica, torna-se impossível consegui-lo.

Atualmente, problemas envolvendo a QEE ocorrem com significativa frequência, em função da sensibilidade dos modernos equipamentos utilizados e necessidade permanente de otimização de processo. Desta forma, inúmeros são os relatos de casos que mostram falhas e operações inadequadas dos modernos acionamentos de máquinas dos mais variados processos industriais, decorrentes de variações na qualidade do fornecimento de energia elétrica, principalmente devido aos afundamentos de tensão e harmônicas.

Tabela 3. Categorias e características dos fenômenos eletromagnéticos em SE(Fonte: IEEE)

CATEGORIAS	ESPECTRO	DURAÇÃO	TENSAO
Transitórios Impulsivos			
Nanosegundos	5 ns pico	< 50 ns	
Microsegundos	1 µs pico	50 ns – 1ms	
Milsegundos	0,1 ms pico	>1ms	
Transitórios Oscilatórios			
Baixa frequência	<5 kHz	0,3 – 50ms	0 – 4pu
Média frequência	5-500 kHz	20µs	0 – 8pu
Alta frequência	0,5 – 5 MHz	5µs	0 – 4pu
Variações de curta duração			
Instantâneo			
Afundamentos (Sag)		0,5 – 30 ciclos	0,1 – 0,9pu
Elevação (Swell)		0,5 – 30 ciclos	1,1 – 1,8pu
Momentâneo			
Interrupção		0,5 ciclos – 3s	<0,1pu
Afundamentos (Sag)		30 ciclos – 3s	0,1 – 0,9pu
Elevação (Swell)		30 ciclos - 3s	1,1 – 1,2pu
Temporário			
Interrupção		3s – 1 min	<0,1pu
Afundamentos (Sag)		3s – 1 min	0,1 – 0,9pu
Elevação (Swell)		3s – 1 min	1,1 – 1,2pu
Variações de Longa Duração			
Interrupção Permanente		>1 min.	0,0pu
Subtensão		>1 min.	0,8 – 0,9pu
Sobretensão		>1 min.	1,1 – 1,2pu
Distorção de Tensão		Est. Permanente	0,5 – 2%
Distorção da Forma de Onda			
Compensação CC (DC offset)		Est. Permanente	0 – 0,1%
Harmônicas	0 – 100th H	Est. Permanente	0 – 20%
Inter-harmônicas	0 – 6khz	Est. Permanente	0 – 2%
Ruído	Banda larga	Est. Permanente	0 – 1%
Flutuação de Tensão	<25hz	Intermitente	0 – 1%
Variações de Frequência da Rede		<10s	

3.1 Detalhe dos fenômenos

Aqui serão descritos todos os fenômenos que estão relacionados na tabela 2, procurando as-similar os termos propostos de forma a facilitar a compreensão dos tópicos seguintes.

Uma das principais razões para o desenvolvimento de diferentes categorias dos fenômenos eletromagnéticos é o fato de que existem diferentes caminhos para resolver os problemas de QEE. Diferentes soluções disponíveis são discutidas em cada categoria. Existem também diferentes requi-sitos para poder caracterizar os fenômenos usando as medições.

Nos problemas de QEE, comumente enfrentados, estão incluídos transitórios (impulsivos e oscilatórios), variações de curta duração (interrupção, afundamento/sag e elevação/swell), variações de longa duração (interrupção permanente, subtensão e sobretensão), desequilíbrio de tensão, dis-torção da forma de onda (harmônicas, ruído, recortes de comutação e eventuais níveis cc), flutuação de tensão e variações de frequência da rede.

Tabela 4. Tipos de distúrbios.

Tipo do Distúrbio	Descrição	Possíveis causas	Efeitos	Soluções
Interrupção de energia	Total interrupção do forneci-mento de ener-gia Interrupção momentânea: permanece de 0,5s até 3s	Acidentes, ações da natu-reza, etc., quais requerem a devida operação dos equipamentos da conces-sionária (fusíveis, religa-dores, etc.)	Saída e/ou queda do sistema Perda de memó-ria de controla-dores e computa-dores	Uninterruptible Power Supply (UPS)
	Interrupção temporária Interrupção permanente: Permanece por um período su-perior a 1 min.	Curto circuitos internos requerendo a devida ope-ração de disjuntores e fu-sível ao nível do consumi-dor	Avaria de hard-ware Avaria de produtos	Grupo Motor Gerador (GMG)

Tabela 5. Tipos de distúrbios (Continuação)

Tipo do Distúrbio	Descrição	Possíveis causas	Efeitos	Soluções
Transitório	Alterações súbitas nas formas CA, resultando num abrupto, mas breve aumento da tensão	São causados por tempestades, operação de fusíveis, religadores e disjuntores da concessionária Causas internas são as entradas de grandes equipamentos e chaveamento de capacitores	Erros de processamento e perda de dados Queima de placas de circuitos, danos ao isolamento e avarias nos equipamentos elétricos	Pára-raios Uninterruptible Power Supply (UPS) Transformadores de isolamento Transformador de tensão constante

Tabela 6. Tipos de distúrbios (Continuação)

Tipo do distúrbio	Descrição	Possíveis causas	Efeitos	Soluções
Afundamentos/Elevações	Qualquer decréscimo ou aumento na tensão por um período entre meio ciclo a 3s Afundamentos de tensão correspondem a 87% de todos os distúrbios observados em um sistema de energia (fonte: Bell Labs)	Parada ou partida de grandes cargas Curto circuitos Falhas de equipamentos ou chaveamentos da concessionária	Perda de memória e erros de dados Parada de equipamentos Oscilações luminosas Velocidade e/ou parada de motores	Uninterruptible Power Supply (UPS) Transformador de tensão constante Reguladores de tensão
Ruído	Sinal elétrico de alta frequência indesejável que altera a forma de onda de tensão convencional	Interferência da transmissão de rádio e televisão Operação de equipamentos eletrônicos	Perda de dados e erros de processamento Recepção distorcida de áudio e vídeo	Uninterruptible Power Supply (UPS) Transformadores de isolamento Filtros de linha

Tabela 7. Tipos de distúrbios (continuação).

Tipo do distúrbio	Descrição	Possíveis causas	Efeitos	Soluções
Sub e Sobretenção	Qualquer alteração abaixo ou acima do valor nominal da tensão que persista por mais de 1 min.	Sobrecarga nos equipamentos e condutores Flutuação de grandes cargas ou taps dos transformadores incorretamente ajustados Condutor desenergizado ou faltoso ou conexões elétricas indevidas	Ofuscamento ou brilho da luz Parada de equipamentos Sobreaquecimento de motores Vida útil ou eficiência reduzida dos equipamentos	Uninterruptible Power Supply (UPS) Transformador de tensão constante Distribuição de equipamentos Motores de tensão reduzida

3.2 Transitórios

O termo transitório tem sido usado para analisar variações no sistema de energia elétrica ao longo do tempo. Este nome imediatamente faz aparecer à idéia de um evento que pode ser indesejável, mas que existe momentaneamente. A mais importante definição usa a expressão rápido e menciona as frequências até 3MHZ quando define transitório dentro de um contexto de avaliação nos sistemas de cabos em subestações.

A idéia de um transitório de oscilação amortecida devido a uma rede RLC é também mencionada. Este é o tipo de fenômeno no qual a maioria dos engenheiros de potência pensa quando ouvem a expressão “transitório”. O tempo em que os sistemas passam nas condições transitórias é insignificante quando comparado com o tempo passado no regime permanente. Entretanto os períodos em que os sistemas passam em condições transitórias são extremamente importantes, pois é neste período que os componentes do sistema sofrem as maiores solicitações de corrente ou de tensão. [12]

3.3 Transitório Impulsivo

Um transitório impulsivo é uma repentina mudança de frequência sem energia na condição de estado permanente da tensão, corrente, ou ambos, o qual é unidirecional na polaridade (basica-

mente positivo ou negativo). Os transitórios impulsivos são normalmente caracterizados por suas várias elevações e quedas. Estes fenômenos podem também ser descritos pelo seu conteúdo espectral. A causa mais comum dos transitórios impulsivos são as descargas atmosféricas.

Em razão das altas frequências envolvidas, os transitórios impulsivos são amortecidos rapidamente pelos componentes resistivos do circuito e também não são conduzidos para longe da fonte que os produzem. Os transitórios impulsivos podem excitar uma ressonância nos circuitos do sistema de energia elétrica e produzir o tipo de distorção chamado transitório oscilatório.

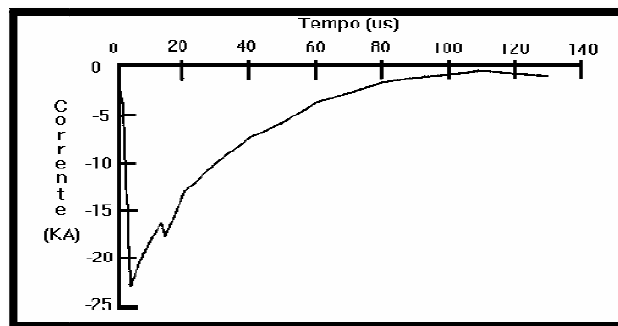


Figura 5. Corrente transitória impulsiva oriunda de uma descarga atmosférica. [8]

Por se tratarem de transitórios causados por descargas atmosféricas, é de fundamental importância se observar qual o nível da tensão no ponto de ocorrência da descarga. Em sistemas de distribuição o caminho mais provável para as descargas atmosféricas é através de um condutor fase, no primário ou no secundário, causando altas sobretensões no sistema. Uma descarga diretamente na fase geralmente causa “*flash over*” na linha próxima ao ponto de incidência e pode gerar não somente um transitório impulsivo, mas também uma falta acompanhada de afundamentos de curta duração e interrupções. Altas sobretensões transitórias podem também ser geradas por descargas que fluem ao longo do condutor terra. Existem numerosos caminhos através dos quais as correntes de descarga podem fluir pelo sistema de aterramento, tais como o terra do primário, o terra do secundário e as estruturas do sistema de distribuição.

Os principais problemas de QEE causados por estas correntes no sistema de aterramento são os seguintes:

- Elevação do potencial do terra local, em relação a outros terras, em vários KV. Equipamentos eletrônicos sensíveis que são conectados entre duas referências de terra, tal como um computador conectado ao telefone através de um “modem”, podem falhar quando submetidos aos altos níveis de tensão;

- Indução de altas tensões nos condutores fase, quando as correntes passam pelos cabos a caminho do terra;

Em se tratando de descargas em pontos de extra alta tensão, o surto se propaga ao longo da linha em direção aos seus terminais podendo atingir os equipamentos instalados em subestações de manobra ou abaixadoras. Entretanto, a onda de tensão ao percorrer a linha, desde o ponto de incidência até as subestações abaixadoras para a tensão de distribuição, tem o seu valor de máximo consideravelmente atenuado, e assim, consumidores ligados na baixa tensão não sentirão os efeitos advindos de descargas atmosféricas ocorridas no nível de transmissão. Contudo, os consumidores atendidos em tensão de transmissão e supostamente localizados nas proximidades do ponto de descarga, estarão sujeitos a tais efeitos, podendo ocorrer à danificação de alguns equipamentos de suas respectivas instalações.

3.4 Transitório Oscilatório

Um transitório oscilatório consiste numa tensão ou corrente cujo valor instantâneo modifica rapidamente a polaridade. Este fenômeno pode ser observado pelo conteúdo do espectro (com predominância da frequência), duração e amplitude. Conforme se pode acompanhar na tabela 2, o conteúdo pode-se apresentar em três níveis, ou seja, em alta, média e baixa frequência. A frequência colocada para estas classificações são escolhidas para coincidir com os tipos comuns do fenômeno transitório oscilatório no sistema de energia elétrica.

Assim como os transitórios impulsivos, os transitórios oscilatórios podem ser medidos com ou sem a inclusão da componente fundamental. Quando se caracteriza o transitório, é importante indicar a amplitude considerando, ou não, a componente fundamental.

Transitórios oscilatórios com componente de frequência fundamental maior que 500kHz e uma duração medida em microssegundos são considerados transitórios oscilatórios de alta frequência. Estes transitórios são quase sempre provocados por algum tipo de chaveamento. Transitórios oscilatórios de alta frequências são frequentemente o resultado da resposta de um sistema local a um transitório impulsivo. Equipamentos eletrônicos de potencia produzem transitórios de tensão oscilatórios em consequência da comutação, e geralmente amortecidos pelos circuitos RLC.

Os transitórios podem estar em uma faixa de alta frequência (kHz), ter uma duração de poucos ciclos de sua frequência fundamental, aparecer repetidas vezes por ciclo de 60Hz (dependendo do número de pulsos do equipamento) e com amplitudes de até 0,1pu. O transitório com a compo-

nente de frequência fundamental entre 5Hz e 500kHz tendo uma duração de 20 microssegundos é considerado um transitório de média frequência.

A manobra de fechamento de um banco de capacitores com outros bancos em operação (energização back-to-back) geram correntes transitórias oscilatórias na faixa de 10kHz e cuja amplitude máxima poderá assumir valor de 1,05 à 1,5pu da tensão nominal do sistema. Verifica-se que estes valores poderão ser da mesma ordem de grandeza da corrente de curto-circuito em pontos próximos aos bancos [13]. Esta categoria de fenômeno é frequentemente encontrada em sistemas de subtransmissão e de distribuição e é causado por muitos tipos de eventos, principalmente a energização de bancos de capacitores.

A forma de onda da tensão resultante é muito familiar para os engenheiros de sistemas de energia elétrica e pode ser facilmente classificada utilizando os conceitos apresentados. A energização do banco de capacitores resulta tipicamente num transitório oscilatório de tensão com uma frequência fundamental entre 300 e 900kHz. O transitório tem um pico de amplitude que pode aproximar-se de 2,0pu, mas esta tipicamente entre 1,3 e 1,5pu com duração de 0,5-3 ciclos, dependendo do amortecimento do sistema.

Transitórios oscilatórios com frequências fundamentais menores do que 300Hz podem ser também encontradas no sistema de distribuição. Estes são geralmente associados com a ferroressonância e energização de transformadores. Transitórios envolvendo capacitores em série poderiam também cair dentro desta categoria. Eles ocorrem quando a ressonância do sistema resulta em uma ampliação dos componentes de baixa frequência na corrente inrush do transformador (segunda, terceira harmônicas) ou quando condições raras resultam em um fenômeno de ferroressonância.

Condições de ressonância são estabelecidas quando um circuito contendo capacitância e indutância linear é excitado por uma tensão a frequência próxima ou igual à sua frequência natural, enquanto que podem ser caracterizados por ferroressonância os efeitos peculiares introduzidos pela presença de saturação no circuito magnético da indutância. Como exemplo destas situações pode-se citar:

1. Ressonância que ocorre entre cabos de elevada capacitância e reatores limitadores de corrente;
2. Ressonância que ocorre entre a indutância linear e a capacitância de um sistema constituído por uma linha levemente carregada;

3. Ferroressonância entre a reatância de transformadores de potencial e a capacitância entre enrolamentos de um transformador de distribuição;
4. Ferroressonância em sistemas que contem elementos saturáveis e filtros harmônicos.

O valor eficaz da corrente elétrica é dado pela equação 1:

$$I = \frac{V}{\sqrt{R^2 + (X_L - X_C)^2}} \quad [1]$$

Onde:

I = corrente

V = tensão

R = resistência

X_L = Reatância indutiva

X_C = Reatância capacitiva

Para uma determinada frequência em que $X_L = X_C$ este circuito se torna ressonante sendo a corrente limitada apenas pela resistência. Como em geral o valor de R é baixo quando comparado com as reatâncias, essa corrente pode ser extremamente alta, causando o aparecimento de tensões elevadas através do reator e capacitor.

No caso de, ao invés de um valor constante X_L , haver um transformador com núcleo de ferro, o circuito passa a ser representado por uma reatância variável X_M devido à saturação, podem se ter agora vários pontos de ressonância, ampliando assim a faixa de ocorrência do fenômeno. O aparecimento ou não da ferroressonância depende do valor da sobretensão (causada por algum distúrbio no sistema) e do valor do fluxo no instante de defeito, não ocorrendo necessariamente em todos os casos. Em suma, a simulação dos elementos individuais de uma rede deve conseqüentemente corresponder à frequência do fenômeno transitório em particular. Isto pode ser mais bem visto dividindo-se o espectro de frequência em 3 faixas. [5]

- Frequência 0Hz a 100Hz: mudanças de carga e fenômeno devido à saturação (baixa frequência);
- Frequência 100Hz a 10kHz: transitórios devido a chaveamentos (média frequência);

- Frequência 10kHz a 1MHz: transitórios devido às descargas atmosféricas (alta frequência).

Abaixo na figura 6 podemos ver o transitório gerado pela energização de um banco de capacitores:

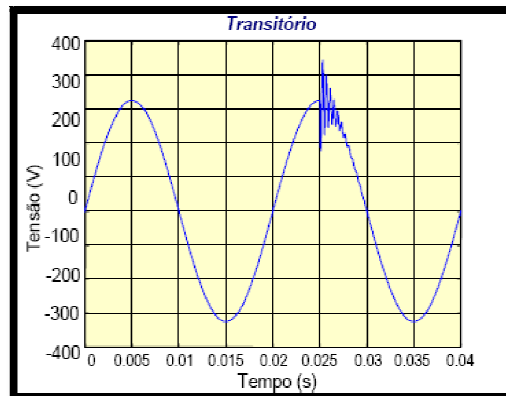


Figura 6: Transitório oscilatório. [1]

4 VARIAÇÃO DE TENSÃO DE CURTA DURAÇÃO

As variações de curta duração da tensão são quase sempre causadas por condições de falta, de energização de grandes cargas que requerem altas correntes de partida ou a perda intermitente das conexões com o sistema elétrico. Dependendo da localização da falta e das condições do sistema, a falta pode causar ou aumentos temporários da tensão, afundamentos de tensão, ou uma completa perda de tensão (interrupção).

A condição de falta pode estar perto ou longe do ponto de interesse. Em ambos os casos, o impacto sobre a tensão durante a condição de falta efetiva é uma variação de curta duração. As mudanças na corrente que caem dentro das categorias de duração e amplitude também estão incluídas na variação de curta duração.

A situação mais crítica associada com as interrupções, afundamentos e elevações é a paralisação de equipamento. Em muitos ambientes industriais com um processo contínuo de fabricação, como exemplo pode-se citar um centro de processamento de dados (CPD), ainda que ocorra uma duração instantânea dos fenômenos pode causar uma paralisação dos equipamentos cujo religamento pode acontecer por um período de horas, devido à complexidade dos processos envolvidos. Portanto, desta forma pode-se considerar que o efeito provocado em determinados processos é o mesmo, tanto para fenômenos de curta duração como longa duração.

4.1 Interrupção

Uma interrupção ocorre quando a alimentação da tensão ou a corrente de carga decresce para menos que 0,1pu em um período não superior a um minuto.

Interrupções podem ser os resultados de faltas no sistema de energia elétrica, falhas em equipamentos e controle com funcionamento defeituoso. As interrupções podem ser medidas através de sua duração desde que a amplitude da tensão seja sempre menor que 10% da nominal. A duração de uma interrupção devido a uma falta no sistema utilitário é determinada pelo instrumento de proteção e pelo evento particular que está causando a falta. A duração de uma interrupção devido ao funcionamento defeituoso do equipamento ou perda da conexão pode ser irregular.

Algumas interrupções podem ser precedidas de um afundamento de tensão quando são ocasionadas por faltas no sistema de alimentação. O afundamento de tensão ocorre entre o tempo em que se inicia a falta e a operação do dispositivo de proteção. Com uma falha no alimentador, as cargas experimentarão um afundamento de tensão e logo após uma interrupção. A duração de uma interrupção dependerá da capacidade do instrumento de proteção refazer o fechamento. Refazer o fechamento instantâneo geralmente limitará a interrupção causada por uma falta não permanente por menos de 30 ciclos.

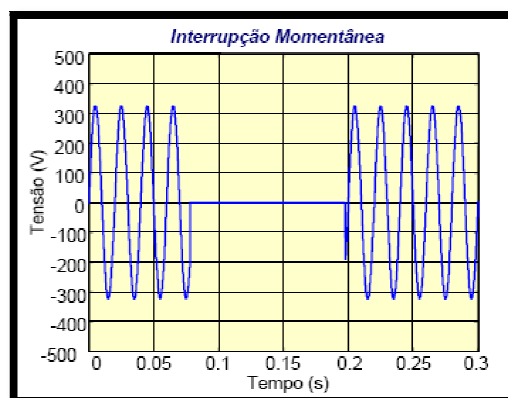


Figura 7: Interrupção.[1]

4.2 Afundamentos de tensão (Sags)

Os afundamentos de tensão são usualmente associados com faltas no sistema, mas também podem ser causados pelo chaveamento de cargas pesadas ou partida de grandes motores. O afundamento de tensão pode ser associado com uma falha monofásica da linha para terra (SLG-single line-to-ground). Da mesma forma, uma falha em um circuito alimentador paralelo resultará em uma que-

da de tensão no barramento da subtensão que afetará todos os outros alimentadores até que a falta seja eliminada. Uma falta típica, será eliminada em um tempo que varia de 3 a 30 ciclos, dependendo da amplitude da corrente de falta, da operação da proteção de sobre corrente e das conseqüências da interrupção.

Afundamentos de tensão como pode ser observado na figura 8, podem também ser causados pela entrada de uma carga de porte significativo em relação ao nível de curto-circuito local ou a partida de motor. Um motor de indução provocará uma corrente de 6 a 10 vezes a corrente de plena carga durante a partida. Durante este período a corrente ocasiona uma queda da tensão através da impedância do sistema. Se a amplitude da corrente for alta em relação à corrente de falta admissível pelo sistema, o afundamento de tensão resultante pode ser significativo.

As durações de afundamento típico definida em algumas publicações variam de 2ms (1/8 do ciclo) para um par de minutos. Subtensões que duram menos que 1/2 ciclo não podem ser caracterizadas efetivamente como uma mudança no valor eficaz na freqüência fundamental, contudo, estes eventos são considerados transitórios. Subtensões que duram mais que 1 minuto podem tipicamente ser controladas por um regulador de tensão e podem ser associados a uma imensa variedade de outras tantas causas de falhas no sistema.

As durações dos afundamentos foram subdivididos em 3 categorias: instantâneos, momentâneos e temporários, as quais coincidem com as três categorias das interrupções e elevações. Estas durações foram definidas para estabelecer relações com os tempos de operação dos instrumentos de proteção.

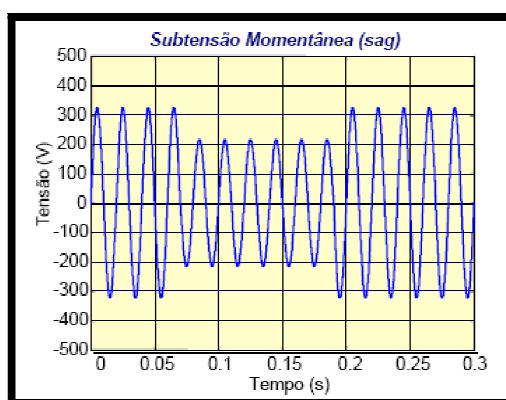


Figura 8: Sag [1]

4.3 Elevação de tensão (Swell)

A elevação é definida como um acréscimo no valor eficaz da tensão ou corrente com duração de 1/2 ciclo até 1 minuto (vide figura 9). Caracteristicamente suas amplitudes estão entre 1,1 e 1,8 pu. Do mesmo modo que os afundamentos, as elevações são usualmente associadas com as condições de faltas do sistema, mas elas são muito menos comuns que os afundamentos de tensão. A elevação pode ocorrer em razão de uma falta monofásica entre linha e terra (fase), resultando em um aumento temporário da tensão nas fases sem defeito. Elevações podem também ser causadas pelo desligamento de uma grande carga ou a conexão de um grande banco de capacitor.

As elevações são caracterizadas pela sua amplitude e duração. A severidade da elevação de tensão durante uma condição de falta depende da localização da falta, impedância do sistema e do aterramento (IEEE1159 1995)[14].

O tipo de falta mais comum que aparece em um sistema é o curto-circuito monofásico, sendo que o bifásico e o trifásico, envolvendo ou não a presença da terra, muito menos freqüentes. A ocorrência da falta fase-terra em um determinado ponto acarreta uma elevação da tensão nas outras duas fases, cujo valor depende principalmente do grau de aterramento do sistema no ponto em questão. Esta condição de aterramento é expressa através do fator de falta para terra. Seu valor é independente do valor real da tensão de operação no local considerado, sendo calculado a partir das impedâncias de seqüência de fase. Ele traduz a relação entre o valor máximo eficaz de tensão fase-terra a freqüência de uma fase não afetada durante a falta e o valor da tensão fase-terra à freqüência no mesmo ponto, com a falta removida [9].

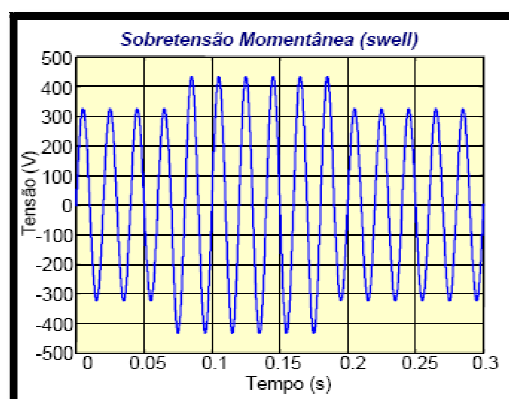


Figura 9: Swell [1]

5 VARIAÇÕES DE LONGA DURAÇÃO

Dos problemas relacionados às variações na tensão, os efeitos de longa duração por um período superior a 1 minuto, que podem ser caracterizados como desvios que ocorrem no valor eficaz da tensão, na frequência do sistema. Estas variações podem estar associadas à sobre ou subtensão e faltas sustentadas. No caso de sobre ou subtensão, geralmente, não resultam de falhas do sistema, mas são causadas por variações na carga e ou operações de chaveamento sobre o mesmo. Tais variações são tipicamente apresentadas e analisadas como gráficos do sinal de tensão rms (*root mean square*) versus o tempo.

5.1 Sobretensão

Sobretensão é o aumento no valor eficaz da tensão CA, maior do que 110% (valores típicos entre 1,1 e 1,2 p.u.) na frequência do sistema, por uma duração maior do que 1 minuto (Tabela 2). Sobretensões, usualmente resultam do desligamento de grandes cargas ou energização de um banco de capacitores. *Taps* dos transformadores incorretamente conectados também podem resultar em sobretensões no sistema [15]

Geralmente, são instalados nas indústrias bancos de capacitores, normalmente fixos, para correção do fator de potência ou mesmo para elevação da tensão nos circuitos internos da instalação. Nos horários de ponta, quando há grandes solicitações de carga, o reativo fornecido por estes bancos é desejável. Entretanto, no horário fora de ponta, principalmente no período noturno, tem-se um excesso de reativo injetado no sistema, o qual se manifesta por uma elevação da tensão.

Com relação às conseqüências das sobretensões de longa duração, estas podem resultar em falha dos equipamentos. Os dispositivos eletrônicos podem sofrer danos durante condições de sobretensões, embora cabos, disjuntores, TCs, TPs e máquinas rotativas, geralmente, não apresentam falhas imediatas. Entretanto, tais equipamentos, quando submetidos a repetidas sobretensões, poderão ter as suas vidas úteis reduzidas. Relés de proteção também poderão apresentar falhas de operação durante as sobretensões. Uma observação importante, diz respeito à potência reativa fornecida pelos bancos de capacitores, que aumentará com o quadrado da tensão, durante uma condição de sobretensão.

Dentre algumas opções para a solução de tais problemas, destaca-se a troca de bancos de capacitores fixos por bancos automáticos, tanto em sistemas das concessionárias como em sistemas

industriais, possibilitando um maior controle do nível da tensão e a instalação de compensadores estáticos de reativos.

5.2 Subtensão

A subtensão apresenta características opostas, sendo que agora, um decréscimo no valor eficaz da tensão AC para menos de 90% na frequência do sistema, também com uma duração superior a 1 minuto, é caracterizado na tabela 3.

As subtensões são decorrentes, principalmente, do carregamento excessivo de circuitos alimentadores, os quais são submetidos a determinados níveis de corrente que, interagindo com a impedância da rede, dão origem a quedas de tensão acentuadas. Outros fatores que contribuem para as subtensões são: a conexão de cargas à rede elétrica, o desligamento de bancos de capacitores e, conseqüentemente, o excesso de reativo transportado pelos circuitos de distribuição, o que limita a capacidade do sistema no fornecimento de potência ativa e ao mesmo tempo eleva a queda de tensão.

A queda de tensão por fase é função da corrente de carga, do fator de potência e dos parâmetros R e X da rede, sendo obtidos através da equação (2).

$$\Delta V = I(R\cos\phi + X\sin\phi) \quad [2]$$

Onde:

ΔV = queda tensão por fase;

I = corrente da fase;

R = resistência por fase da rede;

X = reatância por fase da rede;

$\cos\phi$ = fator de potência.

A partir da equação (2) pode-se concluir que aqueles consumidores mais distantes da subestação estarão submetidos a menores níveis de tensão. Além disso, quanto menor for o fator de potência, maiores serão as perdas reativas na distribuição, aumentando a queda de tensão no sistema. Para evidenciar a influência do fator de potência na tensão, a figura 10 ilustra o perfil de tensão ao longo de um alimentador.

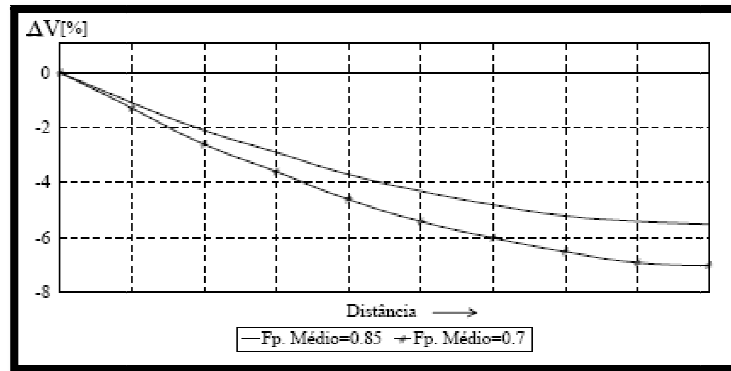


Figura 10: Queda de tensão ao longo do alimentador [18]

Dentre os problemas causados por subtensões de longa duração, destacam-se:

- Redução da potência reativa fornecida por bancos de capacitores ao sistema;
- Possível interrupção da operação de equipamentos eletrônicos, tais como computadores e controladores eletrônicos;
- Redução de índice de iluminação para os circuitos de iluminação incandescente;
- Elevação do tempo de partida das máquinas de indução, o que contribui para a elevação de temperatura dos enrolamentos e aumento nos valores das correntes do estator de um motor de indução quando alimentado por uma tensão inferior à nominal;

Para minimizar estes problemas, as medidas corretivas geralmente envolvem uma compensação da impedância Z , ou a compensação da queda de tensão $I_R + jI_X$, causada pela impedância.

As opções para o melhoramento da regulação de tensão são:

- Instalar reguladores de tensão para elevar o nível da tensão;
- Instalar capacitores “shunt” para reduzir a corrente do circuito;
- Instalar capacitores série para cancelar a queda de tensão indutiva (I_X);
- Instalar cabos com bitolas maiores para reduzir a impedância Z ;
- Mudar o transformador de serviço para um de capacidade maior reduzindo assim a impedância Z ;
- Instalar compensadores estáticos de reativos, os quais têm os mesmos objetivos que os capacitores, para mudanças bruscas de cargas.

5.3 Interrupções sustentadas

O decréscimo para zero da tensão de alimentação por um período de tempo superior a 1 minuto é considerado uma interrupção sustentada. As interrupções de tensão maiores do que 1 minuto são freqüentes na natureza do sistema e requerem intervenção manual para a sua restauração. As interrupções sustentadas são fenômenos específicos do sistema de potência e não tem relação com o uso do termo corte de energia (outage). O corte de energia (outage) conforme definido na recomendação (IEEE1100 1992), não se refere a um fenômeno específico, mas ao estado de um componente num sistema que não funcionou como o esperado. Convém esclarecer que o uso do termo interrupção no contexto de monitoramento da QEE não tem relação com a confiabilidade ou outros levantamentos estatísticos.

As interrupções sustentadas podem ocorrer de forma inesperada ou de forma planejada. A maioria delas ocorre inesperadamente e as principais causas são: falhas nos disjuntores, queima de fusíveis, falha de componentes de circuito alimentador, etc. Já as interrupções planejadas são feitas geralmente para executar manutenção na rede, ou seja, serviços como: troca de cabos e postes, mudança do tap do transformador, alteração dos ajustes de equipamentos de proteção, etc.

Seja a interrupção de natureza sustentada ou inesperada, o sistema elétrico deve ser projetado e operado de forma a garantir que:

- O número de interrupções seja mínimo;
- Uma interrupção dure o mínimo possível;
- O número de consumidores afetados seja pequeno.

Ao ocorrer uma falta de caráter permanente, o dispositivo de proteção do alimentador principal (concessionária) executa 3 ou 4 operações na tentativa de se restabelecer o sistema, até que o bloqueio definitivo seja efetuado. A duração desta interrupção pode atingir de vários minutos a horas (em média 2 horas), dependendo do local da falta, do tipo de defeito na rede e também da operacionalidade da equipe de manutenção. Em redes aéreas, a localização do defeito não demora muito tempo, ao passo que em redes subterrâneas necessita-se de um tempo considerável, o que contribui para o comprometimento da qualidade do fornecimento. Entretanto, a probabilidade de ocorrer uma falta em redes subterrâneas é muito menor do que em redes aéreas.

A consequência de uma interrupção sustentada é o desligamento dos equipamentos, exceto para aquelas cargas protegidas por sistemas ininterruptos de energia ou UPS (no Brasil chamado de No-Break) ou por outras formas de armazenamento de energia. Como já foi mencionado anteriormente, no caso de interrupções de curta duração, o desligamento de equipamentos acarreta grandes prejuízos. No caso de interrupção sustentada o prejuízo é ainda maior, visto que o tempo de duração da interrupção é muito grande, comparado com o da interrupção de curta duração, retardando a retomada do processo produtivo.

5.4 Desequilíbrio de tensão

Desequilíbrio são variações desiguais em amplitudes e fases das tensões trifásicas, são causadas pela conexão desigual de cargas mono ou bifásicas em sistemas trifásicos, por cargas trifásicas não lineares importantes que podem produzir desequilíbrio como os fornos de arco elétrico.

O grau de desequilíbrio de tensão é definido como a razão da componente de seqüência negativa ou seqüência zero em relação à componente de seqüência positiva. As tensões de seqüência negativa ou zero em um sistema de energia elétrica geralmente são consequência de um desequilíbrio de cargas que causam um fluxo de correntes de seqüência negativa ou zero.

O desequilíbrio pode ser estimado como o desvio máximo da média das tensões ou correntes nas três fases, dividido pela média das tensões ou correntes nas três fases, expresso em porcentagem, onde:

$$td = \frac{100 \times mdt}{tm} \quad [3]$$

Onde:

Td = Tensão de desequilíbrio (IEEE141 1993);

mdt = máximo desvio de tensão média

tm = tensão média

Um desequilíbrio de tensão na alimentação primária menor que 2% é um desequilíbrio de cargas monofásicas no circuito trifásico. Desequilíbrio de tensão pode ser também o resultado de anormalidades no banco de capacitor, tal como a queima de um fusível em uma das fases do banco trifásico. Um desequilíbrio severo de tensão, ou seja, maior que 5% pode ser resultado de uma presença marcante da componente de seqüência negativa provocando uma assimetria das tensões [19].

6 DISTORÇÃO NA FORMA DE ONDA

A distorção da forma de onda é um desvio no estado permanente de uma onda senoidal ideal na frequência da rede caracterizada principalmente pelo conteúdo espectral do desvio. Abaixo estão os principais tipos de distorção da forma de onda:

- a) Nível Contínuo (DC Offset);
- b) Notching;
- c) Ruído (Noise);
- d) Flutuação de tensão;
- e) Variação de frequência.
- e) Harmônicas.

6.1 *Nível Contínuo (DC Offset)*

A presença de uma tensão ou corrente contínua em um sistema de energia elétrica na frequência industrial é chamado nível contínuo (DC Offset). Este fenômeno pode ocorrer como resultado de um distúrbio geomagnético ou devido ao efeito da retificação da corrente alternada.

As variações do campo magnético terrestre são conhecidas como distúrbios ou tempestades geomagnéticas e estão ligadas às atividades solares. Estas variações produzem na superfície da terra gradientes de potenciais induzidos da ordem de 3 a 6 V/km. A diferença de potencial resultante entre os pontos aterrados dos sistemas elétricos de potência faz com que correntes de baixa frequência circulem pelos seus condutores. Estas correntes, também conhecidas como SIC (Solar Induced Current) ou ainda GIC (Geomagnetic Induced Current), em geral, possuem amplitudes entre 5A a 100A e tem um período da ordem de minutos (0,001Hz a 0,100 Hz), razão pela qual são consideradas como contínuas quando comparadas com as frequências de transmissão em 60Hz. Como o GIC flui pelo lado da estrela aterrada do transformador, pode saturar magneticamente o núcleo. Neste caso, as correntes de excitação ficam totalmente distorcidas, apresentando altos valores de pico. As publicações que tratam deste assunto relatam que as ocorrências de tempestades geomagnéticas são frequentes apenas no hemisfério norte, sendo praticamente impossíveis em território brasileiro.

As instalações de conversores e compensadores que utilizam dispositivos a estado sólido em suas configurações podem, trabalhando em condições não idealizadas e desbalanceadas, serem passíveis de se constituírem em fontes de correntes contínuas nos sistemas de corrente alternada.

Da teoria clássica, sabe-se que, um transformador sem carga, quando excitado por uma fonte de tensão senoidal, absorve do sistema alimentador uma corrente elétrica não senoidal e simétrica, que possui apenas ordens harmônicas ímpares. Esta característica se deve fundamentalmente a não linearidade entre o fluxo magnético, que se estabelece no núcleo do transformador, e a corrente de excitação necessária para produzi-lo. Quando ocorre um desbalanceamento magnético motivado pela existência de um nível médio de fluxo superposto ao fluxo CA no núcleo, a característica de magnetização passa a ser tratada de forma assimétrica e a corrente apresenta-se sensivelmente alterada. A citada assimetria magnética ocorre, por exemplo, quando os transformadores alimentam cargas cujas correntes de alimentação possuem níveis médios diferentes de zero. Nestas condições operativas destaca-se que, devido à impossibilidade física de se transferir sinais contínuos de corrente do secundário para o primário, acontecem saturações assimétricas, resultantes da composição do fluxo convencional CA com o fluxo residual DC [18].

6.2 Notching

Notching é um distúrbio periódico de tensão causado pela operação normal dos dispositivos eletrônicos de potência quando a corrente é comutada de uma fase para outra. O recorte (Notching) de tensão representa um caso especial em que as falhas ocorrem entre os transitórios e a distorção harmônica. Desde que o Notching ocorre continuamente (estado permanente), ele pode ser caracterizado através do espectro harmônico da tensão afetada. Entretanto, os componentes de frequência associados com o recorte podem ser bem elevados e podem não ser facilmente caracterizados com o equipamento de medição normalmente usado para análise harmônica.

Os conversores trifásicos são os causadores mais importantes do Notching de tensão. Os recortes ocorrem quando a corrente comuta de uma fase para outra, em cada comutação há um momentâneo curto circuito entre duas fases.

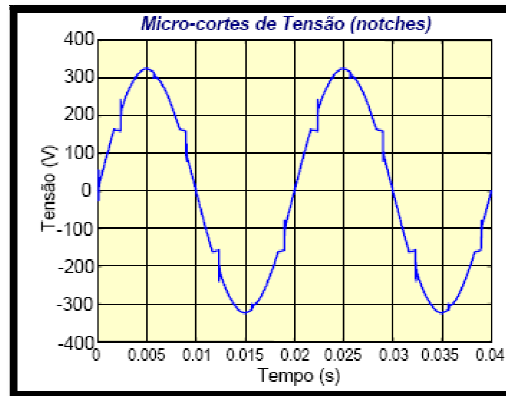


Figura 11: Notching [1]

6.3 Ruído (Noise)

São componentes espectrais de larga faixa de frequência observados na tensão ou corrente fundamentais. Do ponto de vista do sistema de 60Hz aonde a faixa de avaliação vai até a 50^a harmônica (3KHz), tudo que estiver acima disso é considerado ruído. O ruído nos sistemas de energia elétrica pode ser causado pelos dispositivos eletrônicos de potência, circuitos de controle, equipamento a arco, cargas com retificadores de estado sólido e alimentadores de potência com chaveamentos. Os problemas de ruído são frequentemente agravados pelo aterramento inadequado. Basicamente, o ruído consiste em qualquer distorção indesejável do sinal de potência que não pode ser classificado como distorção harmônica, e nem como transitório.

A faixa de frequência e o nível de amplitude do ruído dependem da fonte que produz o ruído e das características do sistema. Uma amplitude típica de ruído é menor que 1% da amplitude da tensão. O ruído perturba os dispositivos eletrônicos, tais como microcomputadores e controladores programáveis, podendo ser atenuado usando por exemplos filtros.

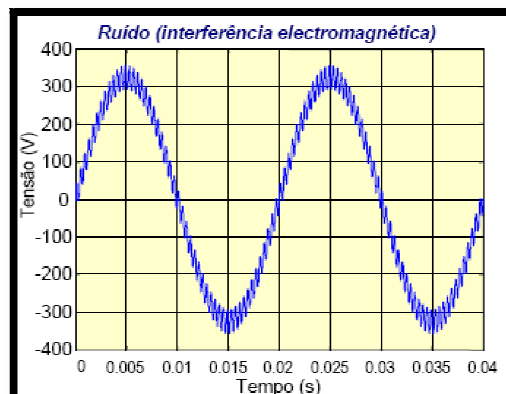


Figura 12: Ruído[1]

6.4 Flutuações de tensão

As flutuações de tensão são variações sistemáticas na curva da tensão ou uma série de mudanças aleatórias de tensão, cuja amplitude normalmente não excede os limites de tensão especificados de 0,95-1,05 pu (ANSIC84.1 1989).

Qualquer carga que tenha variações significativas de corrente, especialmente no componente reativo, pode causar flutuações de tensão. Cargas que exibem variações contínuas e rápidas na amplitude da corrente de carga podem causar variações erradamente denominadas como flicker. O termo flicker é derivado do impacto das flutuações de tensão na intensidade da iluminação. A flutuação de tensão é a resposta do sistema de energia elétrica à variação de carga e o flicker da luz é a resposta do sistema de iluminação como observado pelo olho humano. O sistema de energia elétrica, o sistema de iluminação e a resposta humana são todas variáveis. Mesmo assim há uma distinção clara entre estes termos causa e efeito, eles são freqüentemente confundidos ao ponto do termo flicker de tensão ser usado em alguns documentos.

Os fornos a arco são os causadores mais comuns das flutuações de tensão no sistema de transmissão e de distribuição. As flutuações de tensão são definidas pelo seu valor eficaz expresso como uma porcentagem da fundamental. O flicker de iluminação é medido com relação à sensibilidade do olho humano. As flutuações de tensão geralmente aparecem como uma modulação da frequência fundamental (igual à modulação da amplitude de um sinal de radio). Por isso, é mais fácil definir uma amplitude para a flutuação de tensão como valor eficaz do sinal de modulação. Isto pode ser obtido demodulando a forma de onda para remover a frequência fundamental e depois medir a amplitude dos componentes de modulação. Tipicamente, as amplitudes menores que 0,5% pode resultar em flicker de luz perceptível se as frequências estão nos limites de 6-8Hz.

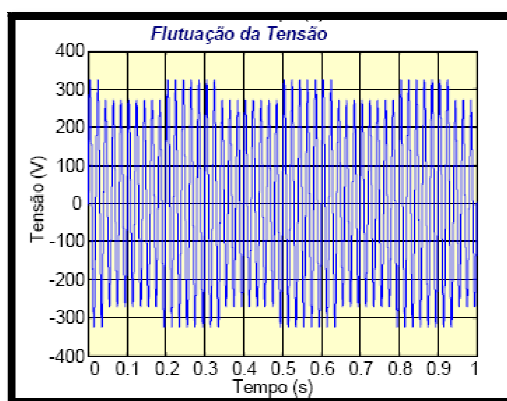


Figura 13: Flutuação de tensão[1]

6.5 Variações de frequência

A frequência do sistema de energia elétrica é diretamente relacionada à velocidade de rotação dos geradores do sistema. Em todo o instante, a frequência depende do balanço entre a carga e a capacidade de geração disponível. Quando muda esse balanço dinâmico ocorrem pequenas modificações na frequência. A dimensão da mudança da frequência e sua duração dependem das características da carga e da resposta do sistema de geração às mudanças de carga (resposta dinâmica do sistema).

As variações de frequência fora dos limites aceitáveis pela operação normal em estado permanente de um sistema de energia elétrica são normalmente causadas por falhas em todo o sistema de transmissão de energia elétrica, como um grande bloco de carga sendo desconectado, ou uma grande fonte de geração saindo da rede.

As variações de frequência que afetam a operação de maquinário rotativo, ou processos cujos tempos dependem da frequência da rede (relógios), são raras nos modernos sistemas de potência interligados. As consequências das variações de frequência são mais prováveis de ocorrer quando um equipamento alimentado por um gerador isolado do sistema em operação. Em tais casos, a resposta do regulador devido às mudanças bruscas de carga pode não ser adequada para regular dentro de uma banda estreita requerida pelo equipamento sensível a uma variação de frequência.

7 HARMÔNICAS

7.1 Definição e origem das harmônicas

Os harmônicos são tensões ou correntes senoidais com frequências que são múltiplos inteiros da frequência na qual o sistema de alimentação está projetado para operar (chamada de frequência fundamental, no Brasil 60Hz). Os harmônicos combinam-se com a tensão ou corrente fundamental, e produzem distorção na forma de onda (IEEE1159 1995). A distorção harmônica existe devido às características não lineares dos dispositivos e cargas no sistema de energia elétrica. Estes dispositivos podem ser modelados como fontes de corrente que injetam correntes harmônicas no sistema de energia elétrica. A distorção da tensão ocorre quando estas correntes causam quedas não lineares nas impedâncias do circuito. A presença de harmônicas é sinônimo de uma onda de tensão ou de corrente deformada. A deformação da onda de tensão ou de corrente significa que a distribuição de energia elétrica é perturbada e que a QEE não é ótima [16].

Antigamente predominavam cargas lineares com valores de impedância fixo (iluminação incandescente, cargas de aquecimento, motores sem controle de velocidade), mas atualmente a distorção harmônica é uma preocupação crescente para muitos consumidores e para todo o sistema de energia elétrica devido ao aumento da aplicação de equipamentos eletrônicos de potência.

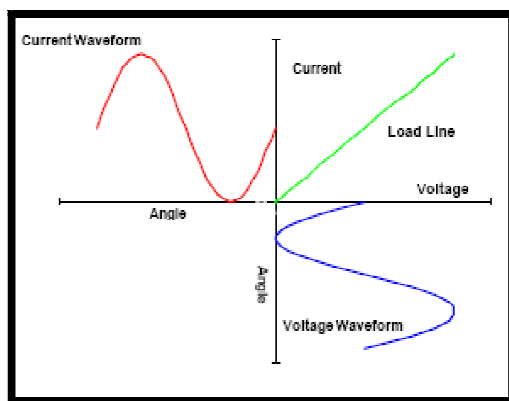


Figura 14: Carga linear

As cargas não-lineares são as grandes vilãs que contribuem para o aumento das harmônicas nas instalações elétricas brasileiras e em todo o mundo. Podemos definir como uma carga não linear aquela que a forma de onda de corrente que ela absorve não tem a mesma forma da tensão que a alimenta. Tipicamente as cargas que utilizam eletrônica de potência são não-lineares.

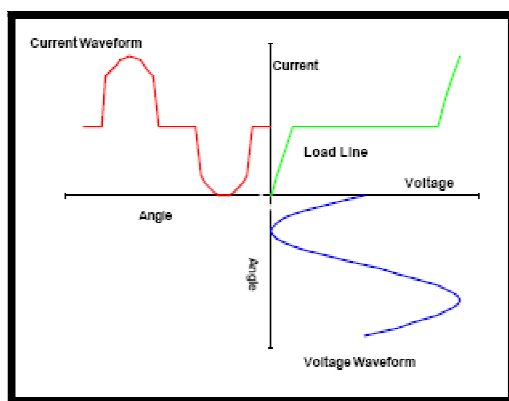


Figura 15: Carga não-linear

Como exemplo de cargas não-lineares, podemos citar:

- Equipamentos industriais;
- Inversores de frequência para motores assíncronos ou motores em corrente contínua;
- Equipamentos de escritório (computadores, máquinas copadoras, fax, etc.);
- Aparelhos domésticos (TV, forno microondas, iluminação fluorescente, etc.)

- UPSs.

7.1.1 Ordem, frequência e seqüência das harmônicas

Os sinais harmônicos são classificados quanto a sua ordem, frequência e seqüência conforme indicado na tabela abaixo:

Ordem	Frequência (Hz)	Seqüência
1	60	+
2	120	-
3	180	0
4	240	+
5	300	-
6	360	0
n	n*60	-----

Tabela 8. Ordem, frequência e seqüência das harmônicas.

Em uma situação ideal, onde somente existisse um sinal de frequência 60Hz, apenas existiria harmônica de ordem 1, chamada fundamental. Como podemos ver na tabela acima temos dois tipos de harmônicas: Impares e pares.

As impares são encontradas nas instalações elétricas em geral e as pares existem nos casos de haver assimetrias do sinal devido à presença de componentes contínua.

A seqüência pode ser positiva, negativa ou nula (zero). Tomando como exemplo um motor trifásico alimentado por quatro condutores (3F + N), as harmônicas de seqüência positiva tenderiam a fazer o motor girar no mesmo sentido da componente fundamental, provocando assim, uma sobre-corrente nos enrolamentos, que provocaria um aumento na temperatura, reduzindo a vida útil e permitindo a ocorrência de danos no motor. Essas harmônicas de seqüência positiva provocam, geralmente, aquecimentos indesejados em condutores, motores, transformadores, etc.

As harmônicas de seqüência negativa fariam o motor girar em sentido contrário ao giro produzido pela fundamental, freando assim o motor e também provocando aquecimento indesejado. Por sua vez, as harmônicas de seqüência nula, zero ou também conhecidas como homopolares, não provocam efeitos no sentido de rotação do motor, porém somam-se algebricamente no condutor de neutro. Isso implica que podem ocorrer situações em que pelo condutor de neutro pode circular uma corrente de terceira ordem que é três vezes maior que a corrente de terceira ordem que percorre o condutor de fase. Com isso ocorrem aquecimentos excessivos do condutor neutro, destruição de bancos de capacitores, etc.

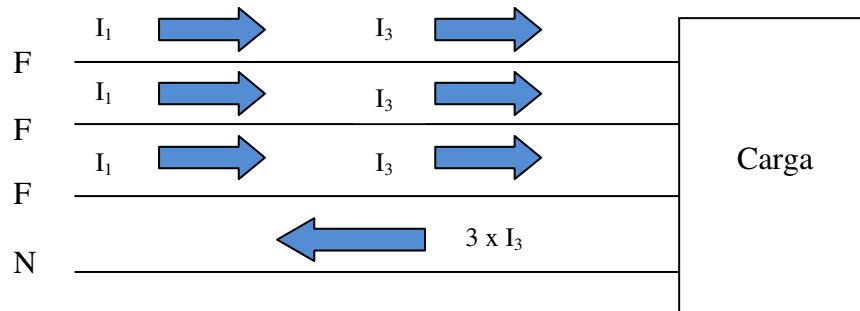


Figura 16: Corrente no neutro 3 vezes maior que as correntes de fase

A corrente no neutro é de terceira ordem com amplitude três vezes maior do que a corrente de terceira ordem de cada uma das fases (supondo as correntes fundamentais das fases de mesma amplitude = sistema equilibrado na frequência fundamental)

A alimentação de cargas não-lineares gera correntes harmônicas, circulando na rede. A tensão harmônica é causada pela circulação da corrente harmônica nas impedâncias dos circuitos de alimentação (conjunto transformador e rede, no caso da figura 16).

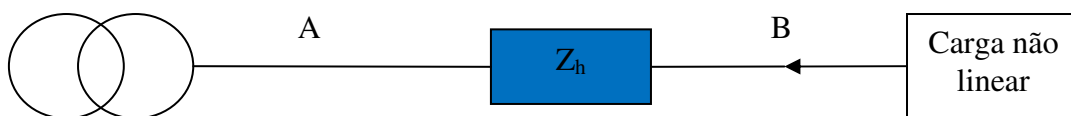


Figura 17: Esquema unifilar representando a impedância do circuito de alimentação.

A impedância de um condutor aumenta em função da frequência da corrente que o percorre, para cada corrente harmônica de ordem h corresponde então a uma impedância de circuito de alimentação Z_h . A corrente harmônica de ordem h vai gerar através da impedância Z_h uma tensão harmônica U_h , com $U_h = Z_h \times I_h$, por simples aplicação da lei de Ohm. A tensão em B é então deformada. Todo aparelho alimentado a partir do ponto B receberá uma tensão perturbada. Esta deformação será tanto mais forte que as impedâncias da rede são consideráveis, para uma corrente harmônica dada. Em outras palavras, podemos considerar que tudo se passa como se as cargas não-lineares reinjetassem uma corrente harmônica na rede, em direção da fonte [16].

7.1.2 Espectro harmônico

O chamado “espectro harmônico” permite decompor um sinal em suas componentes harmônicas e representá-lo na forma de um gráfico de barras, onde cada barra representa uma harmônica com sua frequência, valor eficaz e defasagem.

O espectro harmônico é uma representação da forma de onda no domínio da frequência. Teoricamente, o espectro harmônico de um sinal qualquer deformado chegaria ao infinito. Na prática, geralmente limita-se o número de harmônicas a serem medidas e analisadas por volta da ordem do número 40, uma vez que, raramente, os sinais acima dessa ordem são significativos a ponto de poderem perturbar o funcionamento de uma instalação.

A figura 18 mostra a forma de onda e o espectro harmônico de um sinal praticamente senoidal, enquanto a figura 19 representa uma forma de onda bastante distorcida, repleta de harmônicas, sobretudo de 5^o e 7^o ordem.

Em uma instalação elétrica onde haja a presença predominante de sinais em corrente alternada, o espectro representa apenas harmônicas de ordem ímpar, enquanto que as harmônicas de ordem par são encontradas nas instalações com sinais deformados em corrente contínua.

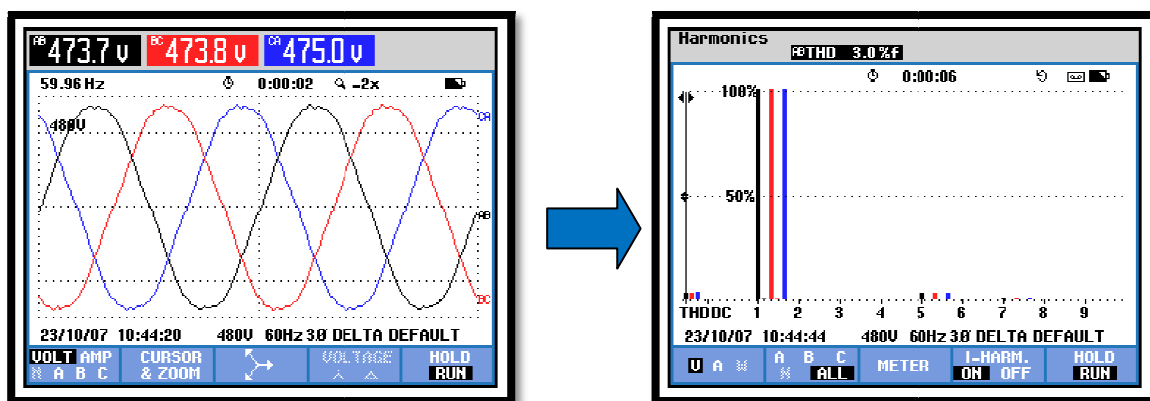


Figura 18: Forma de onda trifásica e espectro de um sinal praticamente senoidal.

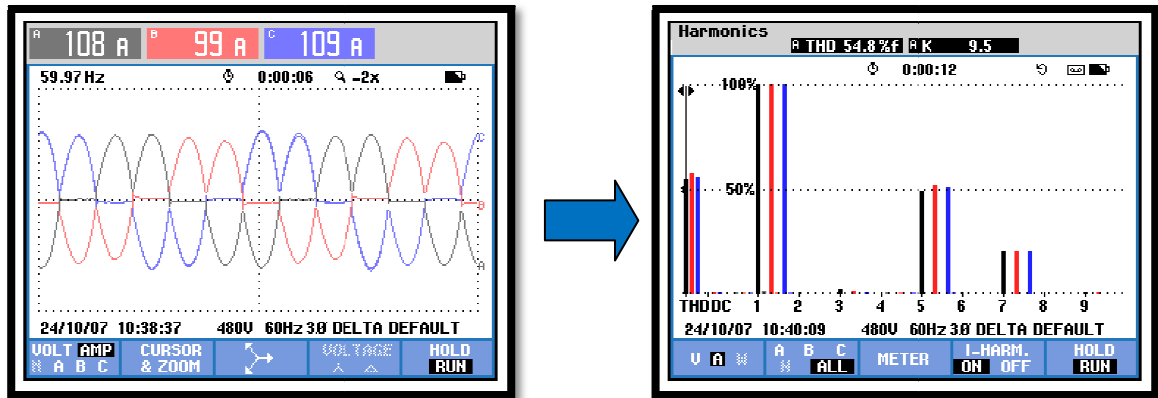


Figura 19: Forma de onda trifásica e espectro de um sinal deformado.

7.1.3 Taxa de distorção harmônica total

A THD é definida em consequência da necessidade de se determinar numericamente as harmônicas presentes em dado ponto da instalação. Há duas formas de quantificar a THD:

$$THD_f = \frac{\sqrt{(h_2)^2 + (h_3)^2 + (h_4)^2 + \dots + (h_n)^2}}{h_1} \times 100 \quad [4]$$

$$THD_r = \frac{\sqrt{(h_2)^2 + (h_3)^2 + (h_4)^2 + \dots + (h_n)^2}}{\sqrt{(h_1)^2 + (h_2)^2 + (h_3)^2 + (h_4)^2 + \dots + (h_n)^2}} \times 100 \quad [5]$$

Onde h_1, h_2, \dots, h_n representam o valor eficaz das harmônicas de ordem 1, 2, ..., n.

A THD_r representa o grau de distorção harmônica total em relação ao sinal total, enquanto que a THD_f indica a distorção harmônica total em relação à componente fundamental. Em ambas as equações, é possível verificar que, na ausência de componentes harmônicas ($h_2, h_3, \dots, h_n = 0$), a $THD = 0$. Dessa forma, devemos buscar nas instalações elétricas os valores de THD mais próximos de zero possível.

No Brasil, não há ainda valores normatizados para THD_f nas instalações elétricas. Nesse caso, a sugestão é adotar, por exemplo, os valores expressos na norma IEEE 519-2

Tabela 9. Limites de distorção de corrente para sistemas de distribuição (120V até 69kV).

Máxima distorção de corrente harmônica em % I_B						
Ordem da harmônica individual (harmônicas ímpares)						
I_{sc}/I_B	<11	$11 \leq h \leq 17$	$17 \leq h \leq 23$	$23 \leq h \leq 35$	$35 \leq h$	TDD
<20*	4,0	2,0	1,5	0,6	0,3	5,0
20<50	7,0	3,5	2,5	1,0	0,5	8,0
50<100	10,0	4,5	4,0	1,5	0,7	12,0
100<1000	12,0	5,5	5,0	2,0	1,0	15,0
<1000	15,0	7,0	6,0	2,5	1,4	20,0

As harmônicas pares são limitadas a 25% dos limites das harmônicas ímpares
 Todo equipamento de geração esta limitado a esses valores de distorção de corrente independente da relação I_{sc}/I_B

Onde:
 I_{sc} = máxima corrente de curto-circuito no ponto de conexão
 I_B = máxima corrente de projeto (componente na frequência fundamental) no ponto de conexão.

São definidos dois valores para THD, sendo uma tensão (THD_U) e outro para corrente (THD_I), os quais indicam respectivamente, o grau de distorção de tensão e corrente quando comparadas as senóide puras.

A distorção de corrente, indicada pela THD_I , é provocada pela carga, ao passo que a distorção de tensão (THD_U) é produzida pela fonte gerada com consequência da circulação de correntes distorcidas pela instalação. Isso provoca uma espécie de “efeito bola de neve” uma vez que, se a tensão é deformada, as correntes nas cargas também se deformam e, se as correntes se deformam, as tensões se deformam mais ainda e assim por diante.

Para uma maior sensibilização em relação ao significado do valor de THD_f e a forma de onda associada, a figura 20 mostra uma forma de onda quase senoidal pura, com $THD_f = 3,0\%$, enquanto que a figura 21 mostra uma onda distorcida com $THD_f = 44,9\%$.

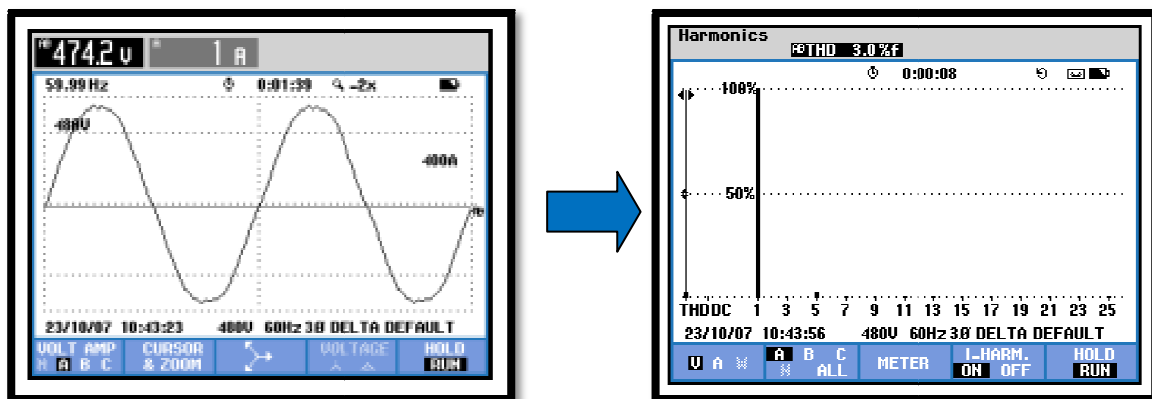


Figura 20: Forma de onda e espectro de um sinal praticamente senoidal ($THD_f = 1,9\%$).

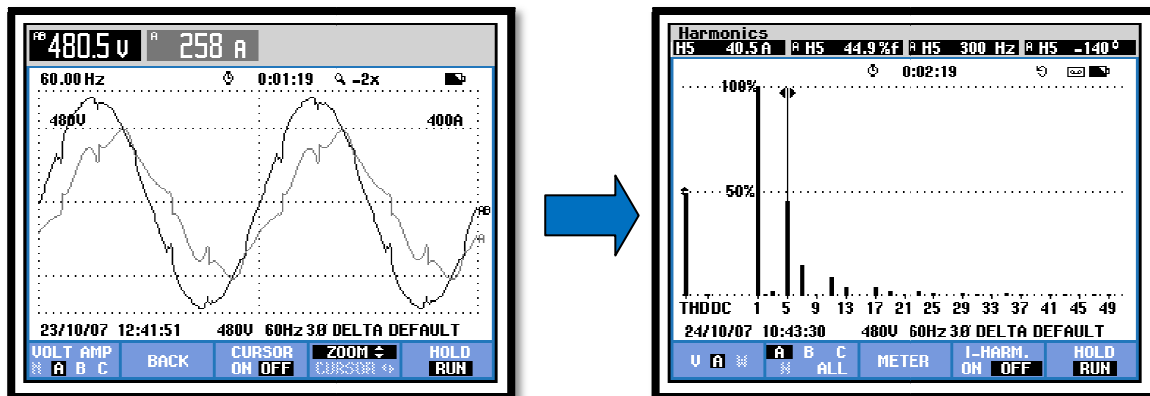


Figura 21: Forma de onda e espectro de um sinal praticamente senoidal ($THD_f = 44,9\%$).

7.1.4 Exemplo prático

Para um sinal de corrente que possua as seguintes características medidas em dado ponto do circuito, utilizando o instrumento Fluke 434:

Ordem	Valor em A
h_1	3,63
h_3	2,33
h_5	0,94
h_7	0,69
h_9	0,50
h_{11}	0,41
h_{13}	0,33

Tabela 10. Correntes harmônicas do exemplo prático.

Calculando teremos:

$$THD_f = \frac{\sqrt{(2,33)^2 + (0,94)^2 + (0,69)^2 + (0,50)^2 + (0,41)^2 + (0,33)^2}}{3,63} \times 100 = 74,5 \quad [6]$$

A figura 22 mostra o sinal de corrente e seu respectivo espectro relativo ao exemplo anterior. Podemos notar que a onda esta bastante deformada em relação a uma senóide pura, o que pode ser verificado pelo alto valor de THD_f obtido.

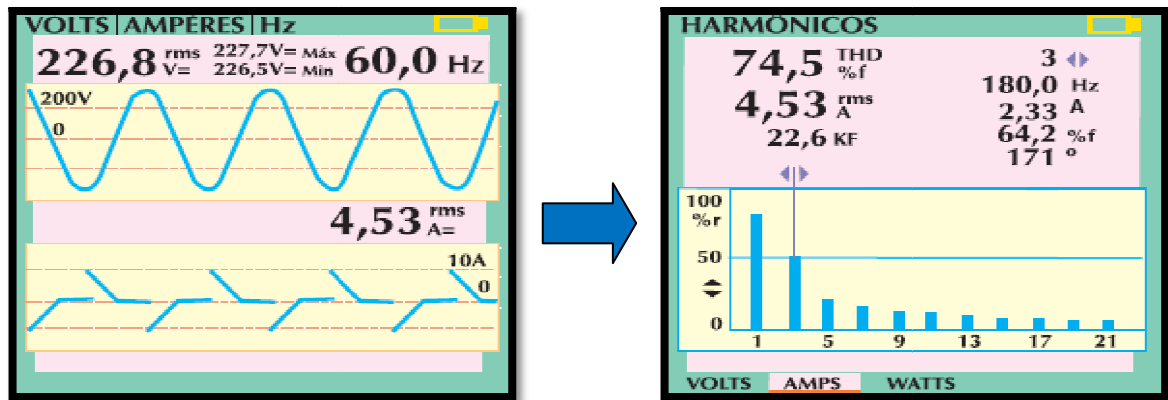


Figura 22: Forma de onda de corrente e seu espectro ($THD_f = 74,5\%$)

7.1.5 Fator de potência e $\cos\phi$

Normalmente, utilizamos os termos fator de potencia e $\cos\phi$ como sinônimos, o que somente é apropriado se não existirem harmônicas no circuito, ou seja, se os sinais forem senoidais puros.

O fator de potência (fp) é a relação entre a potencia ativa e o potência aparente definido para um sinal periódico não senoidal:

$$fp = \frac{P (W)}{S (VA)} \quad [7]$$

O $\cos\phi$ é a relação entre a potência ativa e a potência aparente definido para cada uma das componentes harmônicas (senoidais):

Equação 8:

$$\cos\phi_n = \frac{P_{hn}(W)}{S_{hn}(VA)} \quad [8]$$

Geralmente, mede-se o $\cos\phi$ da componente fundamental e o fator de potência do sinal deformado (total). Neste caso, em circuitos que apresentam valores de potência e $\cos\phi$ muito diferentes entre si possuem uma forte quantidade de harmônicas tanto de corrente como de tensão. Isso pode causar aquecimentos excessivos na instalação e, sobretudo, sérias avarias em bancos de capacitores. Por outro lado, valores muito próximos de fator de potência e $\cos\phi$ indicam pequena presença de harmônicas na instalação.

A figura 23 mostra as formas de onda de tensão e corrente verificadas em dado ponto de uma instalação, onde pode observar na indicação do instrumento os valores de $f_p=0,70$ e $\cos\phi=0,87$. Repare como a forma de onda de corrente é bastante distorcida (repleta de harmônicos).

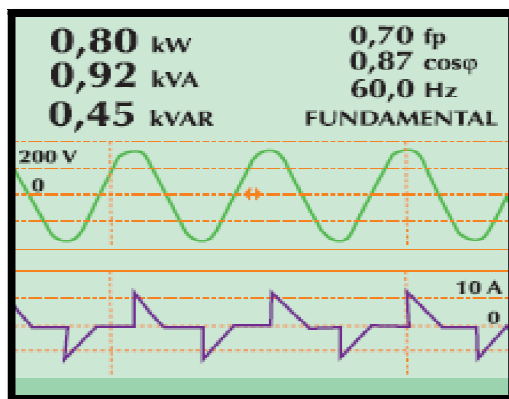


Figura 23: Forma de onda com diferença significativa entre fator de potência e o $\cos\phi$.

7.1.6 Fator de desclassificação (K)

As subestações de baixa tensão são especialmente sensíveis as harmônicas de corrente que provocam sobreaquecimentos e possíveis defeitos nos equipamentos. Historicamente, a potência nominal e o calor que um transformador dissipa em regime de plena carga são calculados com base de que o sistema é composto por cargas lineares, que por definição não produzem harmônicas. No entanto, se pelo transformador circular uma corrente que contenha harmônicas, ele sofrerá um aquecimento adicional, que poderá levá-lo a uma avaria.

O fator K é uma fator de desclassificação definido para os transformadores que indica quanto se deve reduzir a potência máxima de saída quando existirem harmônicas. A expressão matemática aproximada mais usual para o fator K é definida por:

$$K = \frac{I_{pico}}{I_{rms} \sqrt{2}} = \frac{FC}{\sqrt{2}} \quad [9]$$

E a máxima potência fornecida por um transformador é dada por:

$$S_{max} = \frac{S_{nom}}{K} \quad [10]$$

A expressão para determinação do fator K é aproximada, já que ela não considera todas as componentes harmônicas existentes na instalação. No entanto, ela permite uma adequada aproximação para se determinar a máxima potência disponível por um transformador sujeito à influência da distorção na forma de onda de corrente.

7.1.7 Fator de crista (FC)

O fator de crista (FC) é definido como a relação entre o valor de pico e o valor eficaz de um sinal, ou seja:

$$FC = \frac{I_{pico}}{I_{rms}} \quad [11]$$

No caso de um sinal perfeitamente senoidal, essa relação é igual a:

$$FC = \sqrt{2}$$

O sinal mostrado na figura 24, indicado pelo número 1, corresponde à corrente na entrada de um inversor de frequência monofásico e o sinal 2 refere-se a uma senóide pura com valor eficaz igual ao do sinal 1.

	Sinal 1	Sinal 2
Corrente de pico (A)	7,450	2,630
Corrente rms (A)	1,856	1,856
Fator de crista (FC)	4,000	1,414

Tabela 11. Valores relativos às figuras 30.

Como pode se ver na tabela 11, para um mesmo sinal eficaz, a corrente de pico pode ser muito diferente, dependendo do grau de deformação da onda. Isso nos mostra que, nos circuitos onde há presença de harmônicas, os valores eficazes da tensão ou da corrente por si só é uma informação pouco significativa. Nesses casos, é muito importante se conhecer o tipo de sinal que está sendo medido, seu valor de pico e sua distorção harmônica total (THD).

Essa é a melhor forma de se quantificar o conteúdo de harmônicas em um dado ponto/ou instalação considerado. A visualização desses dados por meio de um gráfico permite ao engenheiro a realização de ações corretivas em relação a aquelas harmônicas que mais prejudicam a qualidade da energia elétrica.

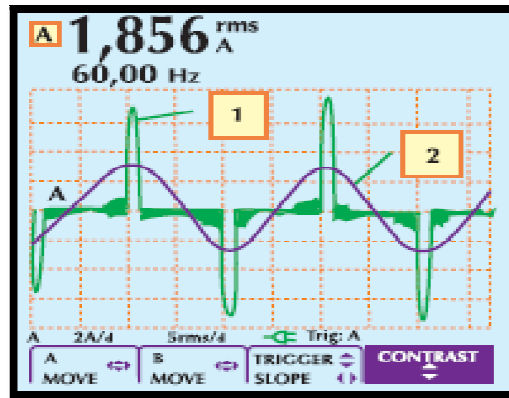


Figura 24: Os sinais têm o mesmo valor eficaz, mas apresentam fatores de crista muito diferentes.

7.2 Efeitos e conseqüências das harmônicas

Qualquer sinal de corrente ou de tensão, cuja forma de onda não seja senoidal, pode provocar danos na instalação elétrica em que está presente e/ou em seus componentes e aparelhos a ela conectados.

Há vários efeitos provocados pelas harmônicas, sendo que alguns podem ser notados visualmente, outros podem ser ouvidos, outros são registrados por medidores de temperatura e ainda há os casos em que se necessitam utilizar equipamentos especiais para detectá-los.

Os principais efeitos observados em instalações o componentes submetidos à presença de harmônicas são: aquecimentos excessivos, disparos de dispositivos de proteção, ressonância, vibrações e acoplamentos, aumento da queda de tensão e redução do fator de potência da instalação, tensão elevada entre neutro e terra, etc. Em conseqüência dos efeitos mencionados, pode haver problemas associados ao funcionamento e desempenho de motores, fios e cabos, capacitores, computadores, transformadores, etc.

7.2.1 Aquecimentos excessivos

O aquecimento é um dos efeitos mais importantes das correntes harmônicas. Pode estar presente em fios e cabos da instalação elétrica, nos enrolamentos dos transformadores, motores e geradores, etc. Devido ao efeito pelicular, à medida que a frequência do sinal de corrente aumenta (harmônicas), ela tende a circular pela periferia do condutor, o que significa um aumento da sua resistência elétrica e conseqüentemente, das perdas por efeito joule.

7.2.2 Disparo de dispositivos de proteção

Os sinais harmônicos podem apresentar correntes com valores eficazes pequenos, porém, com elevados valores de pico (alto fator de crista), o que pode fazer com que alguns dispositivos de proteção termomagnéticos e diferenciais disparem. Isso ocorre porque as correntes harmônicas provocam um aquecimento ou um campo magnético acima daquele que haveria sem sua presença.

Em locais com grande concentração de computadores pessoais, fotocopiadoras, impressoras e outros aparelhos eletroeletrônicos são comuns haver disparos imprevistos das proteções, o que pode significar, em muitos casos, a perda de grandes quantidades de trabalhos.

Assim sendo, recomenda-se que sejam previstos circuitos separados para impressoras, fotocopiadoras e computadores. Além disso, não se devem instalar muitos computadores no mesmo circuito, evitando-se, dessa forma, a perda de operação simultânea de muitas máquinas por desligamento ocasional dos dispositivos de proteção. Com relação aos dispositivos diferenciais (DRs), o efeito sobre eles dependerá da sua resposta a correntes pulsantes.

7.2.3 Ressonância

Um problema de grande destaque é o da ampliação das ondas distorcidas devido ao fenômeno da ressonância. De fato, existem duas formas de ressonância e ambas devem ser consideradas: a ressonância série e a ressonância paralela.

Para o circuito série (RLC) a impedância total na frequência de ressonância se reduz somente a componente resistiva. No caso desta componente ser pequena, altas correntes podem fluir pelo circuito nesta frequência.

A ressonância paralela (L em paralelo com C) é similar à ressonância série no aspecto que a reatância indutiva se iguala a reatância capacitiva; entretanto, a impedância paralela é significativamente diferente. Na frequência de ressonância a impedância é muito alta, e se uma fonte desta frequência estiver conectada ao circuito, uma alta corrente de circulação passará a existir entre o capacitor e o indutor apesar da corrente na fonte ser bem pequena.

Nos sistemas de energia elétrica, a utilização de capacitores para correção do fator de potência pode apresentar a ocorrência dos dois tipos de ressonância ou uma combinação de ambos, se o ponto de ressonância for muito próximo das frequências geradas pelas fontes harmônicas. As possí-

veis conseqüências, em tais casos, podem ser excessiva operação da proteção dos bancos de capacitores, ou, em muitos casos, a falha dos capacitores por curto-circuito [16].

7.2.4 Vibrações e acoplamentos

As altas frequências das harmônicas podem provocar interferências eletromagnéticas irradiadas ou conduzidas que, por sua vez, provocam vibrações em quadros elétricos, em transformadores e/ou acoplamentos em redes de comunicações, prejudicando a qualidade da conversação ou da troca de dados e sinais em geral.

7.2.5 Tensão elevada entre terra e neutro

A circulação de correntes harmônicas pelo condutor do neutro provoca uma queda de tensão entre esse condutor e a terra, uma vez que a impedância do cabo não é zero. Em alguns equipamentos eletrônicos, na presença de certa tensão terra/neutro pode prejudicar a correta operação do mesmo.

8 MÉTODOS DE MITIGAÇÃO DE HARMONICAS

Como comentado anteriormente, as harmônicas podem influenciar significativamente na QEE, causando diversos problemas que afetam desde o desempenho do sistema ou ainda perdas materiais. Dentro desse contexto torna-se indispensável adotar medidas para erradicar ou minimizar o número de harmônicos presentes numa instalação. Atualmente as soluções possíveis para atenuar os efeitos harmônicos são de três naturezas diferentes:

- Adaptação da instalação;
- Adição de dispositivos particulares na alimentação (indutâncias, transformadores especiais);
- Utilização de filtros.

8.1 Soluções de base

Para limitar a propagação das harmônicas na rede, a distribuição das cargas pode ser levada em conta, principalmente de tratando do caso de uma nova instalação.

8.1.1 Posicionar as cargas poluentes a montante rede

Essa configuração consiste em se “posicionar” as cargas causadoras de distorções harmônicas o mais longe possível das cargas sensíveis, o que significa chegar mais perto da fonte de alimentação. Claro que essa medida depende muito da análise econômica de quanto será gasto para isso, mas caso aplicável é preferível instalar as cargas poluentes a montante possível.

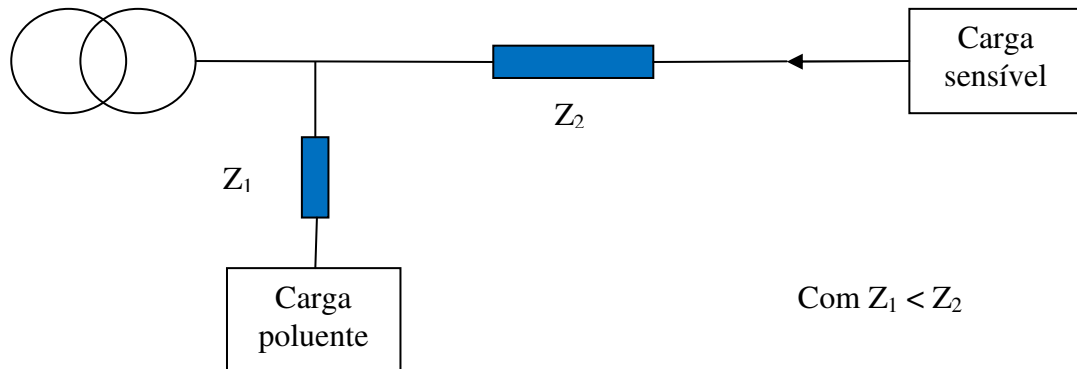


Figura 25: Cargas perturbadoras a montante (esquema aconselhável).

8.1.2 Reagrupar as cargas poluentes

Quando estabelecemos o diagrama unifilar, aconselhasse separar os equipamentos perturbadores, a boa pratica sugere alimentação de cargas poluentes e não poluentes por jogos de barras diferentes. Assim, reagrupando as cargas poluentes, aumentaremos a possibilidade de aumentar o volume angular. A soma vetorial das correntes harmônicas é mais fraca que sua soma algébrica.

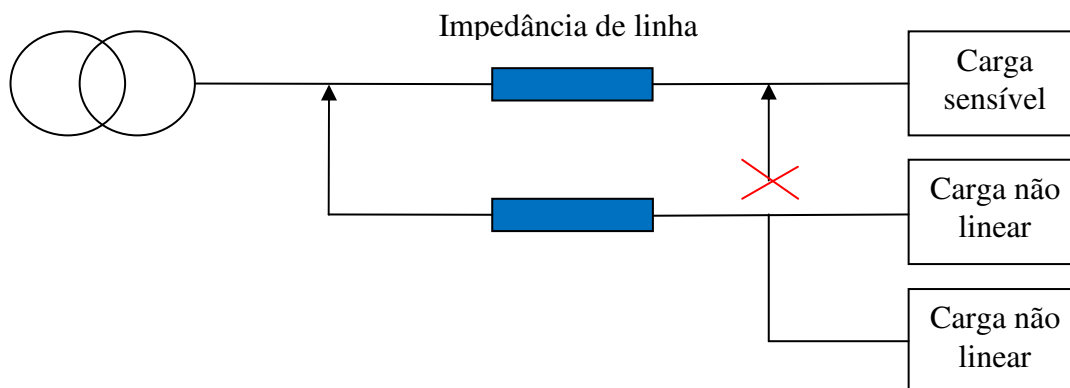


Figura 26: Reagrupamento de cargas poluidoras a mais montante possível.

Evitaremos igualmente que as correntes harmônicas não percorram os cabos, este que limitará as quedas de tensão e os aquecimentos nos cabos.

8.1.3 Separar as fontes

Na luta contra as harmônicas, um melhoramento suplementar é obtido realizando uma alimentação pelo transformador separado, segundo o esquema seguinte.

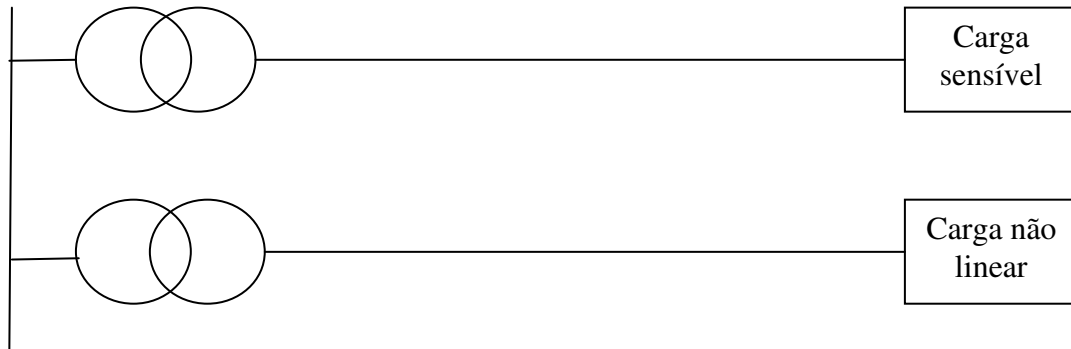


Figura 27: Alimentação de cargas poluidoras por transformadores separados.

Existem também alguns tipos de transformadores capazes de suprimir de certas ordens de harmônicas, isso ocorre em função do tipo de conjugado do transformador. Vejamos quais ordens de harmônicas são fixadas, em função dos tipos de conjugados:

- Um conjugado Dy_d fixa as harmônicas de ordens 5 e 7;
- Um conjugado Dy fixa as harmônicas de ordem 3 (as harmônicas circulam em cada uma das fases e se reencontram pelo neutro do transformador);
- Um conjugado DZ₅ fixa as harmônicas de ordem 5 (para juntar-se no circuito magnético).

8.1.4 Escolher um esquema de aterramento adaptado

8.1.4.1 Caso do regime TN-C

No caso do regime de neutro TN-C, um único condutor (PEN) assegura a proteção em caso de defeito (terra) e assegura a circulação das correntes de desequilíbrio. Em regime permanente, as correntes harmônicas circulam no PEN. Há uma certa impedância, esta que implica em pequenas

diferenças de potencial (de ordem de quaisquer volts) entre aparelhos, e pode ter como consequência o mau funcionamento dos equipamentos eletrônicos.

O regime TN-C deve então ser reservado a alimentação dos circuitos de potência, no início da instalação, e é prescrito no caso da alimentação de cargas sensíveis. O sistema TN-C só aplicável para seção de condutores maior que 10 mm². Requer eletrodos de terra com espaçamentos regulares (ambiente equipotencial).

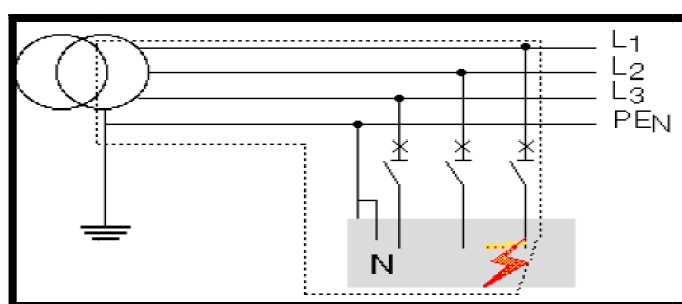


Figura 28: Sistema de aterramento TN-C.

8.1.4.2 Caso do regime TN-S

É aconselhado no caso de presença de harmônicas. O condutor de neutro e o condutor de proteção PE seriam completamente separados, o potencial da rede é muito melhor fixo. Os condutores de proteção e neutro são separados (5 fios). Obrigatório em circuitos de seção menor que 10mm² (cobre) e 16 mm² (alumínio), e em equipamentos móveis.

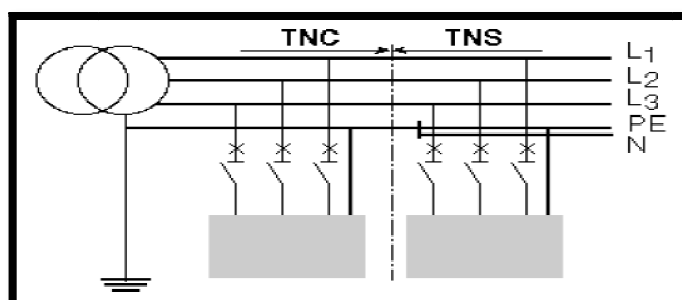


Figura 29: Sistema de aterramento TN-C x TN-S.

8.2 Ações no caso de ultrapassagem dos valores limites

8.2.1 Indutância

É uma solução paliativa que atenua todas as harmônicas presentes no ponto de instalação. Consiste na utilização de uma indutância (LF) em série, entre a alimentação e a carga poluidora, observe a figura 29.

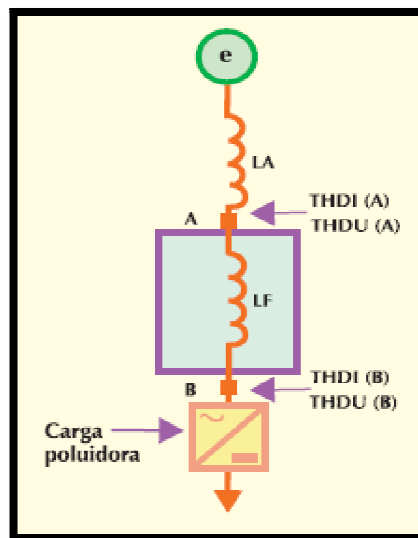


Figura 30: Uso de indutância para atenuação de todas as harmônicas[Procobe]

A indutância LF soma-se a indutância LS da fonte (transformador ou gerador) e a dos cabos, o que significa uma redução no valor de:

Equação 12:

$$R = LS / (LS + LF) \quad \text{resultando em: } THD_U (A) = THD_U (B) \times R \quad [12]$$

A técnica de instalação de indutâncias em série com a fonte poluidora é geralmente utilizada internamente em equipamentos (Exemplo: UPS), ou seja, tais bobinas já vêm incorporadas de fábrica.

As principais vantagens das indutâncias são:

- É uma solução simples, confiável e de baixo custo;
- A bobina pode ser utilizada com qualquer tipo de fonte;

As principais desvantagens das indutâncias são:

- Limitada eficiência;
- Grandes dimensões;
- Introduz uma queda de tensão na linha.

8.2.2 Filtro passivo LC

Esta solução consiste, geralmente, na inclusão de um filtro LC em paralelo com a fonte poluidora. A figura 31 mostra uma ligação típica desse filtro, onde também pode ser visto o emprego adicional de uma indutância (LF) para amortecimento das harmônicas. Agora a indutância LP e a capacitância CP são escolhidas de modo que a impedância do filtro seja zero para frequência que se deseja eliminar e seja muito pequena para outras frequências próximas dessa, ou seja:

Equação 13:

$$LP \times CP \times \omega^2 = 1 \quad [13]$$

Como exemplo, se for necessário eliminar a 5^o harmônica, temos:

$$\begin{aligned} LP \times CP \times (2 \times \pi \times 5 \times 60)^2 &= 1 \\ LP \times CP &= 0,281 \times 10^{-6} \end{aligned}$$

Neste exemplo, com o produto LP x CP calculando, obtemos:

- Para a harmônica de 5^o ordem (300Hz), a impedância em paralelo (LP+CP) é igual a zero e a corrente nessa frequência flui apenas entre a fonte poluidora e os componentes LP+CP, não afetando assim as eventuais cargas a montante do filtro;
- Para a harmônica de 7^o ordem, se ela existir, a impedância do filtro ainda é baixa e parte da corrente em 420Hz é atenuada;
- Para harmônicas superiores a 7^o ordem, prevalece o valor da reatância indutiva de LP (a reatância capacitiva de CP tende a zero, pois $X_c = 1/2\pi fC$).

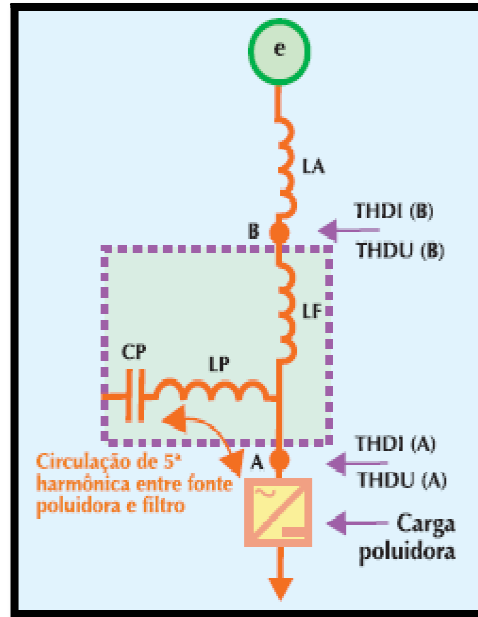


Figura 31: Emprego de filtro passivo LC para atenuação de harmônica específica [Procobe]

O filtro de harmônicas passivo LC descrito, é chamado de filtro não compensado, porém há genericamente outro tipo de filtro passivo, chamado de filtro de harmônicas compensado (figura 32). Este filtro compensado é recomendado em instalações onde seja utilizada uma fonte de substituição de energia, como por exemplo, grupos geradores. A indutância adicional (LA) instalada em paralelo com o filtro LC reduz a energia capacitiva que precisa ser fornecida pelo grupo gerador por causa da capacitância introduzida pelo filtro, tanto na partida do motor quanto em regime permanente.

Isso faz com que não seja necessário haver um sobre dimensionamento do grupo gerador para compensar a energia capacitiva da instalação e evita problemas de mau funcionamento do gerador (acelerações e desacelerações bruscas).

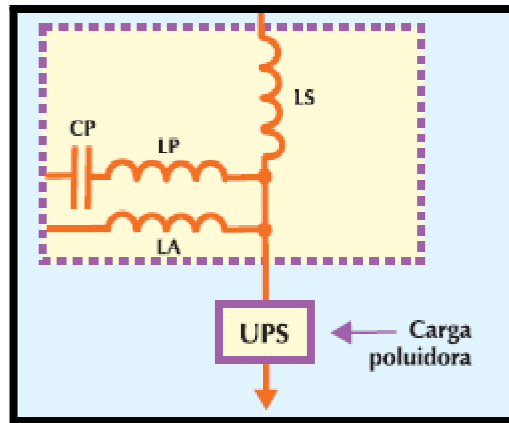


Figura 32: Filtro passivo LC compensado para atenuação de harmônica específica [Procobe]

As principais vantagens dos filtros de harmônicas passivos são as seguintes:

- Simples e confiáveis;
- A indutância de compensação (LA) pode ser instalada a qualquer momento;
- Desempenho muito satisfatório, sobretudo na frequência sintonizada, obtendo-se, via de regra $THD_1 \leq 5\%$;
- Aumento do fator de potência da instalação, uma vez que a introdução do capacitor (CP) compensa parte da energia indutiva dos componentes existentes.

Por sua vez, os filtros de harmônicas passivos LC apresentam algumas desvantagens:

- Limite de espectro de atenuação, ou seja, o filtro elimina apenas o sinal harmônico sintonizado e atenua outras harmônicas próximas, mas não é eficaz para uma banda mais larga de sinais;
- Depende da fonte de alimentação, pois o uso de filtro compensado é obrigatório no caso da presença de grupos geradores;
- Funciona adequadamente apenas se não houver alteração nas cargas durante a vida da instalação, uma vez que a mudança nas cargas pode provocar alteração no espectro harmônico da instalação, fazendo com que a frequência de sintonia previamente estabelecida para o filtro seja diferente do novo valor existente.

8.2.3 Filtro ativo

O filtro ativo (ou condicionador) é usualmente ligado em paralelo entre a fonte e a carga poluidora, observe a figura 33.

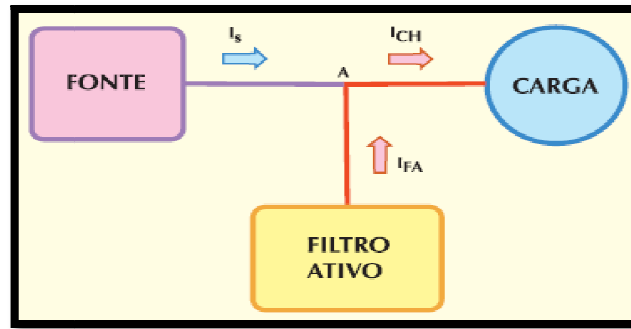


Figura 33: Conexão típica de um filtro ativo [Procobe]

Este filtro analisa cada uma das fases individualmente, em tempo real, monitorando a corrente de carga I_{CH} . Dessa análise, obtém-se o espectro harmônico, que é a indicação da presença da fundamental e de todas as demais componentes do sinal.

O filtro ativo então gera um sinal de corrente (I_{FA}) que é igual à diferença entre a corrente total de carga (I_{CH}) e a fundamental (I_{CH1}). Essa corrente (I_{FA}), que é a soma das correntes harmônicas defasada de 180° , é injetada na carga de forma que a resultante no ponto de ligação do filtro seja uma corrente senoidal semelhante (forma de onda e amplitude) a fundamental da fonte.

Dessa forma, não existe a circulação de correntes harmônicas no trecho entre a fonte e o nó A da figura 33, o que assegura que outros eventuais equipamentos não sejam afetados pela presença da carga harmônica.

Os filtros ativos, que via de regra empregam IGBT no módulo de potência, são geralmente projetados para cobrir uma faixa do espectro harmônico (tipicamente de H_2 a H_{25} , ou seja, 2° a 25° harmônica), são relativamente simples de instalar e podem ser conectados a qualquer ponto da instalação.

Assim, um filtro ativo pode estar localizado:

- Junto a cargas que geram grande quantidade de harmônicas, assegurando que filtragem seja realizada localmente;
- Junto aos quadros de distribuição, realizando uma compensação parcial das harmônicas;
- Junto ao quadro geral da instalação, para prover uma compensação geral das correntes harmônicas;

Idealmente, um filtro ativo deveria ser instalado no ponto de origem da geração da harmônica, pois assim pode se prover as seguintes vantagens:

- Não circulação das correntes harmônicas pela instalação elétrica, o que pode afetar os demais componentes do sistema;
- Redução das perdas por efeito Joule nos cabos, componentes em geral e da carga no transformador ou gerador;
- Redução da seção dos condutores.

No entanto, o local ideal para localização dos filtros ativos deve ser identificado a partir de um levantamento completo dos níveis de poluição harmônica presentes na instalação e de um estudo técnico econômico que considere a influência da presença ou não das harmônicas num dado trecho da instalação. Para se ter uma melhor idéia do funcionamento do filtro ativo de harmônicas, é possível observar a figura 34, onde são indicadas as formas de onda reais obtidas em uma aplicação desse dispositivo.

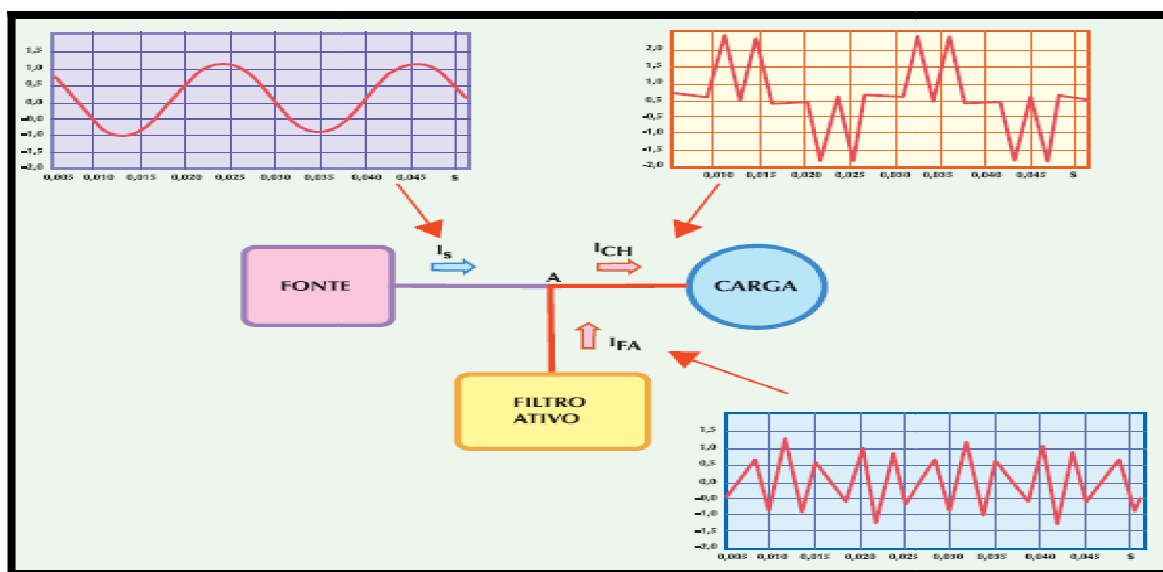


Figura 34: Exemplo real da atuação de um filtro ativo [Procobe]

9 Simulação e projeto

Nesta etapa do trabalho foi desenvolvida uma situação hipotética, uma instalação com fator de potência abaixo do estabelecido e também poluída por harmônicas.

O software escolhido para as simulações foi o PTW do fabricante canadense SKM Power Tools (versão 6.0.3.0), trata-se de um software plenamente difundido e validado. O PTW não é um software gratuito, porém, o fabricante disponibiliza a versão completa para uso durante trinta (30) dias sem nem custo e foi esta versão “Trial” a utilizada nessa simulação.

9.1 Considerações iniciais

Para a avaliação de uma situação real e do adequado projeto de filtros harmônicos, é sempre necessário o levantamento de alguns dados no campo, principalmente os itens relacionados abaixo.

- Medições de grandezas elétricas nas diversas barras incluindo harmônicos de tensão e corrente; no caso de planta nova a ser construída, deve-se obter as características elétricas das cargas, como potência nominal, fator de potência e rendimento (para as condições operativas de 50%, 75% e 100%) além do espectro harmônico para as cargas não lineares;
- Condições operativas do sistema elétrico (redundância, paralelismo, cogeração);
- Potência de curto-circuito trifásica e fase à terra da concessionária e as respectivas relações X/R;
- Dados dos geradores e motores síncronos: potência e tensão nominais, reatâncias x_d , x_q , transitória e subtransitória, constantes de tempo;
- Dados dos motores de média tensão e os principais de baixa tensão: potência e tensão nominais, número de pólos, corrente de rotor bloqueado;
- Dados de transformadores de força: potência, tensão primária e secundária, impedância de dispersão, tipo de ligação e tapas disponíveis; resistor ou impedância de aterramento;
- Dados dos alimentadores: tipo e bitola, tipo de instalação e comprimento;
- Dados de bancos de capacitores, reatores e filtros harmônicos: potência, tensões nominais e tipo de ligação;

- Dados das cargas não lineares: número de pulsos, tensão nominal de operação e potência; espectro harmônico, quadrantes que operam.

De posse de tais informações, devemos montar o diagrama elétrico da planta com os dados coletados incluindo as medições de harmônicos. O ideal é se dispor de um software para o cálculo do fluxo harmônico, como exemplo o PTW. A partir daí é calculada a matriz de impedâncias nodais (Z_{BUS}), e a partir da multiplicação das correntes harmônicas pelas impedâncias próprias e mútuas obtemos as tensões harmônicas de cada barra $[I_h] \times [Z_{BUS}] = [V_h]$. Com valores das tensões harmônicas calculamos os índices THD, THI e demais parâmetros de análise, além dos parâmetros dos filtros harmônicos.

Outro dado muito importante após a simulação é a obtenção da curva de ressonância do sistema para as diversas ordens harmônicas, onde é avaliada, a ressonância paralela e a ressonância série.

9.2 Situação simulada

A instalação definida é composta pelos seguintes componentes:

Concessionária:	Sc 3Ø = 67.80 e X/R = 2.07, 11.40 kV; Sc 1Ø = 12.90 e X/R = 1.55, 11.40kV;
AL – MT:	Pirelli Eprotenax EPR 50 mm ² , 60 m;
AL – CAP 1:	Pirelli 1 x 70mm ² , 0.6/ 1kV, PVC, 10 m;
AL – CAP 2:	Pirelli 2 x 95mm ² , 0.6/ 1 kV, PVC, 10 m;
CAP1:	40 kVAr/220 v * <u>ver cálculo</u>
CAP2:	120 kVAr/440 v * <u>ver cálculo</u>
Trafo 1:	225kVA, 11400/220 v, Δ/Y aterrada com, Z = 6.08% X/R = 5.10, núcleo envolvido;
Trafo 2:	300 kVA, 11400/440 V, Δ/Y aterrada, Z = 4.32% X/R = 5.10, núcleo envolvido;
Carga 1:	Fontes chaveadas (Potência S = 36 + j 15 kVA, 220V);
Carga 2:	Conversor AC/DC, de 6 pulsos (Potência S = 104 + j 135 kVA, 0.440kV);

- Motor 1: Motor de indução trifásico, 112.6 HP, $I_p/I_N = 6.0$ (Potência $S = 84 + j 33$ kVA, 220 v)
- Motor 2: Motor de indução trifásico, 16,1 HP, $I_p/I_N = 6,0$ (Potência $S = 12 + j 16$ kVA, 440 v).

Importante: Os dados adotados acima embora sejam dados bem realistas foram adotados aleatoriamente com base em alguns catálogos de equipamentos e dados colhidos em pesquisa na internet.

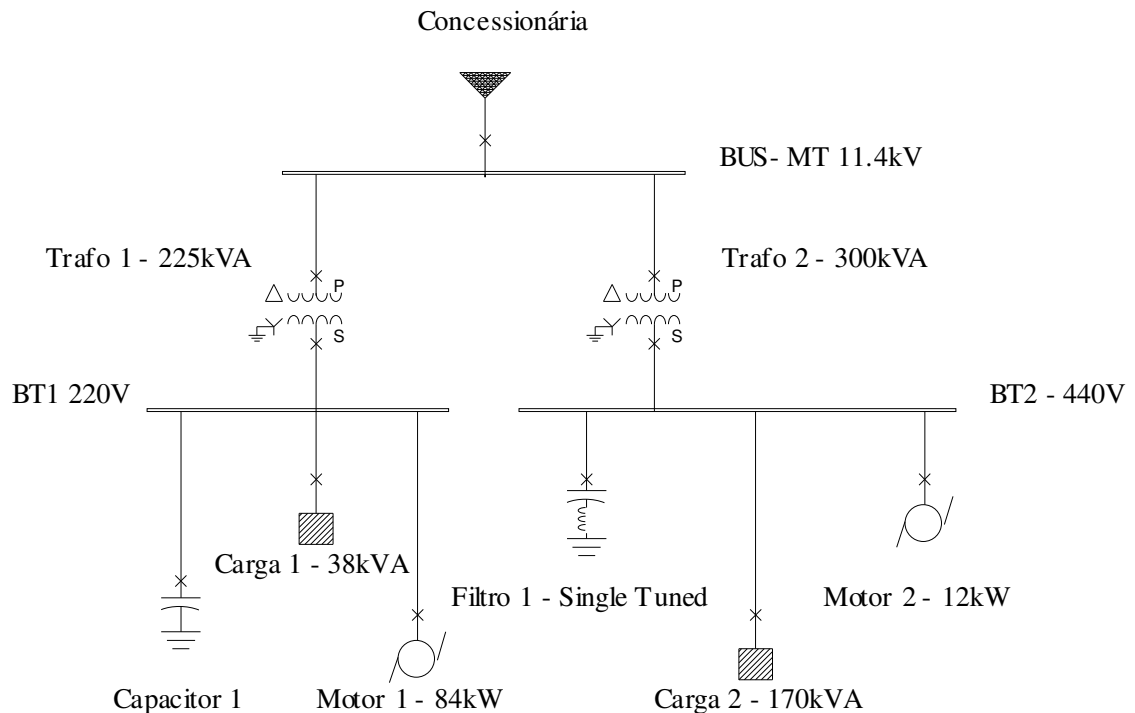


Figura 35: Diagrama unifilar da instalação simulada

9.2.1 Cálculo dos bancos de capacitores

Para o cálculo do banco de capacitores na instalação proposta foi realizada a somatória das cargas de cada transformador, conforme abaixo:

$$\sum \text{CARGAS (Trafo1)} = 120 + j48 \text{ kVA} \leftrightarrow 129.23 \angle 21,80^\circ \text{ kVA (FP} = 0,92\text{i)}$$

$$\sum \text{CARGAS (Trafo2)} = 116 + j151 \text{ kVA} \leftrightarrow 190,52 \angle 52,46^\circ \text{ (FP} = 0,60\text{i)}$$

$$Q_c \text{ (Trafo1)} = P \times \{ \text{tg}[a \cos(0,92)] - \text{tg}[a \cos(0,95)] \} = 0,097 \times 120 \leftrightarrow Q_c = 11.7 \text{ kVAr}$$

$$Q_c \text{ (Trafo2)} = P \times \{ \text{tg}[a \cos(0,60)] - \text{tg}[a \cos(0,95)] \} = 0,970 \times 116 \leftrightarrow Q_c = 112.6 \text{ var}$$

Também é necessário se compensar o indutivo proveniente dos transformadores:

$$Q_{(\text{trafo 1+trafo2})} = 2\% \times \sum \text{Strafos} = 0,02 \times 525 = 10,5 \text{ kVAr}, \text{ portanto:}$$

$$Q_c (\text{Trafo1}) \text{ Total} = 11.7 + 10.5 = 22.2 \text{ kVAr} \text{ (por padronização adotado 40kvar).}$$

$$Q_c (\text{Trafo 2}) \text{ Total} = 112.6 \text{ kVAr} \text{ (por padronização 120kvar).}$$

9.2.2 Espectro harmônico das cargas

Como nessa simulação as cargas simuladas foram criadas no software (biblioteca), é importante que o espectro harmônico seja demonstrado:

Ordem harmônica (h)	Corrente % de In	
	Carga 1	Carga 2
2	6.10	2.20
3	10.84	2.60
4	2.38	0.40
5	18.97	31.00
6	1.70	0.70
7	4.41	5.0
8	1.36	1.00
9	4.07	2.00
10	1.70	0.40
11	1.70	7.50
12	1.36	0.70
13	1.70	3.50
14	1.02	0.60
15	0.68	1.30
17	0.0	3.50
19	0.0	2.40
23	0.0	2.00
25	0.0	1.80
29	0.0	1.40
31	0.0	1.40

Tabela 12: Espectro harmônico das cargas na simulação

Utilizando o PTW o resultado do “ Load Flow” da instalação simulada é:

Tabela 13: Distorções harmônicas – Valores simulados no software

Barramento	Tensão (KV)	Distorção (THDV %)
Média Tensão	11.40	1.80
Trafo 1 (225kVA)	0.220	2.10
Trafo 2 (300kVA)	0.440	9.30

9.2.3 Dimensionamento do sistema

- Transformador 1

Banco de capacitores de 40 kVAr/220 v, calculado anteriormente.

- Transformador 2

Filtro harmônico sintonizado "passa-baixa".

Conforme abordado no item (8.2.2), o objetivo da filtragem passiva é o introduzir uma admitância de valor elevado no sistema, de modo a absorver parte das harmônicas geradas pelas cargas não lineares, e em especial as harmônicas predominantes, mantendo a distorção total de tensão dentro dos limites normalizados e aceitáveis para as cargas conectadas nesse sistema. Avaliando-se as figuras 36 e 37, respectivamente das distorções harmônicas de tensão e de corrente do transformador 2, verificamos que a principal ordem harmônica é a 5^a. Neste caso, devemos minimizar a distorção harmônica de tensão de 5^a ordem, projetando um filtro com alta admitância para a uma frequência próxima de 300 Hz.

A potência em kVAr do filtro foi determinada anteriormente, e é a necessária para a elevação do fator de potência a 0,95 indutivo: **Qc =120 kVAr**.

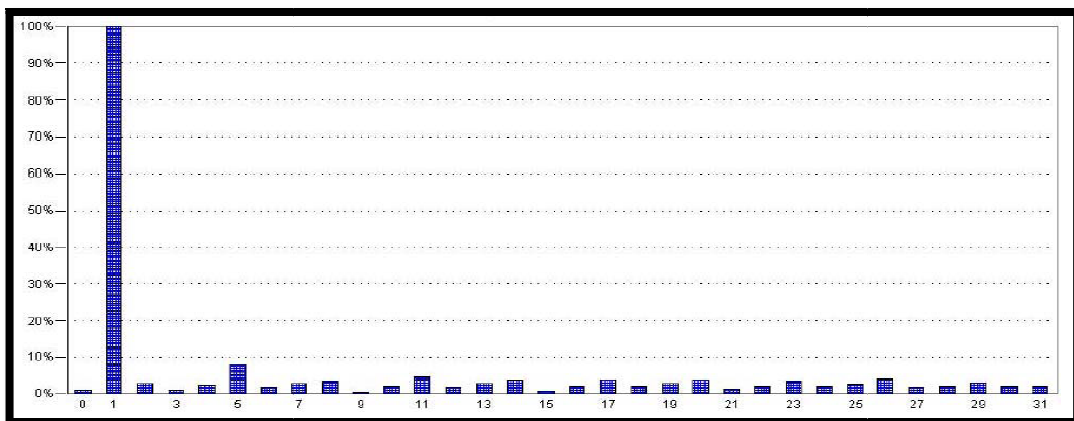


Figura 36: Tensão na barra BT2 sem filtro (software).

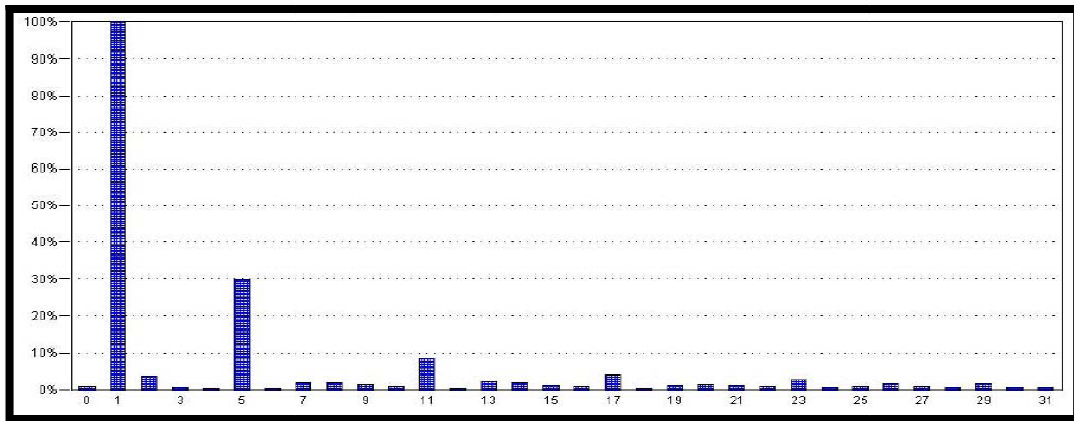


Figura 37: Corrente na carga 2 sem filtro (software).

Para se determinar os componentes do filtro a fim de atingir a frequência de ressonância, as equações abaixo foram utilizadas:

Condição de ressonância: $X_C = X_L$

$$\frac{1}{2\pi f C} = 2\pi f L \Leftrightarrow f = \frac{1}{2\pi\sqrt{C \cdot L}} \Leftrightarrow L = \frac{1}{4\pi^2 f^2 \cdot C}$$

A frequência de ressonância é do filtro, é geralmente projetada entre 2 e 4% abaixo da frequência de natural do sistema, e portanto: $f_R = 0,98 \times 5 = 4,90^{\circ}h$.

Onde:

f_R = frequência de ressonância (para o exemplo 4,90);

f = frequência do sistema (para o exemplo 60Hz);

C = Capacitância

Resolvendo:

$$X_C = \frac{V^2}{Q} \rightarrow X_C = \frac{440^2}{120000} \rightarrow X_C = 1.61333 \Omega$$

$$C = \frac{1}{2\pi 60 X_C} \rightarrow C = \frac{1}{2\pi \times 60 \times 1.61333} \rightarrow C = 1644,163 \mu F$$

$$L = \frac{1}{4\pi (4,90 \times 60)^2 \times 1644,163^{-6}} \rightarrow L = 0,17824 mH$$

$$X_L = 0,17824 \text{ mH } (0.06719\Omega @60\text{Hz})$$

O resistor de amortecimento foi calculado posteriormente após a determinação do ângulo de impedância de 5ª harmônica na barra do trafo 2 (BT2). Primeiramente efetuou-se o fluxo de carga harmônico com todas as cargas e todos os bancos de capacitores e filtros.

A partir do fluxo de carga harmônico (obtido pelo software PTW), determina-se a impedância própria da barra para a 5ª harmônica. Obtido o valor de 75,03° e, portanto, com base nas equações abaixo temos:

Cálculo do desvio δ :

$$\delta = \frac{5 - 4,9}{5} \rightarrow \delta = 0,02$$

Cálculo do Q do filtro:

$$Q = \frac{1 + \text{Cos}\theta_{sn}}{2\delta\text{sin}\theta_{sn}} \rightarrow Q = \frac{1 + \text{Cos}(75,03)}{2 \times 0,02 \times \text{sin}(75,03)} \rightarrow Q = 32,56$$

Cálculo do resistor de amortecimento R:

$$R = \frac{X_0}{Q} \rightarrow R = \frac{h \times X_L}{Q} \rightarrow R = \frac{0,06719 \times 4,90}{32,56} \rightarrow R = 0,0101\Omega$$

Pode-se notar que o valor da resistência ôhmica é baixo, se comparado com as reatâncias do sistema, mas sua utilização é **recomendada**, pois dá maior estabilidade ao sistema, principalmente às cargas não lineares.

Após cálculos acima repetiu-se o fluxo harmônico e se determina as distorções harmônicas nas barras e as correntes absorvidas pelo banco de capacitares e filtro harmônico.

Tabela 14: Distorções harmônicas – Valores simulados no software após dimensionamento dos componentes do filtro e do banco de capacitores.

Barramento	Tensão (KV)	Distorção (THDV %)
Média Tensão	11.40	1.90
Trafo 1 (225kVA)	0.220	4,30
Trafo 2 (300kVA)	0.440	4,00

As distorções harmônicas nas barras de baixa tensão ficaram acima do valor individual de 3%, mas abaixo do limite global de 5%.

Com os componentes dimensionados e, a partir do fluxo de carga, com todas as cargas, obtemos as correntes harmônicas absorvidas pelo filtro em % da corrente fundamental:

Tabela 15: Correntes harmônicas absorvidas pelo filtro (simulação software).

Ordem Harmônica (h)	Corrente (%) de I Fundamental
1	100,00
2	0,05
3	0,00
4	4,10
5	58,50
6	0,00
7	5,90
8	0,90
9	0,00
10	0,40
11	5,70
12	0,00
13	2,60
14	0,50
15	0,00
17	2,40
19	1,60
23	1,40
25	1,20
29	1,00
31	1,00

Fazendo as devidas multiplicações das correntes harmônicas da tabela acima pelas impedâncias corrigidas do reator e do capacitor, e do resistor, foi obtido os valores absorvidos para cada componente:

- O capacitor deve ter a tensão nominal mínima, como a somatória algébrica de todas as tensões harmônicas que estarão sob este capacitor.

$$V_{CAP_{MÍNIMA}} = \sum_{i=1}^n I_{h_{Filtro}} \times \frac{1}{\omega_n C}$$

- O reator deverá ter uma corrente rms mínima como a corrente rms total absorvida pelo filtro.

$$I_{L_mínimo} = \sqrt{\sum_{i=1}^n I_{h_{Filtro}}^2}$$

- O resistor deverá ter uma potência mínima calculada a partir da corrente rms absorvida pelo filtro, ou seja:

$$P_{R_mínima} = \sum_{i=1}^n (I_{h_{Filtro}}^2 \times R)$$

De posse de tais valores e sabendo das tolerâncias da fabricação dos componentes (em anexo neste trabalho), foi possível definir e especificar os componentes do sistema:

Tabela 16: Resultado da simulação

Tensão nominal do sistema (KV)	0.440
Potência capacitor (Mvar)	0.220
Tensão nominal do capacitor (KV)	0.660
Frequência do sistema (Hz)	60.000
Tolerância na capacitância (+/- %)	1.000
Indutor série (mH)	0.179
Q do indutor	30.000
TAP do indutor (+/- %)	0.000
Resistor série (Ω)	0.010
Frequência de ressonância do sistema (Hz)	293,4
Ordem de ressonância (h)	4.900
Corrente total do filtro (kA)	0.189
Corrente sobre o indutor (kA)	0.189
Potência sobre o resistor (W)	357.8
Tensão 1Ø sob o indutor - Fase – rms (kV)	0.00364
Tensão 1Ø sob o capacitor – Linha – rms (kV)	0.266
Σ Aritmética – Tensão sob o capacitor (kV)	0.304
Σ Aritmética – Tensão sob o capacitor pico (kV)	0.430
Tensão rms 3Ø sob o capacitor (kV)	0.462
Σ Aritmética – Corrente sob o indutor (kA)	0.305
POTÊNCIA MÍNIMA DO RESISTOR (Ω)	614.042
TENSÃO 3Ø MÍNIMA DO CAPACITOR (kV)	0.528
CORRENTE MÍNIMA DO FILTRO IRMS @ 131% (kA)	0.248
CORRENTE NOMINAL DO INDUTOR IRMS (kA)	0.298
CORRENTE MÁXIMA NO ALIMENTADOR IRMS (kA)	0.328
CORRENTE DO ALIMENTADOR IRMS @135 % (kA)	0.256
REATÂNCIA INDUTIVA XL @60Hz (Ω)	0.067

10 Conclusões

Neste trabalho apresentou-se, um assunto atual e de grande relevância para a sociedade em geral e em particular para as empresas: o problema da qualidade de energia elétrica. Mercê da utilização crescente e generalizada de equipamentos de eletrônica de potência, que “poluem” os sistemas elétricos, e da necessidade de automatização dos sistemas de produção, que obriga a que cada vez mais se utilizem controladores eletrônicos, extremamente sensíveis ao meio eletromagnético em que estão inseridos, a atenção dada a qualidade da energia elétrica é crucial tendo em vista a garantia da qualidade dos produtos e serviços e a redução dos custos de produção.

Estudos realizados na Europa comprovam que a maioria das empresas não tem as suas instalações elétricas preparadas para lidar com os problemas de qualidade de energia elétrica, tendo em conta a realidade dos equipamentos utilizados nos processos produtivos. Além disso, verificou-se que, na maior parte dos casos os responsáveis pelas instalações elétricas nas empresas não associam os problemas que ocorrem ao fato das instalações não estarem adequadas aos problemas de qualidade de energia a que estão sujeitas. Convém realçar que o fato das instalações elétricas não estarem em condições de fazer face aos problemas de qualidade de energia não se deve necessariamente a erros no projeto inicial, mas sim devido a alterações nos tipos de equipamentos utilizados pelas empresas nos últimos anos.

No Brasil o cenário é praticamente idêntico, com o agravante de que grande parte dos equipamentos utilizados nas indústrias são importados, portanto obedecem a normas que já são bem difundidas no país de origem. Se quisermos que tais equipamentos funcionem corretamente temos que manter a qualidade de norma energia dentro das normais internacionais (preferencialmente nos limites do IEEE que são mais rigorosos que os do IEC).

Muitos dos problemas de qualidade de energia podem fazer com que alguns equipamentos funcionem de forma incorreta e levar à interrupção de processos de fabricação, acarretando em prejuízos muito elevados. Tais problemas podem ser resolvidos quando as suas causas são identificadas e se adotam as medidas apropriadas para a sua correção.

Apresentou-se também como foco deste trabalho os crescentes problemas causados por harmônicas e como estes distúrbios vêm afetando a qualidade de energia no contexto atual de nossas instalações.

Demonstrado os principais métodos de mitigação de harmônicas, desde as soluções de base até a aplicação de filtros. Pode-se perceber claramente que um bom projeto pode fazer grande diferença no “desempenho” de uma instalação, porém, em muitos casos por projetos maus elaborados e até mesmo por característica da carga em si a adoção de filtros torna-se necessária.

No capítulo (9) foi simulada via software uma instalação que estava fora das normas quanto ao fator de potência e também quanto à distorção harmônica total. A adequação se deu no dimensionamento de um banco capacitivo que elevou o fator de potência da instalação a 0,95 indutivo, e a um filtro passivo sintonizado que reduziu o DHT_V a níveis abaixo do limite máximo aceitável.

BIBLIOGRAFIA

- [1] CAMPOS, C. José Carlos - Estratégias de Conservação e Qualidade de Energia Aplicadas na Indústria. Tese de doutorado - UNICAMP (2001)
- [2] FRANCIS C. Pereira, José C. de Oliveira, Anderson L.A. Vilaça (1997). Uma proposta de procedimento para a análise da qualidade da energia elétrica. SBQEE.
- [3] ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, “ Módulo 8 – Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional. Revisão: 2 de Julho de 2007.
- [4] ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico (acessado em 28/09/2007);
- [5] ARY D. Ajuz, FONSECA, C. dos Santos, et.al. (1987). Transitórios Elétricos e Coordenação de Isolamento. Universidade Federal Fluminense Editora Universitária - EDUFF.
- [6] TAVARES, Silvio Romero Ribeiro. O Papel da ANEEL no Sistema Elétrico Brasileiro, UNICAMP, tese pós graduação, 2003.
- [7] R.C. Dugan, M.F. McGranaghan, S. Santoso, H.W. Beaty, "Electrical Power System Quality", Second edition, McGraw-Hill, 2002
- [8] OLIVEIRA, J. C. (2000). Projeto SIDAQEE (2000). *Qualidade da energia elétrica: definição e análise dos itens de qualidade*. Cap. II, Universidade Federal de Uberlândia, Centro de Ciências Exatas e Tecnologia, Departamento de Engenharia Elétrica, Grupo de Qualidade e Racionalização da Energia Elétrica.
- [9] OLESKOVICZ, Mário. Apostila Qualidade de Energia: Fundamentos básicos
- [10] IEC 61000-3-2, “Limits for Harmonic Current Emissions (Equipment Input Current ≤ 16 A per phase)”, Amendment 2, 1998.
- [11] IEEE 141 (1993). IEEE Std 141-1993, IEEE Recommended Practice for Electric Power Distribution for Industrial Plants. The Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc.
- [12] R. D. Henderson e P. J. Rose, “Harmonics: The Effects on Power Quality and Transformers,” *IEEE Trans. Industry Applications*, vol. 30, 1994.
- [13] PAREDES, H. K. Morales. A influência do referencial da tensão na avaliação da qualidade da energia, UNICAMP, tese de mestrado 2006.
- [14] IEEE Standard 519-1992, “Recommended Practices and Requirements for Harmonic Control in Electric Power Systems”, 1992.
- [15] IEEE 1159 (1995). IEEE Std 1159-1995, IEEE Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality. The Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc.
- [16] PROCOBRE – Instituto Brasileiro do Cobre (acessado em 2/10/2007);

GLOSSÁRIO

Aterrado

Conectado à terra ou a algum outro corpo conduzindo que serve no lugar da terra.

Barramento

Uma tira ou uma barra do metal a que diversos condutores podem ser ligados.

Cabo terra

A parcela da cinta de pulso que fornece a flexibilidade do movimento ao terminar o circuito elétrico entre o corpo e o terra.

Cargas poluentes

Cargas que introduzem distúrbios no sistema, normalmente cargas não lineares.

Condutor aterrado

Um condutor do sistema ou do circuito que seja aterrado intencionalmente.

Condutor isolado

Um condutor encerrado dentro do material da composição e da espessura que é reconhecida como a isolação elétrica.

Consumidores

Qualquer um que faça uso da energia elétrica.

Corrente

Movimento de elétrons por um meio condutor.

Distúrbio

Qualquer anormalidade na condição ideal de funcionamento.

Empresas geradoras

Organizações que produzem energia elétrica.

Fontes

Alimentadores de um sistema.

Gargalo

Ponto vulnerável do sistema

Harmônicos

Distorções na forma de onda de tensão ou corrente.

Hidrelétricas

Empresas que utilizam a água represada de rios para gerar energia elétrica.

Hierarquia

Ordem de responsabilidades/autoridades dentro de uma organização.

Impedância

A oposição total que um circuito oferece ao fluxo da corrente. É medido em ohms e no mais baixo o valor ôhmico, melhor a qualidade do condutor. É representada pelo símbolo Z .

Indutância

Propriedade de um circuito elétrico pela qual neste é induzida uma força eletromotriz pela variação da intensidade da corrente. É expressa em *henrys* e representada pelo símbolo L .

Linhas de transmissão

Estruturas (compostas de cabos, torres, isoladores, etc.) que “trazem” a energia dos centros geradores até os centros consumidores.

Mitigação

Ação tomada para se diminuir/suavizar o impacto de um distúrbio sobre o sistema.

PAC

Plano de Aceleração do Crescimento- É um pacote de medidas e administrativas que visam alavancar o crescimento da economia brasileira.

PIB

Produto interno bruto.

Power Quality

Leia-se Qualidade de energia elétrica.

Qualidade da energia elétrica (QEE)

Qualquer problema de energia manifestado na tensão, corrente ou nas variações de frequência que resulte em falha ou má operação de equipamentos de consumidores.

Tensão

Diferença de potencial elétrico entre dois pontos.

Trial

Versão de software que funciona durante certo período de tempo estipulado pelo fabricante e depois expira.

ANEXO 1

MODELOS DOS CAPACITORES TRIFÁSICOS PADRONIZADOS

TENSÃO NOMINAL (V)	POTÊNCIA		CORRENTE		CAP.		CABO (mm ²)	CHAVE SECCIONADORA (A)	FUSÍVEL DE PROTEÇÃO (NH-00)	CONTATOR 3Ø CORRENTE-AC3 (A)	PESO (Kg)	MODELO SEM PROTEÇÃO	MODELO COM PROTEÇÃO
	60 HZ	50 HZ	60 HZ	50 HZ	µF								
220 - 3Ø	2,5	2,1	6,56	5,47	137,0	1,5	125A	10	12	2,5	EG0	EG3	
	5	4,2	13,12	10,93	274,0	2,5	125A	20	22	3,5	EG0	EG3	
	7,5	6,3	19,68	16,40	411,0	4	125A	36	32	4,5	EG2	EG4	
	10	8,3	26,24	21,87	548,1	6	125A	50	38	5,5	EG2	EG4	
	12,5	10,4	32,80	27,34	685,1	10	125A	63	63	6,5	EG3	EG5	
	15	12,5	39,36	32,80	822,1	16	125A	63	63	7,5	EG3	EG5	
	17,5	14,6	45,93	38,27	959,1	16	125A	80	63	8,5	EG4	EG5	
	20	16,7	52,49	43,74	1096,1	25	125A	100	75	10,0	EG4	EG5	
	22,5	18,8	59,05	49,21	1233,1	25	125A	100	85	12,0	EG5	EG6	
	25	20,8	65,61	54,67	1370,1	25	125A	125	110	14,0	EG5	EG6	
	30	25,0	78,73	65,61	1644,2	35	125A	125	140	16,0	EG5	EG6	
	380 - 3Ø	2,5	2,1	3,80	3,17	45,9	1,5	125A	6	9	2,5	EG0	EG3
		5	4,2	7,60	6,33	91,8	1,5	125A	16	12	3,5	EG0	EG3
		7,5	6,3	11,40	9,50	137,8	2,5	125A	20	22	4,5	EG0	EG3
		10	8,3	15,19	12,66	183,7	4	125A	25	22	5,5	EG0	EG3
12,5		10,4	18,99	15,83	229,6	4	125A	36	32	6,5	EG2	EG4	
15		12,5	22,79	18,99	275,5	6	125A	36	38	7,5	EG2	EG4	
17,5		14,6	26,59	22,16	321,5	6	125A	50	38	8,5	EG2	EG4	
20		16,7	30,39	25,32	367,4	10	125A	50	45	10,0	EG2	EG4	
22,5		18,8	34,19	28,49	413,3	10	125A	63	63	12,0	EG3	EG5	
25		20,8	37,98	31,65	459,2	10	125A	63	63	14,0	EG3	EG5	
30		25,0	45,58	37,98	551,1	16	125A	80	75	16,0	EG3	EG5	
35		29,2	53,18	44,31	642,9	25	125A	100	85	18,0	EG4	EG5	
40		33,3	60,77	50,64	734,8	25	125A	100	110	20,0	EG4	EG5	
45		37,5	68,37	56,98	826,6	35	125A	125	110	22,0	EG5	EG6	
50		41,7	75,97	63,31	918,5	35	125A	125	110	24,5	EG5	EG6	
440 - 3Ø	2,5	2,1	3,28	2,73	34,3	1,5	125A	6	9	2,5	EG0	EG3	
	5	4,2	6,56	5,47	68,5	1,5	125A	10	12	3,5	EG0	EG3	
	7,5	6,3	9,84	8,20	102,8	2,5	125A	16	16	4,5	EG0	EG3	
	10	8,3	13,12	10,93	137,0	2,5	125A	20	19	5,5	EG0	EG3	
	12,5	10,4	16,40	13,67	171,3	4	125A	25	32	6,5	EG2	EG4	
	15	12,5	19,68	16,40	205,5	4	125A	36	32	7,5	EG2	EG4	
	17,5	14,6	22,96	19,14	239,8	6	125A	36	38	8,5	EG2	EG4	
	20	16,7	26,24	21,87	274,0	6	125A	50	38	10,0	EG2	EG4	
	22,5	18,8	29,52	24,60	308,3	10	125A	50	45	12,0	EG3	EG5	
	25	20,8	32,80	27,34	342,5	10	125A	63	63	14,0	EG3	EG5	
	30	25,0	39,36	32,80	411,0	16	125A	63	63	16,0	EG3	EG5	
	35	29,2	45,93	38,27	479,5	16	125A	80	75	18,0	EG4	EG5	
	40	33,3	52,49	43,74	548,1	25	125A	100	75	20,0	EG4	EG5	
	45	37,5	59,05	49,21	616,6	25	125A	100	85	22,0	EG5	EG6	
	50	41,7	65,61	54,67	685,1	25	125A	125	110	24,0	EG5	EG6	
480 - 3Ø	2,5	0,4	3,01	0,53	28,8	1,5	125A	6	9	2,5	EG0	EG3	
	5	0,9	6,01	1,05	57,6	1,5	125A	10	9	3,5	EG0	EG3	
	7,5	1,3	9,02	1,58	86,3	2,5	125A	16	16	4,5	EG0	EG3	
	10	1,8	12,03	2,11	115,1	2,5	125A	20	19	5,5	EG0	EG3	
	12,5	2,2	15,04	2,63	143,9	4	125A	25	32	6,5	EG2	EG4	
	15	2,6	18,04	3,16	172,7	4	125A	36	32	7,5	EG2	EG4	
	17,5	3,1	21,05	3,68	201,5	6	125A	36	32	8,5	EG2	EG4	
	20	3,5	24,06	4,21	230,3	6	125A	50	38	10,0	EG2	EG4	
	22,5	3,9	27,06	4,74	259,0	6	125A	50	45	12,0	EG3	EG5	
	25	4,4	30,07	5,26	287,8	10	125A	50	45	14,0	EG3	EG5	
	30	5,3	36,08	6,32	345,4	10	125A	63	63	16,0	EG3	EG5	
	35	6,1	42,10	7,37	403,0	16	125A	80	63	18,0	EG4	EG5	
	40	7,0	48,11	8,42	460,5	16	125A	80	75	20,0	EG4	EG5	
	45	7,9	54,13	9,48	518,1	25	125A	100	85	22,0	EG5	EG6	
	50	8,8	60,14	10,53	575,6	25	125A	100	110	24,0	EG5	EG6	

O MODELO EG DEFINE AS DIMENSÕES DA CAIXA DO CAPACITOR E DEVE TER A SEGUINTE ESPECIFICAÇÃO: N° EG + CP/SP + POTÊNCIA + TENSÃO + FREQUÊNCIA. A PROTEÇÃO PODERÁ SER COMPOSTA POR SECCIONADORA OU BASE TRIPOLAR. DEVE-SE INDICAR O TIPO DE PROTEÇÃO, SE BASE NH-00 OU CHAVE SECCIONADORA.

EXEMPLO: CAPACITOR DE 50 KVAR / 440 VOLTS COM PROTEÇÃO TEM A SEGUINTE ESPECIFICAÇÃO: EG6 CP 50KVAR, 440 VOLTS, 60 Hz.

PARA O MESMO CAPACITOR, 50 KVAR/440 VOLTS SEM PROTEÇÃO, TEM-SE A SEGUINTE ESPECIFICAÇÃO: EG5 SP 50KVAR, 440 VOLTS, 60 Hz.

OS CAPACITORES COM PROTEÇÃO DE BASE TEM O MODELO BÁSICO (MÍNIMO) EG2, AO INVÉS DE EG0.

NORMAS DE FABRICAÇÃO, ENSAIOS E APLICAÇÃO PARA OS CAPACITORES ENGEMATEC®: IEC 831-1/2; NBR 5060; NBR 5282; NBR 5289.0

ANEXO 2

TABELA PARA ELEVAÇÃO DO FATOR DE POTÊNCIA

Para determinar a quantidade de kVar necessários para a elevação do Fator de Potência de uma Indústria, utiliza-se o seguinte procedimento:

1. Toma-se o Fator de Potência original da instalação, e localiza-se a linha correspondente na tabela abaixo;
2. Procura-se a coluna que contenha o Fator de Potência desejado;
3. A interseção entre a linha e a coluna, contém o fator de multiplicação adequado;
4. Multiplica-se então o valor de Demanda em kW da carga (ou conta) pelo fator encontrado na tabela;
5. O valor obtido representa a Potência de capacitores ENGEMATEC® que deverão ser instalados para a Correção do Fator de Potência.

		FATOR DE POTÊNCIA DESEJADO																				
		0,80	0,81	0,82	0,83	0,84	0,85	0,86	0,87	0,88	0,89	0,90	0,91	0,92	0,93	0,94	0,95	0,96	0,97	0,98	0,99	1,000
FATOR DE POTÊNCIA ORIGINAL	0,50	0,982	1,008	1,034	1,060	1,086	1,112	1,139	1,165	1,192	1,220	1,248	1,276	1,306	1,337	1,369	1,403	1,440	1,481	1,529	1,590	1,600
	0,51	0,937	0,963	0,989	1,015	1,041	1,067	1,093	1,120	1,147	1,174	1,202	1,231	1,261	1,291	1,324	1,358	1,395	1,436	1,484	1,544	1,554
	0,52	0,893	0,919	0,945	0,971	0,997	1,023	1,049	1,076	1,103	1,130	1,158	1,187	1,217	1,247	1,280	1,314	1,351	1,392	1,440	1,500	1,510
	0,53	0,850	0,876	0,902	0,928	0,954	0,980	1,007	1,033	1,060	1,088	1,116	1,144	1,174	1,205	1,237	1,271	1,308	1,349	1,397	1,458	1,468
	0,54	0,809	0,835	0,861	0,887	0,913	0,939	0,965	0,992	1,019	1,046	1,074	1,103	1,133	1,163	1,196	1,230	1,267	1,308	1,356	1,416	1,426
	0,55	0,768	0,794	0,820	0,846	0,873	0,899	0,925	0,952	0,979	1,006	1,034	1,063	1,092	1,123	1,156	1,190	1,227	1,268	1,315	1,376	1,386
	0,56	0,729	0,755	0,781	0,807	0,834	0,860	0,886	0,913	0,940	0,967	0,995	1,024	1,053	1,084	1,116	1,151	1,188	1,229	1,276	1,337	1,347
	0,57	0,691	0,717	0,743	0,769	0,796	0,822	0,848	0,875	0,902	0,929	0,957	0,986	1,015	1,046	1,079	1,113	1,150	1,191	1,238	1,299	1,309
	0,58	0,655	0,681	0,707	0,733	0,759	0,785	0,811	0,838	0,865	0,892	0,920	0,949	0,979	1,009	1,042	1,076	1,113	1,154	1,201	1,262	1,272
	0,59	0,618	0,644	0,670	0,696	0,723	0,749	0,775	0,802	0,829	0,856	0,884	0,913	0,942	0,973	1,006	1,040	1,077	1,118	1,165	1,226	1,236
	0,60	0,583	0,609	0,635	0,661	0,687	0,714	0,740	0,767	0,794	0,821	0,849	0,878	0,907	0,938	0,970	1,005	1,042	1,083	1,130	1,191	1,201
	0,61	0,549	0,575	0,601	0,627	0,653	0,679	0,706	0,732	0,759	0,787	0,815	0,843	0,873	0,904	0,936	0,970	1,007	1,048	1,096	1,157	1,167
	0,62	0,515	0,541	0,567	0,593	0,620	0,646	0,672	0,699	0,726	0,753	0,781	0,810	0,839	0,870	0,903	0,937	0,974	1,015	1,062	1,123	1,133
	0,63	0,483	0,509	0,535	0,561	0,587	0,613	0,639	0,666	0,693	0,720	0,748	0,777	0,807	0,837	0,870	0,904	0,941	0,982	1,030	1,090	1,100
	0,64	0,451	0,477	0,503	0,529	0,555	0,581	0,607	0,634	0,661	0,688	0,716	0,745	0,775	0,805	0,838	0,872	0,909	0,950	0,998	1,058	1,068
	0,65	0,419	0,445	0,471	0,497	0,523	0,549	0,576	0,602	0,629	0,657	0,685	0,714	0,743	0,774	0,806	0,840	0,877	0,919	0,966	1,027	1,037
	0,66	0,388	0,414	0,440	0,466	0,492	0,519	0,545	0,572	0,599	0,626	0,654	0,683	0,712	0,743	0,775	0,810	0,847	0,888	0,935	0,996	1,006
	0,67	0,358	0,384	0,410	0,436	0,462	0,488	0,515	0,541	0,568	0,596	0,624	0,652	0,682	0,713	0,745	0,779	0,816	0,857	0,905	0,966	0,976
	0,68	0,328	0,354	0,380	0,406	0,432	0,459	0,485	0,512	0,539	0,566	0,594	0,623	0,652	0,683	0,715	0,750	0,787	0,828	0,875	0,936	0,946
	0,69	0,299	0,325	0,351	0,377	0,403	0,429	0,456	0,482	0,509	0,537	0,565	0,593	0,623	0,654	0,686	0,720	0,757	0,798	0,846	0,907	0,917
0,70	0,270	0,296	0,322	0,348	0,374	0,400	0,427	0,453	0,480	0,508	0,536	0,565	0,594	0,625	0,657	0,692	0,729	0,770	0,817	0,878	0,888	
0,71	0,242	0,268	0,294	0,320	0,346	0,372	0,398	0,425	0,452	0,480	0,508	0,536	0,566	0,597	0,629	0,663	0,700	0,741	0,789	0,849	0,859	
0,72	0,214	0,240	0,266	0,292	0,318	0,344	0,370	0,397	0,424	0,452	0,480	0,508	0,538	0,569	0,601	0,635	0,672	0,713	0,761	0,821	0,831	
0,73	0,186	0,212	0,238	0,264	0,290	0,316	0,343	0,370	0,396	0,424	0,452	0,481	0,510	0,541	0,573	0,608	0,645	0,686	0,733	0,794	0,804	
0,74	0,159	0,185	0,211	0,237	0,263	0,289	0,316	0,342	0,369	0,397	0,425	0,453	0,483	0,514	0,546	0,580	0,617	0,658	0,706	0,766	0,776	
0,75	0,132	0,158	0,184	0,210	0,236	0,262	0,289	0,315	0,342	0,370	0,398	0,426	0,456	0,487	0,519	0,553	0,590	0,631	0,679	0,739	0,749	
0,76	0,105	0,131	0,157	0,183	0,209	0,235	0,262	0,288	0,315	0,343	0,371	0,400	0,429	0,460	0,492	0,526	0,563	0,605	0,652	0,713	0,723	
0,77	0,079	0,105	0,131	0,157	0,183	0,209	0,235	0,262	0,289	0,316	0,344	0,373	0,403	0,433	0,466	0,500	0,537	0,578	0,626	0,686	0,696	
0,78	0,052	0,078	0,104	0,130	0,156	0,183	0,209	0,236	0,263	0,290	0,318	0,347	0,376	0,407	0,439	0,474	0,511	0,552	0,599	0,660	0,670	
0,79	0,026	0,052	0,078	0,104	0,130	0,156	0,183	0,209	0,236	0,264	0,292	0,320	0,350	0,381	0,413	0,447	0,484	0,525	0,573	0,634	0,644	
0,80	0,000	0,026	0,052	0,078	0,104	0,130	0,157	0,183	0,210	0,238	0,266	0,294	0,324	0,355	0,387	0,421	0,458	0,499	0,547	0,608	0,618	
0,81		0,000	0,026	0,052	0,078	0,104	0,131	0,157	0,184	0,212	0,240	0,268	0,298	0,329	0,361	0,395	0,432	0,473	0,521	0,581	0,591	
0,82			0,000	0,026	0,052	0,078	0,105	0,131	0,158	0,186	0,214	0,242	0,272	0,303	0,335	0,369	0,406	0,447	0,495	0,556	0,566	
0,83				0,000	0,026	0,052	0,079	0,105	0,132	0,160	0,188	0,216	0,246	0,277	0,309	0,343	0,380	0,421	0,469	0,530	0,540	
0,84					0,000	0,026	0,053	0,079	0,106	0,134	0,162	0,190	0,220	0,251	0,283	0,317	0,354	0,395	0,443	0,503	0,513	
0,85						0,000	0,026	0,053	0,080	0,107	0,135	0,164	0,194	0,225	0,257	0,291	0,328	0,369	0,417	0,477	0,487	
0,86							0,000	0,027	0,054	0,081	0,109	0,138	0,167	0,198	0,230	0,265	0,302	0,343	0,390	0,451	0,461	
0,87								0,000	0,027	0,054	0,082	0,111	0,141	0,172	0,204	0,238	0,275	0,316	0,364	0,424	0,434	
0,88									0,000	0,027	0,055	0,084	0,114	0,145	0,177	0,211	0,248	0,289	0,337	0,397	0,407	
0,89										0,000	0,028	0,057	0,086	0,117	0,149	0,184	0,221	0,262	0,309	0,370	0,380	
0,90											0,000	0,029	0,058	0,089	0,121	0,156	0,193	0,234	0,281	0,342	0,352	
0,91												0,000	0,030	0,060	0,093	0,127	0,164	0,205	0,253	0,313	0,323	
0,92													0,000	0,031	0,063	0,097	0,134	0,175	0,223	0,284	0,294	
0,93														0,000	0,032	0,067	0,104	0,145	0,192	0,253	0,263	
0,94															0,000	0,034	0,071	0,112	0,160	0,220	0,230	
0,95																0,000	0,037	0,078	0,126	0,186	0,196	
0,96																	0,000	0,041	0,089	0,149	0,159	
0,97																		0,000	0,048	0,108	0,118	
0,98																			0,000	0,061	0,071	
0,99																				0,000	0,010	

EXEMPLO: Deseja-se elevar o Fator de Potência de uma planta industrial para o mínimo de 0,92.

- | | |
|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| <ol style="list-style-type: none"> 1. Fator de Potência original, registrado: 0,62 2. Fator de Potência recomendado pela Engematec® : 0,95 3. Multiplicador encontrado na tabela acima: 0,937 4. Valor da Demanda de Potência (carga) registrada: 400 kW | <ol style="list-style-type: none"> 5. Multiplica-se: 400 kW x 0,937 – 374 kVar, onde arredonda-se mais próximo – 375 kVar, que é a correção a ser feita com capacitores ENGEMATEC®. |
|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|

O fator de potência deve estar entre 0,92 indutivo e 0,92 capacitivo. A ENGEMATEC® recomenda como fator de potência mínimo 0,92 e máximo 1.