

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE CAMPINA GRANDE
CENTRO DE ENGENHARIA ELÉTRICA E INFORMÁTICA
UNIDADE ACADÊMICA DE ENGENHARIA ELÉTRICA**

Pedro Luis Araújo Silva

Estudo e simulações sobre Qualidade de Energia Elétrica

Campina Grande, PB
Maio de 2013

Pedro Luis Araújo Silva

Estudo e simulações sobre Qualidade de Energia Elétrica

*Trabalho de Conclusão de Curso submetido
à Unidade Acadêmica de Engenharia
Elétrica da Universidade Federal de
Campina Grande como parte dos requisitos
necessários para obtenção do grau de
Bacharel em Engenharia Elétrica.*

Área de concentração:
Processamento de energia

Orientador:
Prof. Leimar de Oliveira, M.Sc.

Campina Grande, PB
Maio de 2013

Pedro Luis Araújo Silva

Estudo e simulações sobre Qualidade de Energia Elétrica

*Trabalho de Conclusão de Curso submetido
à Unidade Acadêmica de Engenharia
Elétrica da Universidade Federal de
Campina Grande como parte dos requisitos
necessários para obtenção do grau de
Bacharel em Engenharia Elétrica.*

Área de concentração:
Processamento de energia

Data da aprovação: ___ / ___ / _____

Banca examinadora:

Prof. Leimar de Oliveira, M.Sc., UFCG
Orientador

Prof. Tarso Vilela Ferreira, D.Sc., UFCG
Avaliador

Dedico este trabalho à minha esposa, Clivânia Ramos de Brito Araújo, por todo amor que a tenho, pelo seu companheirismo e por ter-me dado forças para seguir sempre adiante.

AGRADECIMENTOS

Agradeço a Deus pela dádiva da vida, por ter saúde e paz, e por ter o prazer de me realizar a cada dia, tanto pessoalmente como profissionalmente.

Agradeço aos meus pais, Antônio Luis da Silva e Mauricéa Araújo Silva, por terem sido instrumento de Deus para que eu pudesse nascer, por terem me guiado nos primeiros passos, sendo exemplos de humildade, honestidade e dignidade.

A minha esposa, Clivânia Ramos de Brito Araújo, que está ao meu lado há sete anos, tempo esse que, sem dúvida, foi o mais frutífero em nossas vidas, pois com toda sua garra, determinação e perseverança, tem sido e para sempre será, minha melhor amiga, irmã, companheira, meu tudo.

Ao meu orientador, Prof. Leimar de Oliveira, que por sua grande sensatez, entendeu todos os meus momentos de atrasos e faltas, mas mesmo assim, ainda aceitou ser meu orientador de TCC, acreditando no meu potencial.

A todos os amigos que tive o prazer de conhecer em todas as entidades por onde passei, seja como aluno, no Colégio Alfredo Dantas, o CAD (1993–2003); na Escola Estadual de Ensino Médio Dr. Elpídio de Almeida, o Estadual da Prata (2004–2005); no Centro de Educação Profissional Prof. Stenio Lopes, o SENAI da Prata (2003–2005); na Escola Técnica Redentorista, a ETER (2006) e na Universidade Federal de Campina Grande, a UFCG (2006–2013); seja como profissional, no SENAI da Prata (2010–2012) e no Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia da Paraíba, o IFPB (2012 – atualmente).

Aos meus colegas de curso que estão “enroscados” pelos braços da Engenharia Elétrica da UFCG, lembrem-se que, como diria o saudoso Martin Luther King: “Se não puder voar, corra. Se não puder correr, ande. Se não puder andar, rasteje, mas continue em frente de qualquer jeito”.

“O único lugar onde o sucesso vem antes do trabalho é no dicionário.”

Albert Einstein

RESUMO

A possibilidade do uso da energia elétrica em aplicações que trouxeram conforto e comodidade aos seus usuários, representou um aumento significativo na qualidade de vida das populações. Inicialmente, o que mais importava nesse processo, era a quantidade de pessoas beneficiadas, entretanto, à medida que esse benefício foi incorporado ao cotidiano das pessoas, outros aspectos começaram a ganhar destaque, como a qualidade. Em uma análise prematura, preocupamo-nos sempre com a continuidade do serviço, já que qualquer interrupção no fornecimento acarreta diversos transtornos. Contudo, ao tratamos a energia elétrica como um produto comercial, percebemos outros malefícios além das interrupções, como, por exemplo, falhas no funcionamento de alguns equipamentos. Tal fato é creditado às cargas eletrônicas, pois elas distorcem a forma de onda da tensão e da corrente que lhe são entregues. E como consequência, geram uma “poluição” na rede de fornecimento de energia elétrica, a qual afeta o próprio funcionamento destas cargas. A “poluição” mencionada se apresenta em diversos tipos de problemas ou distúrbios, os quais serão devidamente esclarecidos no decorrer deste trabalho. Diversos fatores nos permitem fazer uma avaliação da qualidade da energia elétrica, entre eles, podemos mencionar a continuidade do seu fornecimento; as oscilações, desequilíbrios e distorções harmônicas de tensão; e a interferência em sistemas de comunicações. Nessa esteira, o objetivo deste trabalho de conclusão de curso é descrever esses e outros aspectos da Qualidade da Energia Elétrica, à luz da legislação atual.

Palavras-chave: Qualidade. Energia elétrica. Distúrbios. Oscilações. Desequilíbrios. Distorções. Interferência.

ABSTRACT

The possibility of the use of electricity in applications that bring comfort and convenience to its users, representing a significant increase in the quality of life of populations. Initially, what mattered most in this process was the amount of people benefited, however, as this benefit was incorporated into the daily lives of people, other things began to gain prominence as quality. In an early analysis, we are concerned always with continuity of service, since any disruption in supply causes various disorders. However, when the power treated as a commercial product, besides harm others perceive the interruptions, for example, a malfunction of some equipment. This fact is credited to electronic loads, because they distort the waveform of voltage and current are handed to him. And as a result, generate an "pollution" in the network of electricity supply, which affects the proper functioning of these charges. "Pollution" mentioned comes in different types of problems or disorders, which will be fully explained in this paper. Several factors allow us to make an assessment of the quality of electric power, among them we can mention the continuity of their supply; fluctuations, harmonic distortions and imbalances voltage, and the interference with communications systems. On this track, the goal of this work is completion of course describe these and other aspects of the Power Quality in the light of current legislation.

Keywords: Quality. Electricity. Disorders. Oscillations. Imbalances. Distortions. Interference.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Interrupção momentânea de tensão	17
Figura 2 – Afundamento de tensão de 30%.....	21
Figura 3 – Elevação de tensão de 25%	25
Figura 4 – Sinais de tensão trifásica	28
Figura 5 – Cortes de tensão	32
Figura 6 – Flutuação de tensão de 8,5 Hz	33
Figura 7 – Efeitos do 3º, 5º e 7º harmônicos	35
Figura 8 – a) Circuito de potência. b) Esquema equivalente.....	37
Figura 9 – Profundidade de penetração da corrente no aço.....	39
Figura 10 – Variação da resistência em função da frequência dos harmônicos e da secção dos condutores.....	39
Figura 11 – Curva de sobredimensionamento de motores	42
Figura 12 – Transformador ferro-ressonante.....	47
Figura 13 – Compensador estático de energia reativa.....	48
Figura 14 – UPS	49
Figura 15 – Filtro ativo paralelo	51
Figura 16 – Filtro ativo série	51
Figura 17 – Triângulo de potências	55
Figura 18 – Tetraedro de potências	56
Figura 19 – Distribuição acumulada complementar da sensação de cintilação	60
Figura 20 – Tela do Matlab com as opções escolhidas no exemplo 1	71
Figura 21 – Sinais de tensão e de corrente gerados pelo exemplo	71
Figura 22 – Tela do Matlab com as opções escolhidas no exemplo 2	72
Figura 23 – Sinal de tensão puro	72
Figura 24 – Sinal de tensão com o distúrbio escolhido	73
Figura 25 – Variação da tensão rms	73
Figura 26 – Circuito com carga RL	74
Figura 27 – Gráfico da tensão e da corrente no circuito RL.....	75
Figura 28 – Gráfico da potência ativa e reativa no circuito RL	75
Figura 29 – Circuito com motor de indução monofásico	76
Figura 30 – Gráficos da tensão e da corrente no motor de indução	76

Figura 31 – Gráficos da potência ativa e reativa no motor de indução	77
Figura 32 – Circuito com compensador reativo para o motor de indução	77
Figura 33 – Gráficos da tensão e da corrente do compensador reativo	78
Figura 34 – Gráficos da potência ativa e reativa no compensador reativo.....	78
Figura 35 – Circuito controlador de fase para carga RL	79
Figura 36 – Gráfico da corrente com ângulo de disparo de 0°	79
Figura 37 – Espectro da corrente com ângulo de disparo de 0°	80
Figura 38 – Gráfico da corrente com ângulo de disparo de 30°	80
Figura 39 – Espectro da corrente com ângulo de disparo de 30°	81
Figura 40 – Gráfico da corrente com ângulo de disparo de 60°	81
Figura 41 – Espectro da corrente com ângulo de disparo de 60°	82
Figura 42 – Gráfico da corrente com ângulo de disparo de 90°	82
Figura 43 – Espectro da corrente com ângulo de disparo de 90°	83
Figura 44 – Gráfico da corrente com ângulo de disparo de 120°	83
Figura 45 – Espectro da corrente com ângulo de disparo de 120°	84
Figura 46 – Gráfico da corrente com ângulo de disparo de 150°	84
Figura 47 – Espectro da corrente com ângulo de disparo de 150°	85
Figura 48 – Circuito controlador de fase para motor de indução	85
Figura 49 – Gráfico da corrente com ângulo de disparo de 90° e a presença de <i>flicker</i>	86
Figura 50 – Circuito retificador monofásico com carga RL.....	86
Figura 51 – Gráfico da tensão e da corrente no retificador com chaveamento em 45°	87

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Variações de tensão de curta duração	16
Tabela 2 – Sequência dos harmônicos.....	37
Tabela 3 – Efeito das harmônicas em instrumentos de medição	44
Tabela 4 – Identificação das grandezas de análise da flutuação de tensão.....	59
Tabela 5 – Valores de referência para análise do flicker.....	61
Tabela 6 – Valores típicos do fator de transferência	62
Tabela 7 – Identificação das grandezas para análise da distorção harmônica.....	62
Tabela 8 – Valores de referência para a DTT.....	63
Tabela 9 – Valores de referência para a DIT.....	64

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO.....	15
2	PERTURBAÇÕES NA QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA.....	16
2.1	Variações de tensão de curta duração.....	16
2.1.1	Interrupções.....	17
2.1.1.1	Consequências das interrupções de tensão.....	18
2.1.1.2	Consequências em motores de indução.....	18
2.1.1.3	Consequências em equipamentos eletrônicos.....	19
2.1.1.4	Melhoria da continuidade de tensão.....	19
2.1.1.5	Intervenção nos sistemas de transporte e distribuição.....	19
2.1.1.6	Intervenção nas instalações do cliente.....	20
2.1.2	Afundamento de tensão.....	20
2.1.2.1	Consequência dos afundamentos de tensão em motores de indução.....	22
2.1.2.2	Consequência dos afundamentos de tensão em equipamentos eletrônicos.....	22
2.1.2.3	Consequência dos afundamentos de tensão em inversores de frequência.....	23
2.1.2.4	Consequência dos afundamentos de tensão em contadores.....	24
2.1.2.5	Supressão dos afundamentos de tensão.....	24
2.1.3	Elevação de tensão.....	25
2.1.3.1	Consequências das elevações de tensão.....	26
2.1.3.2	Supressão das elevações de tensão.....	26
2.2	Variações de tensão de longa duração.....	26
2.2.1	Interrupções sustentadas.....	26
2.2.2	Subtensões.....	27
2.2.3	Sobretensões.....	27
2.3	Desequilíbrio.....	27
2.3.1	Componentes simétricas.....	29

	12
2.3.2 Relação entre valores mínimos e médios	29
2.4 Distorção	30
2.5 Ruído.....	32
2.6 Flutuação de tensão.....	33
2.7 Variações de frequência.....	34
3 DISTORÇÃO HARMÔNICA.....	35
3.1 Efeitos dos harmônicos	37
3.1.1 Fenômeno da ressonância.....	37
3.1.2 Consequências em condutores	38
3.1.2.1 Perdas por efeito de joule	38
3.1.2.2 Perdas por efeito pelicular em condutores.....	38
3.1.3 Efeitos em condutores de neutro	40
3.1.4 Consequências em transformadores de potência.....	40
3.1.4.1 Aumento da vibração e do ruído audível.....	40
3.1.4.2 Aumento das perdas.....	41
3.1.5 Consequências em motores de indução.....	41
3.1.6 Consequências em equipamento de medida.....	43
4 SOLUÇÕES PARA MELHORIA DA QUALIDADE DE ENERGIA	45
4.1 Seleção de equipamentos robustos	45
4.2 Imunização de equipamentos sensíveis	45
4.3 Descarregadores de sobretensão	46
4.4 Filtros de ruído.....	46
4.5 Transformadores de tensão constante	47
4.6 Compensadores estáticos de energia reativa.....	48
4.7 Sistemas de alimentação ininterrupta.....	48
4.8 Filtros de harmônicos.....	49
4.8.1 Filtros passivos.....	49

	13
4.8.2 Filtros ativos.....	50
4.8.3 Filtros híbridos	51
5 INDICADORES DE QUALIDADE DE ENERGIA	52
5.1 Conceitos básicos.....	52
5.1.1 Valor médio.....	52
5.1.2 Valor eficaz	52
5.1.3 Potência ativa	53
5.1.4 Potência aparente.....	54
5.1.5 Potência reativa	55
5.1.6 Potência de distorção harmônica.....	56
5.1.7 Fator de potência e fator de deslocamento	56
5.1.8 Fator de crista	58
5.1.9 Fator de forma	58
5.2 Desequilíbrio de tensão.....	58
5.3 Flutuação de tensão (flicker).....	59
5.4 Taxa de distorção harmônica	62
5.5 Variação de tensão de curta duração (VTCD)	65
5.6 Variação de frequência	66
5.7 Indicadores de continuidade do serviço de distribuição de energia elétrica.....	66
5.7.1 Duração equivalente de interrupção por unidade consumidora (DEC)	66
5.7.2 Frequência equivalente de interrupção por unidade consumidora (FEC).....	67
5.7.3 Duração de interrupção individual por unidade consumidora ou por ponto de conexão (DIC).....	67
5.7.4 Frequência de interrupção individual por unidade consumidora ou por ponto de conexão (FIC).....	67
5.7.5 Duração máxima de interrupção contínua por unidade consumidora ou por ponto de conexão (DMIC)	67
6 SIMULAÇÕES.....	70

6.1 Simulações usando o Matlab	70
6.1.1 Simulação de sinais com harmônicos.....	70
6.1.2 Simulação de distúrbios referentes à qualidade de energia.....	72
6.2 Simulações usando o Simulink	74
6.2.1 Cargas acopladas à rede elétrica.....	74
6.2.2 Motor CA ligado à rede elétrica.....	75
6.2.3 Compensador reativo para motor de indução monofásico	77
6.2.4 Controlador de fase com carga indutiva.....	79
6.2.5 Controlador de fase com motor de indução monofásico.....	85
6.2.6 Retificador monofásico com cargas indutivas	86
7 CONCLUSÃO.....	88
REFERÊNCIAS	89
APÊNDICES	91
Apêndice A – Código-fonte da rotina que simula sinais com harmônicos.....	91
Apêndice B – Código-fonte da rotina que simula três distúrbios de Qualidade de Energia Elétrica	95

1 INTRODUÇÃO

A princípio, o termo Qualidade de Energia Elétrica (QEE) remetia-se somente à continuidade do serviço de distribuição, isto é, o tempo de duração das interrupções do serviço. Em 1968, uma publicação da marinha dos Estados Unidos utilizou o termo Qualidade de Energia Elétrica para se referir à capacidade de alguns equipamentos continuarem funcionando após perturbações na rede elétrica de alimentação.

Atualmente, o conceito de QEE, abrange análises que envolvem amplitude e frequência da tensão, desequilíbrio de tensão em sistemas de múltiplas fases e distorções harmônicas.

Apesar dos fenômenos supracitados não serem recentes, os estudos de compreensão e correção dessas anomalias tem evoluído muito nos ultimamente, devido ao contínuo aumento de cargas especiais causadoras ou sensíveis a essas anomalias. Como exemplo desse tipo de carga, podemos citar: conversores estáticos de energia (fontes chaveadas, *nobreaks*, inversores de frequência, e outros), computadores, eletrodomésticos, medidores, equipamentos de controle, dentre outros.

Em sistemas elétricos, qualidade de energia pode ser entendida como a garantia do bom funcionamento dos equipamentos elétricos, sem que estes apresentem alterações significativas no seu desempenho.

Em uma perspectiva de distribuição de energia, QEE está geralmente associada à qualidade e à continuidade do fornecimento. Em condições normais de operação, a energia fornecida aos usuários é controlada pelos sistemas de distribuição, sendo a corrente absorvida, dependente do tipo e comportamento das cargas das instalações dos consumidores.

A QEE pode ser analisada em dois âmbitos: continuidade, caracterizada pela frequência e duração das interrupções de fornecimento de energia elétrica; qualidade, caracterizada pela forma da onda de tensão, amplitude, frequência e simetria do sistema trifásico de tensões, pois como esse tipo de sistema é caracterizado por três tensões com amplitudes e frequências constantes, defasadas no tempo, desvios significativos destas características levam à degradação da QEE.

Equipamentos eletrônicos como televisões, computadores, e outros aparelhos apresentam características não-lineares nas suas fontes de alimentação, o que contribui de forma significativa para uma má QEE e, ao mesmo tempo, são estes equipamentos os mais sensíveis a esta baixa na qualidade.

2 PERTURBAÇÕES NA QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA

2.1 Variações de tensão de curta duração

Segundo a resolução nº 345 da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), vigente desde 31/12/2008, Variações de Tensão de Curta Duração (VTCD) são desvios significativos no valor eficaz da tensão em um curto intervalo de tempo. A legislação brasileira classifica as VTCD conforme sua duração e tipo de evento, como descrito na tabela 1.

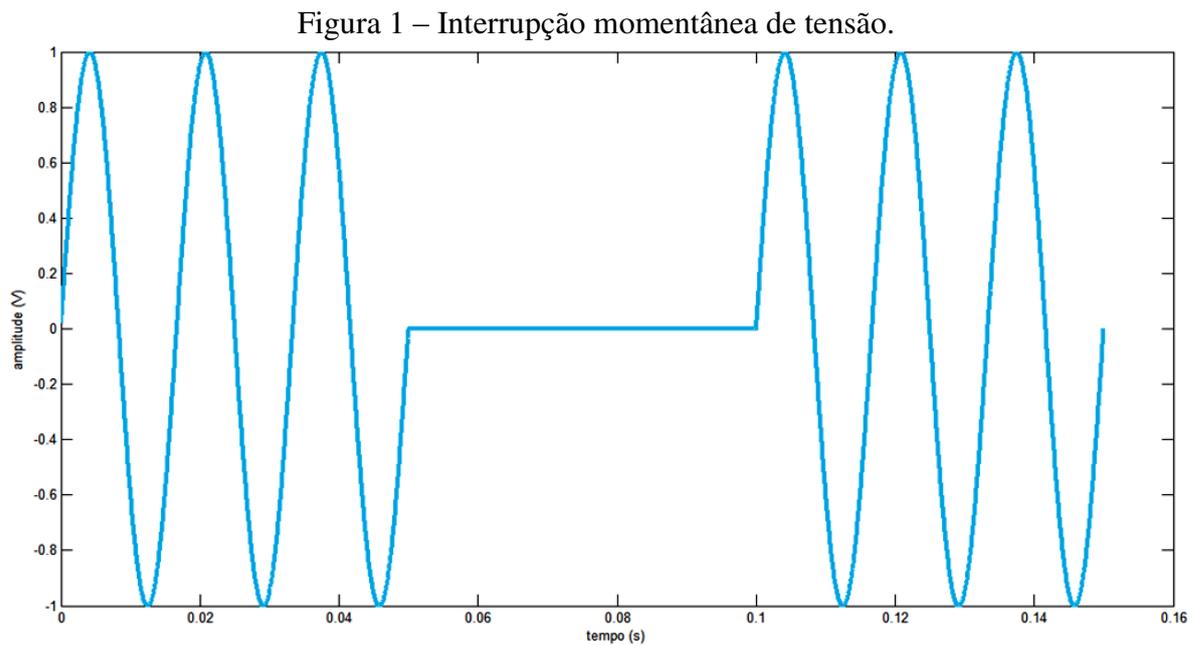
Tabela 1 – Variações de tensão de curta duração.

Classificação	Denominação	Duração do evento	Magnitude da tensão
Variação momentânea de tensão	Interrupção momentânea de tensão	Inferior ou igual a 3 segundos	Inferior a 0,1 p.u.
	Afundamento momentâneo de tensão	Superior ou igual a 1 ciclo e inferior ou igual a 3 segundos	Superior ou igual a 0,1 p.u. e inferior a 0,9 p.u.
	Elevação momentânea de tensão	Superior ou igual a 1 ciclo e inferior ou igual a 3 segundos	Superior a 1,1 p.u.
Variação temporária de tensão	Interrupção temporária de tensão	Superior a 3 segundos e inferior a 3 minutos	Inferior a 0,1 p.u.
	Afundamento temporário de tensão	Superior a 3 segundos e inferior a 3 minutos	Superior ou igual a 0,1 p.u. e inferior a 0,9 p.u.
	Elevação momentânea de tensão	Superior a 3 segundos e inferior a 3 minutos	Superior a 1,1 p.u.

Em sistemas com múltiplas fases, o tempo de uma VTCD deve ser caracterizado pelo início do primeiro evento que transpõe determinado limite, até o instante em que o último dos eventos retorna para determinado limite. Assim, eventos simultâneos são agregados compondo um único evento.

2.1.1 Interrupções

Interrupções são reduções da tensão de alimentação ou da corrente de carga para valores menores do que 10% do nominal por um tempo menor do que 3 minutos. Esse fenômeno é mensurado por sua duração. A figura 1 ilustra uma interrupção momentânea de tensão.



As interrupções ocorrem devido a falhas em qualquer ponto da rede, e se originam geralmente por causa da ação de dispositivos de proteção, após uma falta ou sobrecarga. Algumas interrupções podem ser precedidas por uma queda rápida da tensão (*voltage dip*), quando estas interrupções são devidas à faltas no sistema.

A queda do sinal de tensão ocorre no interstício de tempo entre o início da falta e a operação do dispositivo de proteção. Quando existem religadores instantâneos automáticos no circuito envolvido, o tempo da interrupção será o mesmo que o necessário para esses dispositivos atuarem, geralmente 30 ciclos. Outras interrupções apresentam características de acordo com os dispositivos envolvidos ou com a fonte de defeito que as causaram.

De um modo geral, as interrupções de tensão têm origem em causas que podem ser classificadas como externas ou internas ao sistema elétrico. São classificadas como causas externas: as condições atmosféricas adversas, tais como, raios, tempestades, neve e gelo; contatos de árvores e animais com condutores elétricos; cobertura de isoladores em consequência de poluição; e situações acidentais, tais como, colisão de veículos com postes,

ruptura de cabos subterrâneos durante trabalhos de construção civil, etc. Como causas internas, podemos ter a degradação do isolamento de linhas, cabos, transformadores e outros elementos do sistema elétrico.

Nas instalações dos consumidores finais também podem ser identificados vários fatores que contribuem para a ocorrência de interrupções de tensão. Neste ponto, é importante salientar os defeitos de isolação em infraestruturas elétricas, as avarias em equipamentos, o incorreto dimensionamento de proteções, e os incidentes inerentes à incorreta exploração das instalações elétricas.

2.1.1.1 Consequências das interrupções de tensão

As consequências das interrupções de tensão dependem da duração, das características dos processos afetados e da tecnologia dos equipamentos dos usuários. Em determinados processos de produção, uma interrupção de algumas frações de segundo é suficiente para causar prejuízos.

2.1.1.2 Consequências em motores de indução

A interrupção da tensão de alimentação em um motor de indução não conduz imediatamente a valores nulos em seus fluxos. A inércia e o magnetismo remanescente do rotor mantêm, durante algum tempo, valores residuais. A velocidade de rotação do rotor diminui conforme a inércia mecânica do conjunto motor-carga.

Caso a tensão de alimentação seja restabelecida antes da extinção dos valores residuais, o assincronismo de tensões pode provocar correntes bastante elevadas. Nesta situação, os enrolamentos são sujeitos a aquecimentos e a esforços eletromecânicos adicionais, que podem conduzir à degeneração do seu isolamento ou vibração excessiva. Por outro lado, podem verificar-se variações bruscas de torque, que originam esforços mecânicos significativos. As correntes elevadas resultantes deste evento podem ainda levar à atuação das proteções do motor ou induzirem perturbações em sistemas auxiliares.

2.1.1.3 Consequências em equipamentos eletrônicos

Tipicamente, as fontes de alimentação dos equipamentos eletrônicos são constituídas por um retificador ou conversor de corrente alternada para corrente contínua (AC/DC), um filtro capacitivo e um módulo de regulação de tensão.

O filtro capacitivo é fundamental para diminuir a ondulação ou *ripple* da tensão de saída do retificador. Durante as interrupções de tensão, o capacitor deixa de ser carregado e a tensão à entrada do módulo regulador de tensão diminui progressivamente. Passados poucos ciclos, caso a tensão de alimentação não seja repostada, o regulador de tensão não garante a estabilidade da tensão de saída, levando à interrupção de funcionamento do equipamento.

A imunidade dos equipamentos eletrônicos a interrupções de reduzida duração é diretamente dependente do valor do capacitor e do desempenho do regulador de tensão.

2.1.1.4 Melhoria da continuidade de tensão

A melhoria da continuidade de tensão, isto é, redução no número e na duração das interrupções, dá-se, inevitavelmente, pela melhoria dos sistemas de transporte e distribuição. Ao nível das instalações dos usuários, pela implantação de sistemas de alimentação auxiliares.

2.1.1.5 Intervenção nos sistemas de transporte e distribuição

Grande parte das interrupções de tensão dá-se devido a problemas nos sistemas de transporte e distribuição. As intervenções nesses sistemas podem ser caracterizadas por três análises: redução do número de interrupções; redução do tempo dessas interrupções e melhorias da topologia das redes. A redução do número de interrupções tem como foco a eliminação de fatores que dariam origem a defeitos ao nível de isolamento de cabos e avarias em equipamentos.

Atualmente os esforços estão concentrados nas estratégias de manutenção preventiva. Muitas vezes uma simples inspeção visual é o suficiente para evitar problemas maiores. Uma técnica que tem ganhado bastante aceitação é a inspeção termográfica, permitindo uma análise de transformadores com problemas de arrefecimento e cabos com problemas de resistência, os conhecidos “pontos quentes”.

A utilização de condutores semicobertos (condutores com uma fina camada de isolamento) em linhas aéreas ao invés dos condutores nus simples, apesar deste não garantir o

isolamento elétrico total, é bastante eficaz na redução do número de defeitos. A conversão de redes aéreas em subterrâneas pode apresentar bons resultados, já que essas estão menos sujeitas a perturbações externas, porém, os custos de instalação e manutenção são significativamente superiores. Outra medida interessante é a instalação de “cabos de guarda” nas linhas aéreas, o que pode diminuir a incidência direta de descargas atmosféricas sobre estas.

Para redução dos tempos de interrupção, uma vez que esse fenômeno tem características transitórias na maioria dos casos, sistemas de religação automática de disjuntores com otimização de tempo de rearme podem apresentar bons resultados.

Com relação à melhoria da topologia das redes, a estratégia mais eficaz é a redundância de infraestruturas críticas do sistema, medida que, provavelmente, não reduz o número de defeitos, porém minimiza o tempo das interrupções e o número de clientes afetados. Assim como a instalação de linhas subterrâneas, essa estratégia muitas vezes fica inviabilizada devido aos altos investimentos.

A instalação de centrais de distribuição próximas a clientes críticos é outra medida que pode se mostrar eficaz, pois quanto menor a distância entre gerador e carga, menos suscetível a agentes perturbadores ela estará.

2.1.1.6 Intervenção nas instalações do cliente

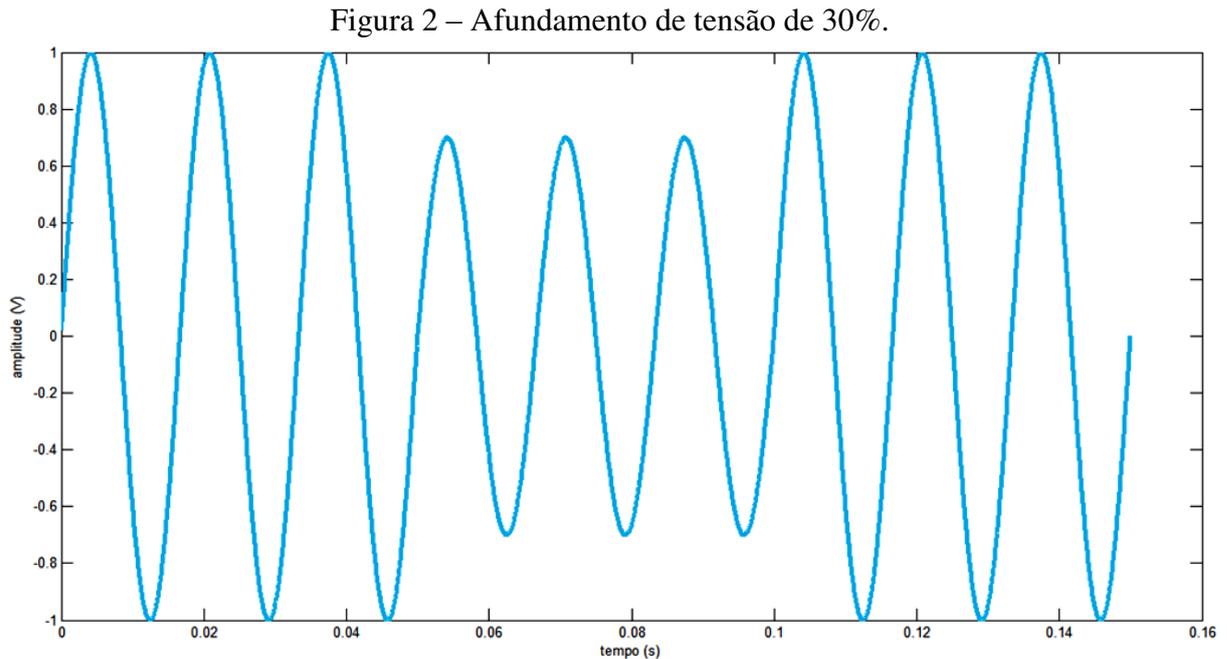
Nas instalações dos usuários do sistema elétrico é necessária a adoção de sistemas que reduzam o número e a duração das interrupções. Sistemas auxiliares de alimentação podem ser instalados, como geradores elétricos de emergência, *nobreaks*, dentre outros, de forma a suprir as cargas críticas em situações de emergência. Para cargas que necessitam de um funcionamento permanente devem ser instalados sistemas de alimentação ininterrupta (UPS) com potências e tempos de suprimento adequados.

2.1.2 Afundamento de tensão

Afundamento de tensão são quedas bruscas na amplitude da tensão para um valor entre 90% e 10% do valor nominal. Os termos *DIP* e *SAG*, embora descrevam o mesmo fenômeno, apresentam divergências em suas definições. O termo *DIP* está relacionado à queda e *SAG* a catenária, isso quer dizer que, se um *SAG* foi de 0,7 p.u. não fica claro de imediato se a tensão foi para 70% ou 30% da tensão nominal, enquanto que um *DIP* de 0,7

p.u. indica diretamente uma queda para 30% da tensão nominal. Neste trabalho será adotado o termo *DIP* para descrever o fenômeno de afundamento de tensão.

O *DIP* é o fenômeno mais comum nos sistemas elétricos, e tem como causa as descargas elétricas atmosféricas, falhas no sistema, curtos-circuitos e partida de grandes motores. A figura 2 exemplifica um *DIP*.



Tipicamente o tempo de duração é de 3 a 30 ciclos. Estas durações estão intimamente ligadas aos tempos de operação dos dispositivos de proteção, como também com as divisões de duração recomendadas pelas organizações técnicas internacionais. Em um *DIP* provocado pela partida de um motor, por exemplo, o retorno ao valor nominal, provavelmente, seguiria uma função inversa de acordo com a corrente de alimentação da máquina.

Em sistemas elétricos modernos, com a rede fortemente interligada, um aumento de potência solicitada por um determinado ponto do sistema é facilmente compensado. Todavia, em pontos onde a potência de curto-circuito é mais reduzida, é comum a observância de afundamentos de tensão na entrada de cargas de grande potência.

No momento da partida de um motor de indução, por exemplo, a corrente chega a atingir valores de 5 a 6 vezes superiores à corrente nominal. No caso de cargas de grande potência, estas correntes podem causar quedas de tensão de ordens superiores aos valores admissíveis. Tendo isso em vista, recomenda-se a instalação de cargas de grande porte o mais

próximo possível do ponto de entrega de energia às instalações do consumidor e através de circuitos exclusivos.

É importante observar que o *DIP* é um fenômeno que pode ocorrer em grande intensidade para consumidores de um ponto e nem ser percebido em outro, uma vez que a distância da fonte ocasionadora é que determina essa intensidade. Quanto mais próximo da fonte, mais intenso o evento será notado.

Com base nisso, um novo conceito surge, o de área de vulnerabilidade (AV), que adveio da necessidade de mensurar a sensibilidade de certos equipamentos. Por exemplo, um relé que abre apenas quando a tensão nominal cai para 40% tem uma pequena área de vulnerabilidade, enquanto um que abre quando a tensão cai para 85% tem uma grande AV.

2.1.2.1 Consequência dos afundamentos de tensão em motores de indução

O torque de motores de indução é proporcional ao quadrado da tensão de alimentação do mesmo. Assim, um afundamento de tensão provoca uma diminuição de torque, o que conduz a reduções da velocidade de rotação.

No momento em que a tensão retorna ao seu valor nominal, todos os motores de uma dada instalação tendem a reacelerar juntos, requerendo da rede uma corrente muito superior a nominal. Nesse momento, essas correntes podem levar a atuação de circuitos de proteção e uma consequente interrupção dos processos protegidos.

2.1.2.2 Consequência dos afundamentos de tensão em equipamentos eletrônicos

É esperado que um afundamento na alimentação de uma fonte cause uma queda de tensão no barramento DC da mesma. Essa redução de tensão vai depender da capacidade de carga do capacitor do filtro da fonte. É possível manter o nível da tensão de saída do regulador até um determinado limite de variação, porém, se a tensão do barramento DC ficar abaixo do limite mínimo para o funcionamento do regulador, inevitavelmente haverá uma interrupção no funcionamento do equipamento.

Afundamentos de tensão causam grandes problemas em cargas que necessitam de precisão para funcionar normalmente, como no caso das máquinas de comando numérico computadorizado (CNC). As máquinas CNC são geralmente equipadas com proteções de subtensão muito sensíveis, que interrompem o seu funcionamento em casos de afundamentos de baixa severidade. Porém, essa interrupção pode se dar de forma descontrolada, levando a

destruição da ferramenta de corte ou da peça em usinagem. Os modelos mais modernos têm sistemas de interrupção mais seguros que memorizam estados imediatamente anteriores a interrupção, permitindo que no momento da reinicialização a máquina posicione-se automaticamente onde estava antes da perturbação.

Equipamentos de controle de processo também são, de uma forma geral, sensíveis a afundamentos de tensão. Uma redução de baixa intensidade e duração curta pode levar a problemas de funcionamentos dos mesmos, por isso recomenda-se a instalação de sistemas *nobreaks* para uma maior proteção destes.

2.1.2.3 Consequência dos afundamentos de tensão em inversores de frequência

Inversores de frequência são equipamentos eletrônicos utilizados para converter a tensão senoidal da rede em contínua, e posteriormente em uma tensão com amplitude e frequência variáveis. São usualmente empregados em controle de velocidade de motores trifásicos, em UPS's, etc. Os afundamentos de tensão podem causar funcionamento inadequado em inversores de frequência em diversos níveis:

- Variações bruscas na tensão de alimentação podem levar a parada de funcionamento do inversor de frequência;
- A queda de tensão no barramento DC também pode fazer o inversor parar de funcionar;
- Um aumento da corrente absorvida pode levar a um acionamento das proteções levando a interrupção do funcionamento do inversor.

Para se minimizar alguns problemas causados pelos afundamentos de tensão, pode-se, por exemplo:

- Alimentar os módulos de disparo por UPS's, de forma que eles possam controlar as paradas em faltas e as partidas no restabelecimento da tensão, de forma mais eficiente;
- Integrar o sistema com armazenadores de energia como capacitores ou baterias para estabilizar o barramento DC em caso de falta;
- Utilizar retificadores IGBT's ao invés dos diodos convencionais para um controle mais eficaz do barramento DC;
- Realizações mais robustas dos algoritmos de chaveamento dos IGBT's de inversores, de forma a considerar a tensão no barramento DC.

2.1.2.4 Consequência dos afundamentos de tensão em contatores

Circuitos de comando de motores de indução utilizam frequentemente contatores, nos quais a bobina é alimentada por corrente alternada. No caso de interrupções de alimentação, o contator é desenergizado, interrompendo o funcionamento do motor e evitando uma partida descontrolada.

Esses contatores são muito sensíveis a afundamentos de tensão, quedas que não seriam sentidas de forma significativa na máquina são suficientes para uma interrupção do processo por parte dos mesmos. Quedas de 25% da tensão nominal já levam a abertura da bobina, segundo estudos, essa queda pode chegar a 10% nos contatores mais antigos.

Uma alternativa a esse tipo de problema são os contatores com comando em corrente contínua, que podem ser mantidos por baterias, por exemplo. Esses contatores não são afetados por afundamentos de tensão alternada, porém, em contrapartida, necessita-se adicionar sistemas de proteção que evitem a partida descontrolada dos motores a eles ligados.

2.1.2.5 Supressão dos afundamentos de tensão

Referente às redes de transporte e distribuição de energia, podem ser adotadas algumas das seguintes medidas com o objetivo de redução do número e da severidade dos afundamentos de tensão que atingem as instalações:

- Aumento da potência de curto-circuito: Quanto maior for a potência de curto-circuito, em um determinado ponto da rede, menor será a propagação dos afundamentos de tensão até esse ponto.
- Otimização do tempo de eliminação de defeitos: Um dos maiores causadores de afundamentos de tensão são os defeitos no sistema de transporte e distribuição, a redução do tempo em que esses defeitos são corrigidos corresponde a uma redução na duração dos afundamentos.
- Isolamento de clientes sensíveis: Os clientes mais sensíveis a afundamentos de tensão devem ser alimentados a partir de níveis de tensão mais elevados.

As soluções ao nível de transporte e distribuição implicam em custos muito elevados. Assim, fica indispensável a adoção de meios de supressão dos afundamentos nas instalações do consumidor final. Uma das primeiras tecnologias disponíveis foram os transformadores de tensão constante ou transformadores ferro-ressonantes. A instalação de

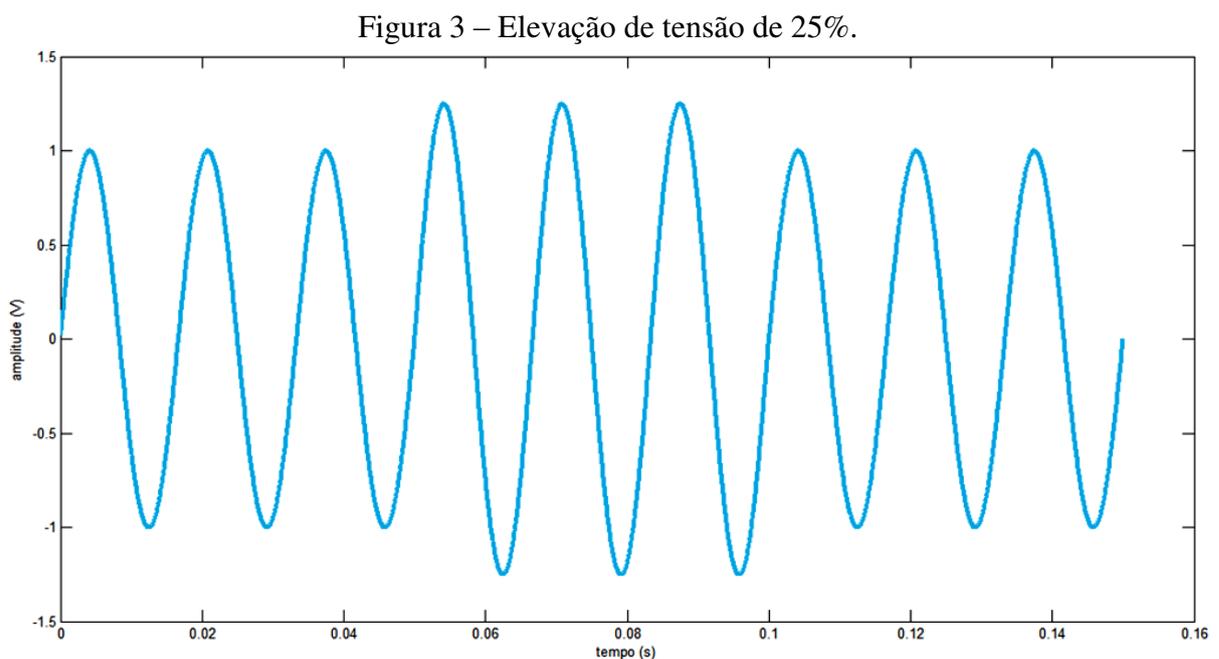
equipamentos de alimentação ininterrupta, tais como UPS's estáticas, embora impliquem em investimentos significativos para potências elevadas, também podem ser ponderadas para a mitigação de problemas desta natureza.

2.1.3 Elevação de tensão

São elevações de tensão acima de 1,1 p.u. com duração entre 1 ciclo e 3 minutos, classificadas conforme a tabela 1. Podem ser causadas pela manobra de grandes cargas ou grandes bancos de capacitores, faltas fase-terra, elevando instantaneamente a tensão das outras fases.

As elevações de tensão (*SWELL's*) são caracterizadas por sua magnitude e duração. A severidade da sobretensão durante a condição de falta é função da localização desta falta, da impedância do sistema e da qualidade do aterramento.

As consequências de elevações de tensão em aparelhos de iluminação, por exemplo, podem ser o aumento do consumo ou queimas de elementos; já em banco de capacitores, podem frequentemente ocorrer sérios danos ao equipamento, como rompimento da isolação dos mesmos. Outra preocupação recai sobre os equipamentos eletrônicos, uma vez que estas elevações podem vir a danificar os componentes internos destes, conduzindo-os à má operação, ou em casos extremos, à completa perda dos mesmos. A figura 3 exemplifica um *SWELL* de 25%.



2.1.3.1 Consequências das elevações de tensão

Elevações de tensão podem levar a um mau funcionamento de sistemas de controle e a destruição de equipamentos elétricos ou eletrônicos. Sistemas de controle podem perder referências ou sofrerem interferências eletromagnéticas. O aumento da tensão pode causar a destruição de camadas de isolamento em componentes ou dar origem a correntes elevadas que causam aquecimento excessivo por efeito Joule.

Ao nível de fontes e conversores, as tensões no barramento DC ficam elevadas, conduzindo a avarias nos reguladores de tensão ou inversores de frequência; e as rápidas variações de amplitude levam a um funcionamento inadequado de componentes como tiristores, em geral.

2.1.3.2 Supressão das elevações de tensão

Tendo em vista o alto potencial de destruição das elevações de tensão, principalmente em componentes eletrônicos, faz-se necessária a proteção contra esses fenômenos, desde os sistemas de distribuição de energia até os quadros de alimentação nos equipamentos.

No sistema de distribuição é recomendada a instalação de “cabos de guarda” e descarregadores nas linhas de alta tensão. Também é recomendado a instalação de disjuntores, fusíveis e circuitos de proteção de sobretensão nos equipamentos finais.

2.2 Variações de tensão de longa duração

A resolução nº 345 da ANEEL, não faz menções a variação de tensão de longa duração, no entanto, as demais normas o fazem. Abaixo são feitas algumas considerações gerais sobre eventos de QEE em geral.

2.2.1 Interrupções sustentadas

São consideradas interrupções sustentadas, as ausências de tensão com durações maiores que 1 ou 3 minutos, dependendo da norma em questão. Fenômenos desta natureza normalmente exigem a intervenção humana para o restabelecimento, e podem ter origem tanto

em faltas que não puderam ser recuperadas automaticamente, quanto em uma programação de serviço da concessionária ou do próprio consumidor.

2.2.2 Subtensões

São reduções entre 80 e 90% do valor eficaz nominal da tensão com duração maior que 1 ou 3 minutos, dependendo da norma em questão. Têm como causas principais, a energização de grandes cargas (comparadas com a capacidade do sistema) ou desligamento de grandes bancos de capacitores. Se não estiver caracterizada uma sobrecarga, o sistema se recupera e a tensão retorna aos valores nominais, caso contrário, a tensão pode permanecer baixa durante a operação da carga causadora do fenômeno.

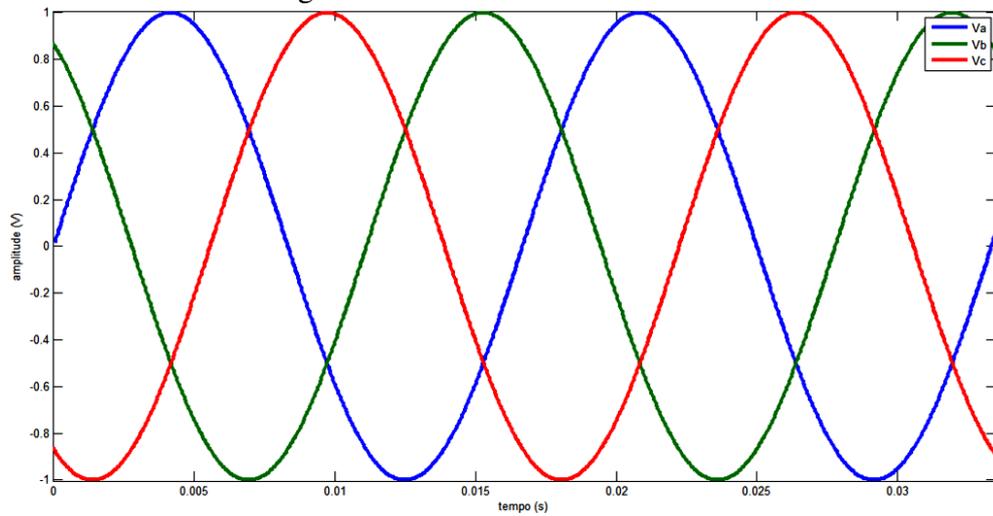
2.2.3 Sobretensões

São elevações entre 10 e 20% do valor eficaz nominal da tensão com duração maior que 1 ou 3 minutos, dependendo da norma em questão. Constituem o oposto das subtensões e são causadas principalmente pela desenergização de grandes cargas em sistemas fracos, como os encontrados em instalações com geração própria, que além de apresentarem impedâncias relativamente altas, podem não contar com reguladores de tensão compatíveis com as cargas instaladas.

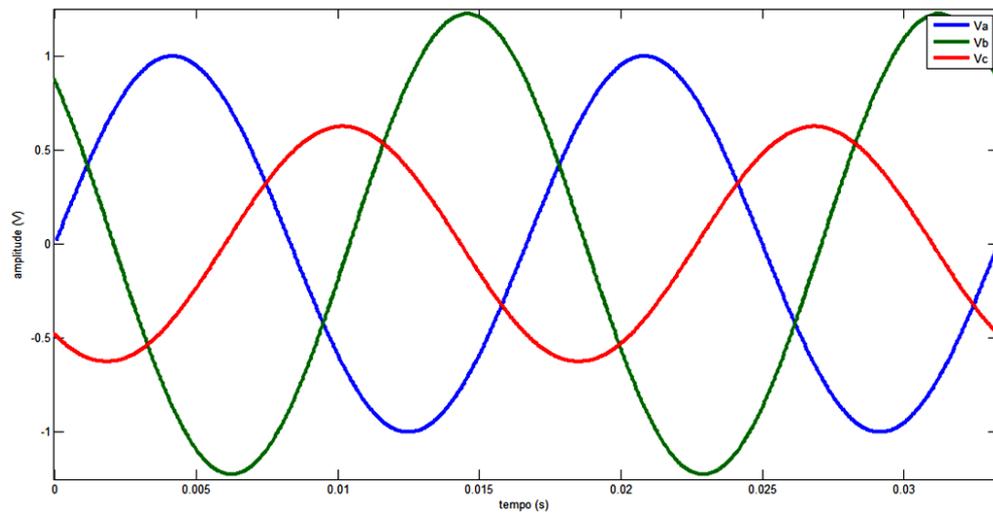
2.3 Desequilíbrio

O desequilíbrio ou assimetria é uma situação decorrente da forma de utilização do sistema elétrico, em que as tensões ou correntes apresentam amplitudes desiguais entre si. Um sistema trifásico equilibrado é caracterizado por três tensões senoidais com amplitudes iguais e defasamento de 120° entre si, tal como ilustra a figura 4a. Porém, devido a diversos fatores, os sinais de tensões podem apresentar deformações como ilustrado na figura 4b.

Figura 4 – Sinais de tensão trifásica.



a) Sistema equilibrado



b) Sistema desequilibrado

Pode-se avaliar o grau de assimetria, em regime permanente, de um sistema trifásico de duas maneiras.

2.3.1 Componentes simétricas

Demonstra-se que um sistema desequilibrado pode ser decomposto em três sistemas equilibrados, sendo um de sequência positiva, um de sequência negativa e outro de sequência zero ou sem sequência. O nível de desbalanceamento pode ser avaliado relacionando-se as sequências zero ou a negativa, com a positiva. Como os sistemas de geração só fornecem sequências positivas, as duas outras só passam a existir se houverem desequilíbrios nos circuitos. Logo, a comparação entre as sequências acima mencionadas é um indicador da intensidade do problema.

2.3.2 Relação entre valores mínimos e médios

Uma forma simples de se quantificar o desbalanceamento é comparar o menor valor medido das tensões ou correntes de fase com a média das grandezas das três fases.

As tensões geradas pelas máquinas síncronas em centrais elétricas apresentam equilíbrio praticamente simétrico. Atualmente, já existe uma quantidade significativa de pequenas unidades de geração distribuídas, ligadas aos sistemas de distribuição, algumas, ligadas diretamente em baixa tensão, como os sistemas fotovoltaicos monofásicos. Uma vez que estes pontos de ligação apresentam impedâncias relativamente elevadas, podem surgir desequilíbrios significativos.

Entretanto, o grande causador de desequilíbrio de tensões ainda é a distribuição assimétrica de cargas pelas fases. Cargas distribuídas não uniformemente causam correntes desequilibradas que, por sua vez, causam quedas de tensões distintas nas três fases, e em consequência desequilíbrio no sistema.

Em médias e altas tensões, a maioria das cargas é trifásica e equilibrada, porém, algumas empresas usam cargas monofásicas ou bifásicas de potência, como por exemplo, fornos a arco, fornos de indução e sistemas de tração elétrica. Esse tipo de uso pode vir a causar uma queda excessiva de tensão na fase que as alimenta.

O efeito da assimetria mais significativo é o aquecimento dos enrolamentos de motores e geradores, uma vez que seus efeitos só são notados em sistemas trifásicos, e em sistemas eletrônicos podem ocorrer erros de comutação de tiristores. A severidade do problema depende da tolerância de cada equipamento, não havendo um valor limite genérico para o desbalanceamento.

2.4 Distorção

Distorção é a alteração em estado permanente da forma de onda da tensão ou corrente, que em função de cargas não-lineares, distancia-se de ser idealmente senoidal. A distorção está geralmente relacionada a harmônicos, sendo esta a forma usualmente considerada. No entanto, outras formas de distorção também podem estar presentes no sistema de suprimento, ou podem ser provocadas internamente às instalações. A seguir são detalhadas as categorias de distorções definidas pelo IEC, que são o nível CC, os inter-harmônicos e o *notching*.

2.4.1 Nível CC

Denominado em inglês *DC offset*, é definido como um deslocamento do sinal CA proporcional a um nível de tensão ou corrente contínuos. A referência a um nível CC implica na componente de frequência nula de um sinal com certo conteúdo harmônico, ao passo que o deslocamento CC pode ocorrer da superposição linear de um sinal CA e outro contínuo. De qualquer maneira, o efeito final é o mesmo, mas os tratamentos corretivos podem ser diferentes. Na prática, o fenômeno é principalmente devido à retificação de meia onda (caso típico de decomposição em componentes harmônicas), em que a corrente CC circula pelo circuito CA.

Como exemplos, aparelhos como os secadores domésticos de cabelo, que empregando pequenos motores CC, retificam o sinal da rede em meia onda para alimentá-los. No âmbito industrial este tipo de fenômeno é raro, já que os cuidados são maiores devido aos impactos resultantes em uma determinada instalação. Um transformador percorrido por uma corrente distorcida que contenha componente contínua apreciável, pode ter o núcleo saturado e aquecer anormalmente, reduzindo sua vida útil.

2.4.2 Inter-harmônicos

Inter-harmônicos são tensões ou correntes com uma frequência que não é múltiplo inteiro da frequência fundamental de alimentação. Os efeitos das perturbações vinculadas as inter-harmônicas ainda estão em estudo e existe um grande interesse neste tipo de fenômeno. Os inter-harmônicos ganharam interesse recentemente, uma vez que o uso generalizado de sistemas eletrônicos causou um aumento da sua intensidade.

A ordem de um inter-harmônico é determinada pela relação entre a frequência do inter-harmônico e a frequência da fundamental. Se esse valor é menor que a unidade pode-se dizer que se trata de uma frequência sub-harmônica.

Inter-harmônicas podem ser encontradas/causadas por:

- Chaveamentos assíncronos de dispositivos semicondutores de conversores estáticos, como por exemplo, conversores PWM, nos quais os inter-harmônicos gerados podem estar em vários valores;
- Oscilações em sistemas que incluem capacitores em série ou paralelo, ou onde transformadores estão sujeitos a saturação, e durante processos de chaveamento;
- Fornos a arco e as máquinas de solda elétrica são tipicamente associados com flutuações de tensões em baixa frequência, resultando em cintilações na iluminação elétrica (*flicker*). Estas flutuações de tensão podem ser consideradas como originadas de componentes inter-harmônicas de baixa frequência. Em adição a estas componentes, entretanto, estas cargas podem exibir também componentes inter-harmônicas de alta frequência;
- Motores de indução podem gerar correntes de magnetização irregulares devido às ranhuras entre o estator e o rotor dos mesmos, possivelmente em associação com a saturação do ferro, o qual pode gerar valores de inter-harmônicas na rede elétrica. Na velocidade normal do motor, a frequência de distúrbio está praticamente entre 500 Hz a 2000 Hz, mas durante a partida do motor podem surgir diversas frequências.

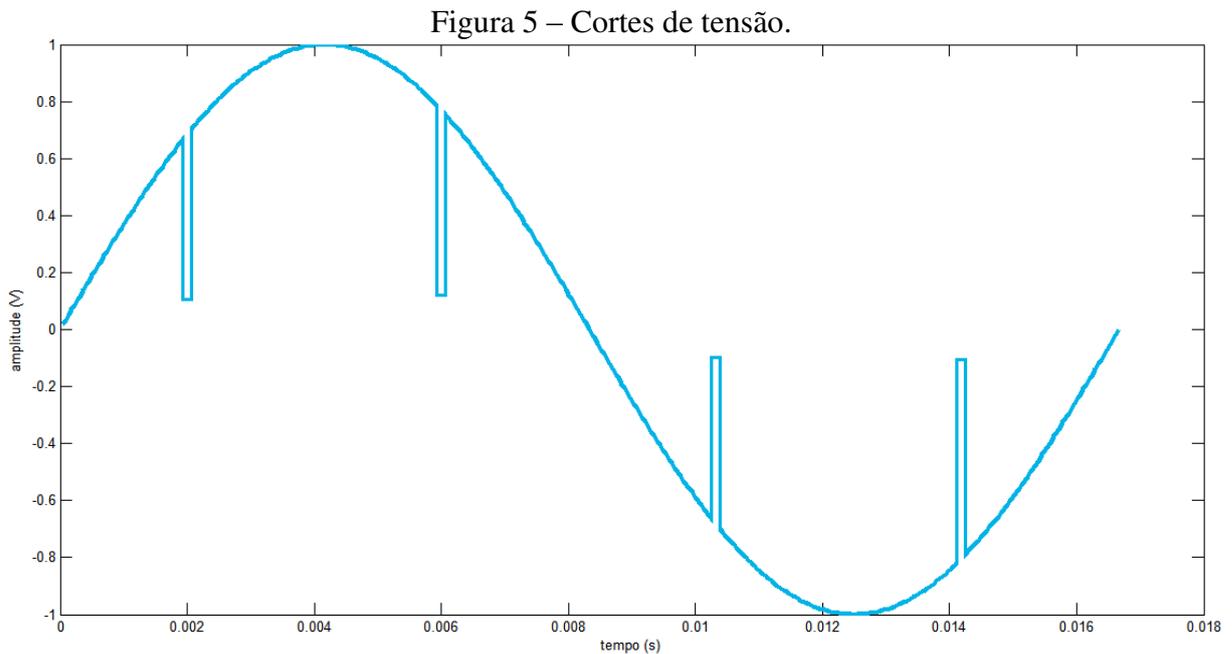
2.4.3 *Notching*

Notching ou cortes são distúrbios de tensão causados pela operação normal de equipamentos de eletrônica de potência quando a corrente é comutada de uma fase para outra. A intensidade resultante é função das impedâncias envolvidas.

Este fenômeno pode ser detectado por meio da informação do conteúdo harmônico da tensão afetada. As componentes de frequência associadas com os *notchings* são de alto valor e, desta forma, não podem ser medidas por equipamentos convencionais. A figura 5 ilustra este fenômeno. Uma das razões de preocupação com este fenômeno é a possível fadiga adicional causada pelo mesmo em isolamentos de transformadores e

componentes eletrônicos, uma vez que as variações de tensão têm gradientes $\frac{dV}{dt}$ elevados. Os indicadores são caracterizados pelas seguintes propriedades:

- Profundidade: mede a magnitude média dos cortes nas tensões de linha;
- Largura: é diretamente proporcional ao tempo de comutação;
- Área: largura x profundidade;
- Posição – localização do corte na forma de onda de tensão.



2.5 Ruído

Ruído pode ser definido como qualquer sinal indesejado presente nas linhas de suprimento de energia que não pode ser classificado como harmônico ou transiente. Geralmente apresenta uma distribuição espectral abaixo de 200 kHz. Pode ser ocasionado pela ação de comutadores eletrônicos, fornos a arco, equipamentos de solda, etc.

Uma das formas de minimizar ruídos é por meio da ligação a terra e a criação de um plano de terra equipotencial nos circuitos associados. Este procedimento é descrito pelo IEEE como “um conjunto (ou conjuntos) de condutores que, uma vez ligados entre si, oferece um caminho de baixa impedância à circulação de corrente para uma vasta gama de frequências”.

Um aterramento mal executado pode piorar as condições de ruído. As diferenças de potencial entre diversas ligações a terra podem danificar o isolamento de componentes

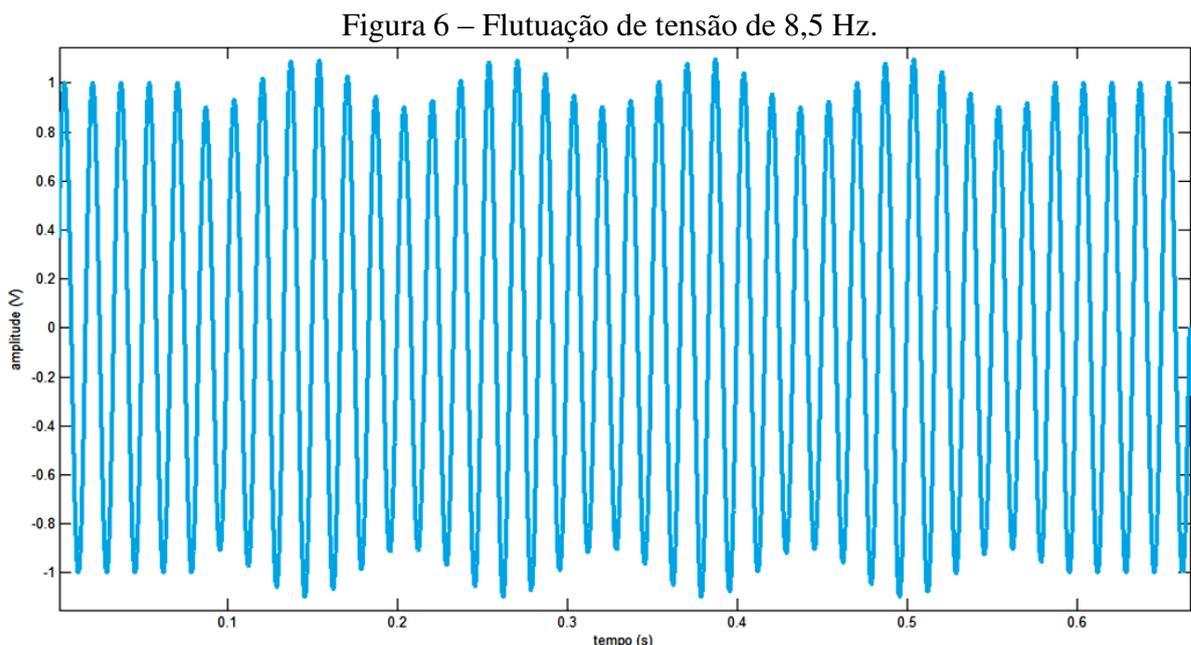
eletrônicos, dar origem à circulação de correntes em circuitos de comunicação, problemas para equipamentos eletrônicos de controle, e interferirem no desempenho de equipamento com ligação a terra em pontos distintos. Os equipamentos mais sensíveis à diferença de potencial entre dois pontos de terra são, normalmente, os equipamentos de telecomunicações, de controle de processos, tais como CLP's (controladores lógicos programáveis), e outros sistemas digitais de processamento.

Para o estabelecimento de um plano equipotencial, todo o equipamento deve ser ligado ao mesmo ponto de terra da mesma fonte. No entanto, quando são necessários condutores de terra de grande comprimento, é difícil manter um potencial constante para todos os pontos do sistema, particularmente em alta frequência. Os ruídos podem ser minimizados por blindagens eletrostáticas e filtros convenientemente projetados e instalados.

2.6 Flutuação de tensão

Pode ser definida como uma variação aleatória, repetitiva ou esporádica do valor de tensão eficaz, tipicamente entre 90% e 110% do valor nominal.

As flutuações de tensão podem resultar em uma modulação em amplitude de um sinal em baixa frequência, normalmente entre 0 Hz e 30 Hz. A figura 6 mostra um sinal de tensão modulado por um sinal senoidal de 8,5 Hz e amplitude de 10% da tensão nominal.



Frequentemente, a flutuação de tensão é chamada de *flicker*, que na verdade é o efeito visual dessa variação. Segundo o *European Committee for Electrotechnical*

Standardization (CENELEC), *flicker* pode ser definido como a “sensação de instabilidade visual provocada por um estímulo luminoso, cuja luminância ou repartição espectral flutua no tempo”.

O evento se torna mais crítico em lâmpadas incandescentes, por isso, o equipamento utilizado para a medição do fenômeno de flutuação de tensão (*flickermeter*) utiliza como referência o efeito causado em uma lâmpada incandescente de 60 W.

2.7 Variações de frequência

Em sistemas elétricos, a frequência está diretamente relacionada com a rotação dos geradores do sistema. Em qualquer instante, esta depende do balanço entre a carga e a geração disponível. Quando este equilíbrio é alterado, pequenas variações de frequência deverão ocorrer, com intensidade e duração dependentes das características da carga e da resposta do sistema de controle da geração frente às variações desta carga. Um valor máximo aceito para essa variação, para se ter energia de boa qualidade, é de 0,5 Hz.

Variações de frequência, que ultrapassam valores limites das condições normais de regime permanente, são normalmente causadas por faltas no sistema de transmissão, desconexão de grandes blocos de carga e saída de grandes parques de geração. Devido à interconexão dos sistemas elétricos modernos, estes distúrbios são frequentes, sendo mais prováveis de acontecer em sistemas de consumidores que possuem geração própria, quando passam a operar em configuração isolada.

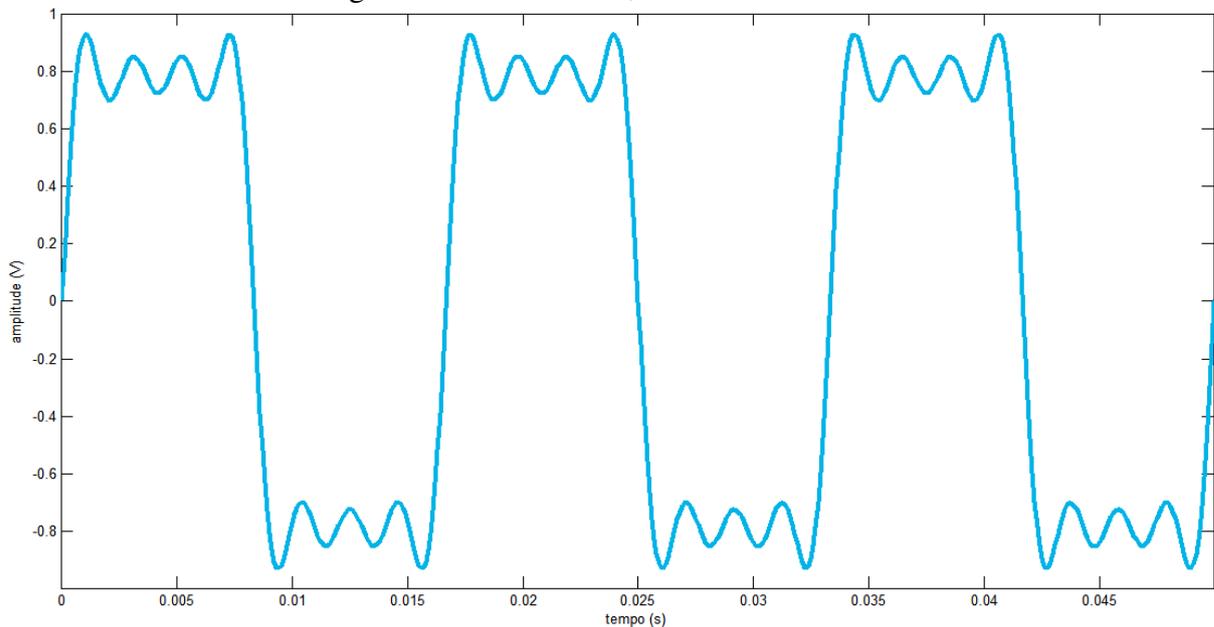
3 DISTORÇÃO HARMÔNICA

As correntes harmônicas são geradas por cargas não-lineares conectadas à rede. A circulação das correntes harmônicas gera tensões harmônicas nas impedâncias da rede, e então, uma deformação da tensão de alimentação.

Antigamente predominavam cargas lineares com valores de impedância bem definidos (iluminação incandescente, cargas de aquecimento, motores sem controle de velocidade). Nas últimas décadas, surgiram cargas não-lineares, geradoras de “poluição elétrica” (harmônicas). A figura 7 ilustra um sinal com presença de harmônicos.

As cargas não-lineares são caracterizadas por não apresentarem impedância constante com a variação de tensão. Assim, a corrente absorvida não é proporcional à tensão, assumindo formas de onda não-senoidais. As cargas não-lineares mais comuns são constituídas por módulos eletrônicos, que incluem diodos, transistores, tiristores, etc. Existem ainda outros tipos tais como lâmpadas de descarga e bobinas com núcleos ferromagnéticos que funcionam em regime de saturação.

Figura 7 – Efeitos do 3º, 5º e 7º harmônicos.



Quando um equipamento ou sistema elétrico é submetido a tensões ou correntes de comportamento não-senoidais (cargas não-lineares), sua análise não pode ser feita por meio de ferramentas convencionais (fasores).

Uma forma usual de análise é a decomposição do sinal em uma superposição de senoides que apresentam frequências múltiplas da nominal de operação do sistema (denominada fundamental). Esses múltiplos são conhecidos como harmônicos.

A soma dos valores instantâneos do sinal fundamental com os sinais de frequências múltiplas resulta no sinal original. Esta técnica (ou decomposição) matemática é denominada série de Fourier.

Com desenvolvimentos em séries de Fourier, é possível decompor uma informação de tensão ou de corrente em um somatório de ondas senoidais com frequências múltiplas da fundamental, cuja representação é dada por (1).

$$v(t) = Y_0 + \sum_{n=1}^{\infty} Y_n \cdot \sqrt{2} \cdot \text{sen}(n \cdot \omega \cdot t - \varphi_n) \quad (1)$$

Em que:

Y_0 – valor da componente CC, geralmente nulo;

Y_n – valor eficaz da componente harmônica de ordem n ;

ω – frequência angular da componente fundamental;

φ_n – defasagem da componente harmônica de ordem n .

A ordem de um harmônico está relacionada com o valor múltiplo da frequência fundamental (2º, 3º, ...). Por exemplo, o 5º harmônico, ou harmônico de ordem 5, tem uma frequência (300 Hz) cinco vezes superior à frequência fundamental (60 Hz) (tabela 2). A sequência está relacionada com o sentido de rotação do campo girante criado pelo respectivo harmônico, relativamente ao campo girante induzido pela componente fundamental. Isto é particularmente importante nos motores de indução, uma vez que os harmônicos de sequência positiva (+) induzem campos magnéticos que giram no sentido do campo magnético fundamental e os harmônicos de sequência negativa (–) induzem campos magnéticos que giram em sentido oposto ao do campo magnético fundamental, dando origem a um torque contrário. Os harmônicos de sequência zero (0) induzem campos magnéticos de resultante nula.

Tabela 2 – Sequência dos harmônicos.

Ordem	Fund.	2°	3°	4°	5°	6°	7°	8°	...	n°
Frequência (Hz)	60	12	180	240	300	360	420	480	...	n x 60
Sequência	+	-	0	+	-	0	+	-

Os harmônicos de ordem ímpar são muito mais significativos que os harmônicos de ordem par. Os harmônicos de ordem par devem-se geralmente à assimetria da corrente ou da tensão na presença de uma componente contínua.

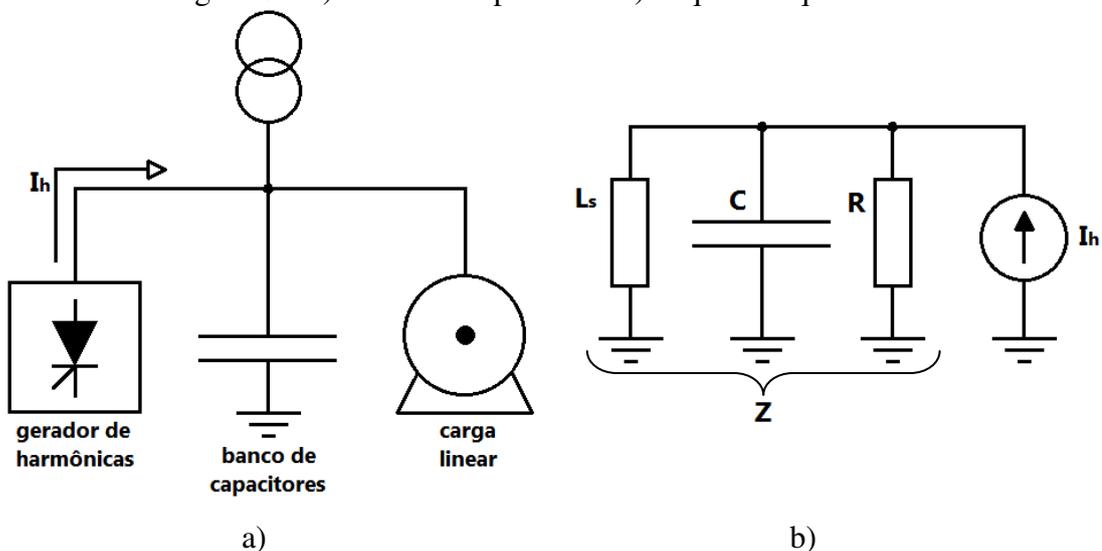
3.1 Efeitos dos harmônicos

3.1.1 Fenômeno da ressonância

A associação de elementos capacitivos e indutivos em sistemas elétricos pode vir a ocasionar o fenômeno conhecido como ressonância, que é a tendência de um sistema oscilar em máxima amplitude em determinadas frequências, conhecidas como frequências ressonantes.

Consideremos o esquema simplificado mostrado na figura 8, representando uma instalação compreendendo transformador de alimentação, cargas lineares, cargas não-lineares geradoras de correntes harmônicas e capacitores de compensação.

Figura 8 – a) Circuito de potência. b) Esquema equivalente.



Em que:

L_s – Indutância de alimentação (rede + transformador + linha);

C – Capacitores de compensação;

R – Resistência das cargas lineares;

I_h – Corrente harmônica.

Do circuito, pode-se inferir, desconsiderando-se R :

$$Z = \frac{j \cdot L_s \cdot \omega}{1 - L_s \cdot C \cdot \omega^2} \quad (2)$$

Altas frequências encontrariam um caminho de baixa impedância no capacitor, descaracterizando sua real aplicação que seria a de correção do fator de potência, elevando as suas perdas ôhmicas. O decorrente aumento no aquecimento do dispositivo encurta a vida útil do capacitor.

Existe ressonância quando o denominador $1 - L_s \cdot C \cdot \omega^2$ tende a zero. A frequência correspondente é a então chamada frequência de ressonância do circuito. Sendo essa a frequência em que o sinal de entrada na componente harmônica que causou a ressonância seria “amplificado”. Essa forte distorção na tensão seria acompanhada pela circulação de correntes harmônicas superiores às injetadas, ocasionando riscos de sobrecarga nos capacitores e na rede de alimentação.

3.1.2 Consequências em condutores

3.1.2.1 Perdas por efeito de joule

A circulação de correntes harmônicas contribui para o aumento das perdas por efeito de Joule em cabos e condutores de energia elétrica.

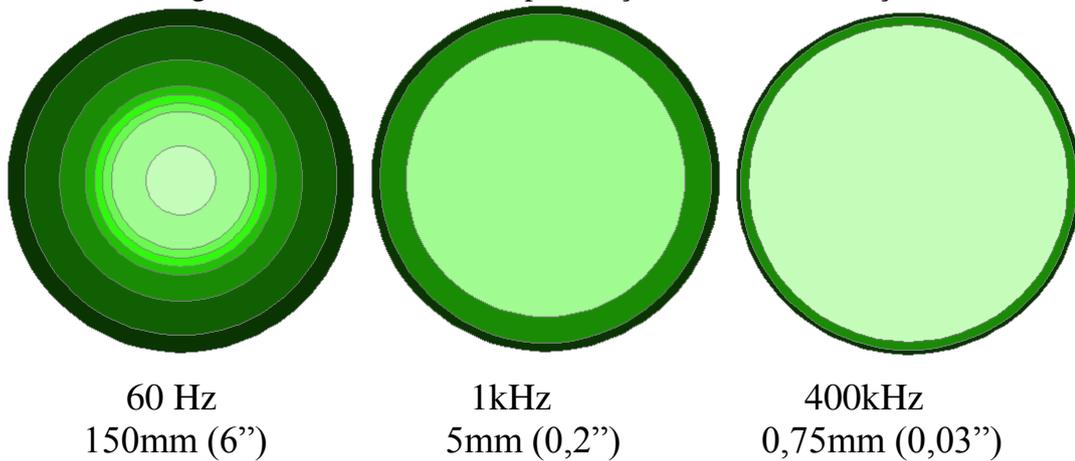
3.1.2.2 Perdas por efeito pelicular em condutores

A circulação de corrente contínua em condutores se dá uniformemente pela área de sua secção. No entanto, a circulação de corrente alternada em um condutor, tende a ser

efetuada pela periferia do condutor, o que implica em uma diminuição da área real de condução, e conseqüentemente um maior aquecimento do mesmo.

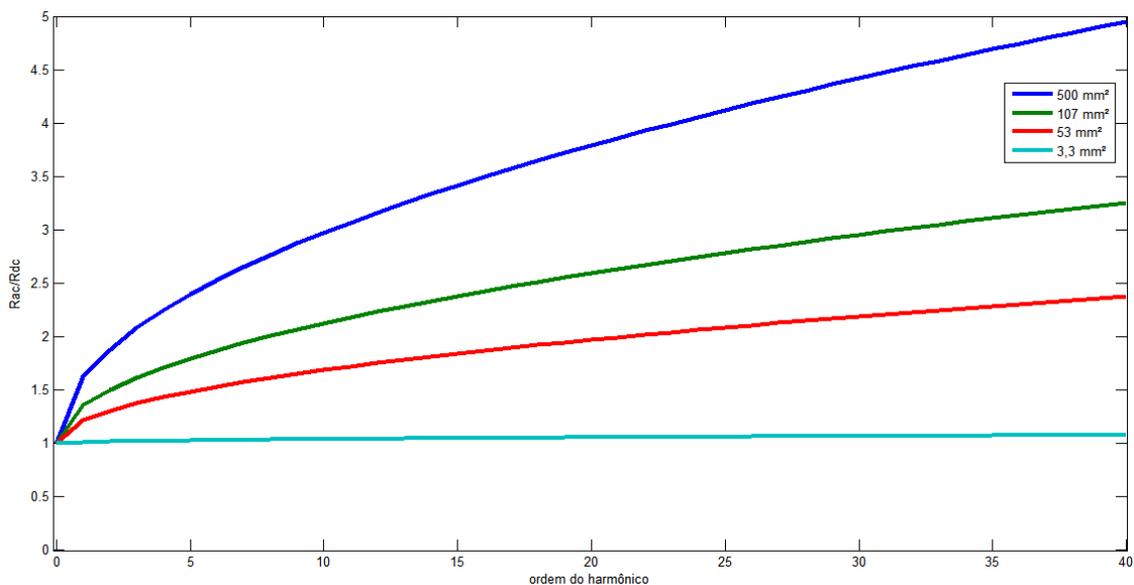
Este fenômeno é designado como efeito pelicular e é potencializado pelo aumento da frequência da corrente. A figura 9 ilustra este fenômeno.

Figura 9 – Profundidade de penetração da corrente no aço.



O efeito pelicular resultante de componentes harmônicas de elevada frequência pode atingir valores significativos. Contudo, em condutores de secção reduzida este efeito é praticamente nulo. A figura 10 apresenta a variação da resistência em função da frequência dos harmônicos e da secção dos condutores.

Figura 10 – Variação da resistência em função da frequência dos harmônicos e da secção dos condutores.



3.1.3 Efeitos em condutores de neutro

A corrente que circula no condutor neutro de um sistema trifásico corresponde à soma vetorial das três correntes de fase. Portanto, em um sistema trifásico, equilibrado e com apenas cargas lineares equilibradas, a corrente no neutro deveria ser nula.

Todavia, mesmo com cargas equilibradas, podem verificar-se correntes de neutro, resultantes de alguns harmônicos. Uma análise de um sistema trifásico com harmônicos de terceira ordem nos permite concluir que esses apresentam a mesma fase, acontecendo exatamente o mesmo para todos os harmônicos de ordem múltipla de 3. Por este fato, o valor eficaz da corrente de neutro não se anula, como acontece para as componentes fundamentais, mas corresponde à soma dos valores eficazes de todos os harmônicos de ordem múltipla de 3.

Assim, a corrente de neutro resulta dos harmônicos e das componentes fundamentais das cargas desequilibradas. Em determinadas instalações com forte concentração de cargas monofásicas não-lineares, responsáveis pela geração de harmônicos de ordem múltipla de 3, a corrente de neutro pode atingir valores superiores às correntes de fase. Por este fato, em algumas instalações, é necessário projetar o condutor de neutro com secção superior à dos condutores de fase.

A circulação de correntes elevadas no condutor de neutro, muitas vezes subdimensionado, dá origem a sobreaquecimento, o que poderá resultar na degradação do isolamento deste condutor e dos condutores adjacentes e, eventualmente, o aumento da tensão do neutro com relação ao plano de terra.

3.1.4 Consequências em transformadores de potência

Transformadores de distribuição são os componentes do sistema elétrico mais expostos às distorções harmônicas, pois os harmônicos gerados nas várias instalações convergem para os mesmos. A distorção harmônica de tensão e de corrente pode causar grandes problemas em transformadores, como vibração mecânica e um aumento considerável das perdas elétricas.

3.1.4.1 Aumento da vibração e do ruído audível

A vibração e o ruído dos transformadores resultam de pequenos movimentos das lâminas e da contração/dilatação cíclica do núcleo ferro-magnético, por efeito da variação de

fluxo magnético. Na presença de distorção harmônica de corrente, o fluxo magnético resultante é constituído por componentes harmônicas de frequência elevada, que conduzem a um aumento da vibração e do ruído audível.

3.1.4.2 Aumento das perdas

Os transformadores de potência apresentam dois tipos de perdas fundamentais, as perdas por efeito de Joule, nos enrolamentos de cobre; e as perdas magnéticas, no núcleo ferromagnético. Como acontece em qualquer condutor, a distorção harmônica da corrente implica em um aumento das perdas por efeito Joule, resultando em um sobreaquecimento do transformador.

O efeito das reatâncias de dispersão fica ampliado, uma vez que seu valor aumenta com a frequência. Associada à dispersão, existe outro fator de perdas que se refere às correntes induzidas pelo fluxo disperso. Esta corrente manifesta-se nos enrolamentos, no núcleo, e nas peças metálicas adjacentes aos enrolamentos. Estas perdas crescem proporcionalmente ao quadrado da frequência da corrente, conduzindo a um aumento da temperatura da estrutura dos transformadores.

Por outro lado, as perdas magnéticas aumentam com a distorção harmônica da tensão, sendo as perdas inerentes às correntes de Foucault (entre espiras e entre enrolamentos) proporcionais ao quadrado da frequência, que podem realizar acoplamentos não desejados e, eventualmente, produzir ressonâncias no próprio dispositivo e perdas por histerese proporcionais à frequência.

3.1.5 Consequências em motores de indução

Assim como em transformadores, tensões de alimentação com elevada distorção harmônica em motores de indução fazem com que as perdas no cobre e no ferro aumentem significativamente. As componentes harmônicas dão origem a campos magnéticos girantes. Assim, harmônicos de sequência inversa geram campos girantes que se movimentam em sentido contrário ao da fundamental, resultando em componentes de torques que se opõem ao sentido de rotação dessa fundamental.

Já os harmônicos de sequência direta fazem com que o motor opere em uma velocidade maior que a nominal. A interação desses campos magnéticos girantes, rodando em

sentidos e velocidades diferentes, faz com que haja um decréscimo do torque do motor e um aumento de vibrações mecânicas e de ruídos audíveis.

A capacidade de suportar o sobreaquecimento provocado pelos harmônicos em motores de indução depende do tipo do motor. Motores com rotor tipo gaiola de esquilo são mais tolerantes que motores de rotor bobinado. Os de gaiola profunda, por causa do efeito pelicular, que leva a condução da corrente para a superfície do condutor em frequências elevadas, produzem maior elevação de temperatura do que os de gaiola convencional. Assim, em instalações com elevados níveis de distorção harmônica de tensão, os motores devem ser sobredimensionados.

O indicador usado para a análise do sobredimensionamento chama-se *Harmonic Voltage Factor* (HVF), que é representado pela expressão (3):

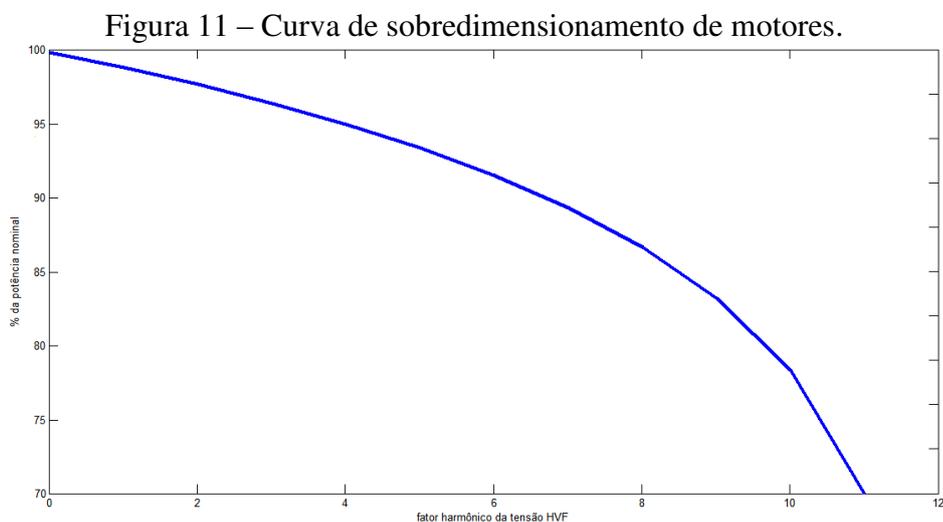
$$HVF = \sqrt{\sum_{n=5}^{\infty} \frac{U_n^2}{n}} \quad (3)$$

Em que:

U_n – Valor eficaz da tensão da componente harmônica de ordem n em porcentagem relativa à fundamental;

n – componentes harmônicas ímpares com exceção das múltiplas de 3.

Quanto maior o valor de HVF, maior deve ser o sobredimensionamento da máquina. A *National Equipment Manufacturers Association* (NEMA) propõe na figura 11 o sobredimensionamento de motores de acordo com o fator HVF.



Algumas componentes harmônicas, ou pares de componentes (por exemplo, 5^a e 7^a) podem estimular oscilações mecânicas em sistemas turbina-gerador ou motor-carga, devido a uma potencial excitação de ressonâncias mecânicas. Isto pode levar a problemas de produção em processos industriais como, por exemplo, na produção de fios, em que a precisão no acionamento é elemento fundamental para a qualidade do produto.

3.1.6 Consequências em equipamento de medida

A medição do valor eficaz se dá de diversas formas. Em equipamentos mais antigos, o comum é usar um retificador de onda completa seguido por um filtro passa-baixas para obter o valor médio, que é multiplicado por um fator de forma (quociente entre o valor eficaz e o valor médio aritmético de um sinal perfeitamente senoidal), obtendo assim o valor eficaz.

Porém, na presença de harmônicas, o fator de forma para onda senoidal deixa de ser aplicável, fazendo com que medidas realizadas por esse tipo de equipamento apresentem erros elevados.

Neste caso, deve ser usado equipamento de medida de valor eficaz verdadeiro, *true root mean square* (TRMS), que mede o quadrado dos valores instantâneos da grandeza, fazendo a sua média ao longo de um ciclo, extraíndo a raiz quadrada desse valor. Os fatores limitantes que determinam a precisão do método são a frequência de amostragem e o fator de crista dos instrumentos utilizados.

Normalmente, nos sistemas elétricos, é considerada uma boa resolução quando o equipamento tem capacidade para medir até ao 50^o harmônico (3 kHz para sistemas de 60 Hz), o que implica em uma frequência de amostragem mínima de 6 kHz. Um fator de crista mais elevado implica que o equipamento seja de uma classe dinâmica superior, isto é, possua circuitos de conversão mais rápidos e com maior precisão. A tabela 3 compara os erros de instrumentos convencionais com os de um TRMS.

Tabela 3 – Efeito das harmônicas em instrumentos de medição.

	Onda senoidal 	Onda quadrada 	Retificador monofásico com diodos 	Retificador trifásico 
Valor medido com aparelho convencional	Correto	10% mais elevado	40% mais baixo	5% a 30% mais baixo
Leitura do aparelho true RMS	Correto	Correto	Correto	Correto

Grande parte dos elementos de um sistema elétrico são especificados em função da sua capacidade de dissipação térmica, o que está intrinsecamente ligado a corrente que passa por eles, já que o calor dissipado é proporcional ao quadrado do valor eficaz da corrente. Tendo isso em vista, pode-se concluir que medidas errôneas de corrente e tensão podem levar a um subdimensionamento dos elementos de um sistema elétrico. O efeito pode ser percebido em cabos que, ao funcionarem em temperaturas mais elevadas acabam degradando o seu isolamento; e transistores e reguladores de tensão que se danificam sem motivo aparente.

Disjuntores térmicos que são constituídos por lâminas bimetálicas (as quais funcionam pelo efeito Joule), devido à elevação de temperatura, podem provocar um desarme indevido, idem para fusíveis de proteção. Valores errados de estimações de correntes podem levar ao disparo inadequado desses elementos, o que geralmente ocorre devido ao aquecimento provocado pelas harmônicas de corrente.

4 SOLUÇÕES PARA MELHORIA DA QUALIDADE DE ENERGIA

Existem, de forma geral, quatro maneiras de se contornar o problema de qualidade de energia em sistemas elétricos: especificação adequada de equipamentos de usuários, imunizar os equipamentos mais sensíveis (geralmente controladores de processos), soluções ao nível de instalação e soluções ao nível de distribuição. O custo dessas medidas cresce mediante o nível que ela afeta.

4.1 Seleção de equipamentos robustos

Muitas vezes, os danos causados por perturbações de QEE são muito mais dispendiosos que a solução para evitar os mesmos. Uma das maneiras mais econômicas de se prevenir dos problemas associados à QEE, é o desenvolvimento de equipamentos menos vulneráveis às perturbações desta natureza.

Os fabricantes têm a possibilidade, por exemplo, de implementar pequenos dispositivos de armazenamento de energia para suprir o equipamento, em casos de afundamentos de tensão ou interrupções de curta duração.

Outra solução é a incorporação de retificadores ativos, uma vez que os retificadores a base de diodos não tem a capacidade de controlar o nível de tensão em barramentos DC, sendo seu valor praticamente dependente da tensão de alimentação. Essa medida possibilita o controle da comutação de chaves controladas, como IGBT's. Dessa forma, é possível controlar o nível da tensão de barramentos DC, o que possibilita a otimização do fator de potência e a diminuição da distorção harmônica da corrente absorvida. Como a frequência de comutação dos IGBT's é alta, é possível controlar, com precisão, a tensão do barramento DC, garantindo um valor aproximadamente constante, mesmo com variações significativas da tensão de alimentação.

4.2 Imunização de equipamentos sensíveis

Os equipamentos de controle de processos e as máquinas CNC são frequentemente os equipamentos mais sensíveis a afundamentos de tensão em alguns processos industriais. Para contornar esse problema duas soluções são mais utilizadas:

- Utilização de componentes mais robustos, como fontes de alimentação, relés, contadores, sensores, etc. Essa medida pode não implicar em

investimentos muito elevados e evita grande parte das interrupções e religamentos indesejados dos processos, garantindo um rápido retorno do investimento;

- Utilização de sistemas de armazenamento de energia, como UPS's, com baterias eletroquímicas. Essa solução apresenta como inconveniente a necessidade de trocas periódicas das baterias.

4.3 Descarregadores de sobretensão

Os descarregadores de sobretensão são dispositivos utilizados para proteção de equipamentos sensíveis a eventuais danos causados por sobretensões. Estes dispositivos têm como função desviar as sobretensões para a terra, de modo a que estas não danifiquem o equipamento. Devem ser instalados o mais próximo possível das cargas a proteger, entre elas e a provável origem do problema.

Nas subestações, são geralmente instalados junto aos transformadores, normalmente em alta tensão, mas também podem ser instalados em média tensão ou em ambos os lados.

4.4 Filtros de ruído

Entende-se por ruído, todo sinal não desejado além do sinal fundamental de 60 Hz. Ruídos podem surgir em modo comum ou diferencial. O ruído de modo comum é encontrado entre condutores ativos, fases ou neutro, e terra. Por outro lado, o ruído de modo diferencial verifica-se entre condutores de fase e neutro.

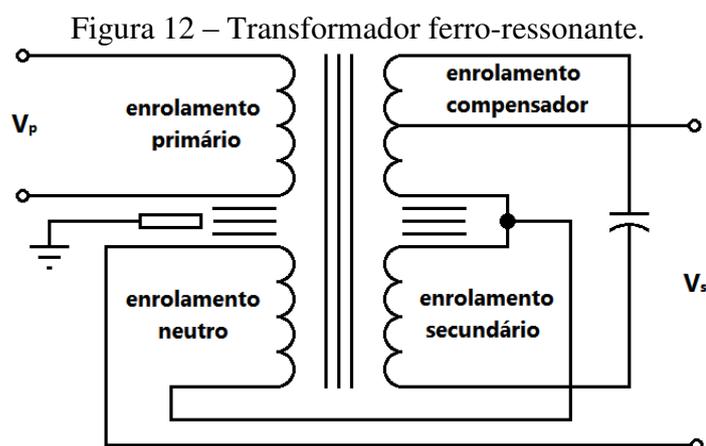
Os filtros de ruído evitam que as tensões ou as correntes com frequências não desejadas atinjam o equipamento sensível. Por exemplo, a filtragem de frequências mais elevadas pode ser conseguida através da associação de bobinas e capacitores, de forma a constituírem um filtro passa-baixas.

Enquanto as bobinas, em série, “bloqueiam” as componentes de frequência elevada, os capacitores, em paralelo, desviam essas componentes para a terra.

4.5 Transformadores de tensão constante

Os transformadores de tensão constante (CVT), também conhecidos por transformadores ferro-ressonantes (mostrado na figura 12), garantem uma tensão de saída aproximadamente constante, mesmo na presença de pequenas variações da tensão de entrada.

Estes transformadores, que geralmente possuem a relação de 1:1, garantem alguma estabilidade da tensão em decorrência de dois fenômenos que afetam transformadores convencionais: ressonância e saturação magnética do núcleo. A ressonância provoca elevação de correntes, que levam a saturação do núcleo magnético do transformador. Quando o núcleo está saturado, o fluxo magnético neste manter-se-á aproximadamente constante, obtendo-se assim, uma tensão aproximadamente fixa nos terminais do secundário do transformador.



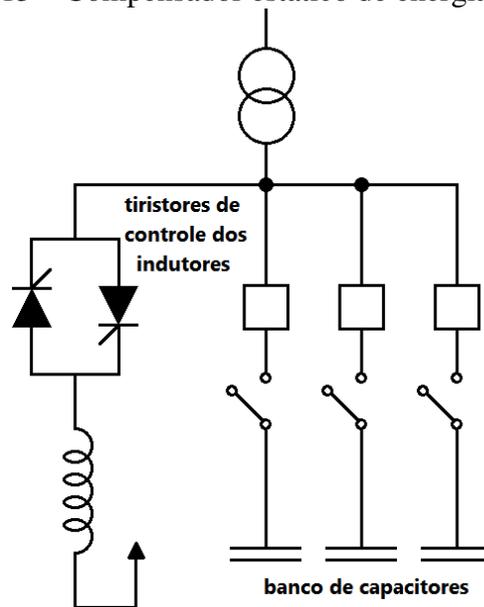
Em regime de saturação, a tensão de saída destes transformadores pode ser aproximada a uma onda retangular, apresentando uma distorção harmônica bastante significativa. O rendimento destas máquinas é geralmente baixo, podendo situar-se entre 80%, à carga nominal, e 50% em baixo regime de carga. Em situação de ressonância, o ruído provocado pela vibração do núcleo pode atingir valores desagradáveis.

Um controlador de processos pode suportar um afundamento de até 30% da nominal na situação de dispor de um transformador ferro-ressonante. Sem o seu uso, este percentual fica em torno de até 18%.

4.6 Compensadores estáticos de energia reativa

Os compensadores estáticos de energia reativa ou *Static VAR Compensator (SVC)* são dispositivos que garantem uma rápida ação frente a variações elevadas de energia reativa. Consiste de um dispositivo de casamento automático de impedância, levando o sistema próximo ao fator de potência unitário. Ele é constituído por elementos indutivos e capacitivos, controlados por interruptores eletrônicos de potência, que fornecem ou absorvem potência reativa em função da necessidade da instalação. Pelo fato de não possuírem elementos móveis, garantem respostas muito rápidas e de elevada confiabilidade. Podem ser colocados próximos a cargas de grande potência e rápidas variações, como fornos a arco, onde pode reduzir os efeitos do tipo *flicker*. A figura 13 ilustra um compensador estático de energia reativa.

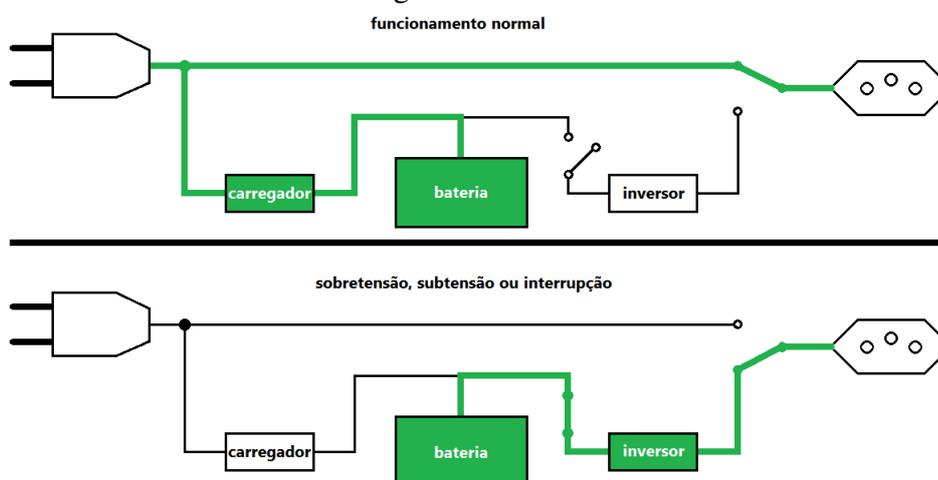
Figura 13 – Compensador estático de energia reativa.



4.7 Sistemas de alimentação ininterrupta

A fonte de alimentação ininterrupta ou UPS (figura 14) é um dispositivo que entra em ação caso a alimentação da rede seja interrompida, alimentando o equipamento a ela conectado. Possui um retificador que converte a tensão CA da rede em tensão CC. Essa tensão CC carrega um conjunto de baterias e, uma vez que a tensão de alimentação da carga é interrompida, um inversor converterá a tensão CC em uma CA compatível com os requisitos da carga. Deste modo, a tensão de saída fornecida para a carga possui amplitude/frequência/forma totalmente independentes da entrada.

Figura 14 – UPS.



O tempo que essa proteção pode alimentar o sistema depende basicamente da capacidade das baterias utilizadas. Sistemas típicos operam em torno de 5 a 30 minutos. Em sistemas onde se necessita de garantia da continuidade do processo por tempos maiores, é usual empregar bancos de baterias suplementares e sistemas auxiliares de geração diesel, como em aeroportos ou hospitais, por exemplo.

4.8 Filtros de harmônicos

4.8.1 Filtros passivos

Existem basicamente dois tipos de filtros passivos de harmônicos: filtros série e filtros paralelos.

Os filtros série são caracterizados pela ligação em série com a carga de um capacitor e de uma bobina, em paralelo entre si. O seu princípio de funcionamento baseia-se em aumentar a impedância à circulação das correntes harmônicas, mantendo baixa impedância à circulação da componente fundamental (60 Hz). Por vezes, pode ser utilizada apenas uma bobina em série, embora com redução de eficácia do filtro. Com a utilização de apenas uma bobina consegue-se uma redução da distorção harmônica da corrente para aproximadamente metade de seu valor.

Os filtros paralelos são caracterizados pela ligação em paralelo com a carga de uma bobina e de um capacitor em série. Este filtro proporciona um circuito de baixa impedância para as componentes harmônicas da corrente, evitando que circulem na rede.

Os filtros paralelos são mais baratos e, por isso, são os mais utilizados. A razão para o custo mais elevado dos filtros série, deve-se ao fato destes filtros serem dimensionados para a corrente da carga, enquanto que os filtros paralelos são dimensionados para as componentes harmônicas a eliminar. No entanto, a aplicação de filtros paralelos implica um projeto mais cuidadoso, dado o risco de eventuais ressonâncias no sistema como um todo.

Antes da instalação de um filtro passivo devem ser identificadas as componentes harmônicas mais problemáticas na instalação, uma vez que estes filtros são projetados para atenuarem apenas uma determinada componente harmônica. A equação (4) determina os valores do indutor (L) e do capacitor (C) de um filtro passivo.

$$L.C = \frac{1}{(2.\pi.h.f)^2} \quad (4)$$

Em que:

h – ordem da harmônica que se deseja filtrar;

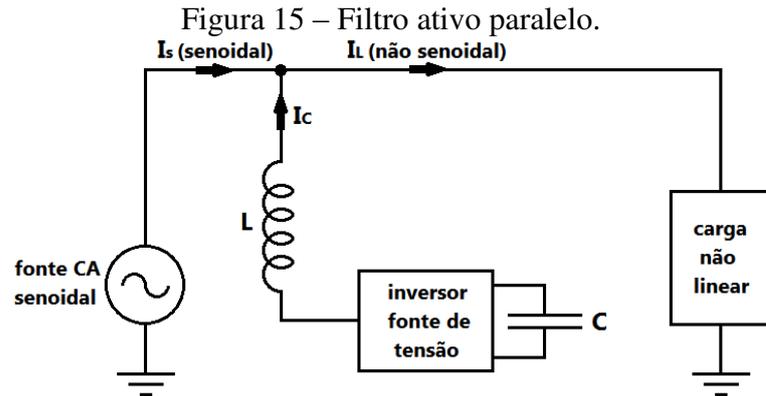
f – frequência da fundamental.

4.8.2 Filtros ativos

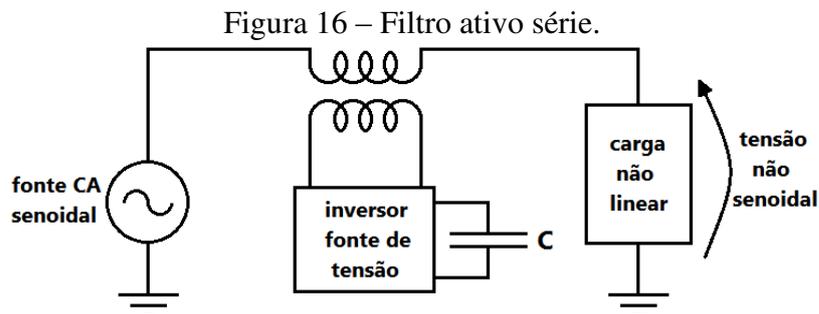
Os filtros ativos são dispositivos que utilizam eletrônica de potência. Os elementos (ativos e passivos) também podem ser instalados em série ou em paralelo.

Semelhante aos filtros passivos, a ligação em série implica que sejam dimensionados para suportarem a corrente de carga. Na ligação em paralelo, os filtros são dimensionados apenas para as componentes harmônicas da corrente.

Os filtros ativos são utilizados com a finalidade de compensar harmônicos de corrente, potência reativa, corrente no neutro e desbalanço de correntes. A figura 15 ilustra um filtro ativo paralelo.



O filtro paralelo funciona como uma fonte de corrente controlada de forma que as sequências negativas das correntes harmônicas sejam impostas, compensando as mesmas. Já o filtro ativo série, pode ser usado com a finalidade de compensar: harmônicos, desbalanços e afundamentos de tensão. A figura 16 ilustra um filtro ativo série. O filtro série é um dual do paralelo e funciona como uma fonte de tensão controlada de forma a impor as componentes negativas dos harmônicos de tensão.



4.8.3 Filtros híbridos

Filtros híbridos têm como proposta a utilização de um filtro paralelo passivo e um filtro série ativo. O filtro ativo série funciona como um isolador de harmônicos de forma a impedir uma possível interação da rede elétrica com os filtros passivos. Isso elimina o problema de ressonância dos filtros passivos e torna a tarefa de sintonizá-los bem mais fácil.

Outra configuração inclui um filtro ativo conectado em série com um filtro passivo paralelo. O filtro ativo ligado em paralelo com a carga oferece ao filtro passivo um comportamento praticamente ideal. Essa configuração é usada em aplicações de altíssima potência. Pode-se, ainda, usar filtros passivos paralelos em conjunto com um filtro ativo paralelo. Nesse caso, o filtro ativo paralelo compensa as harmônicas de corrente de baixa ordem, enquanto o filtro passivo fica responsável pelas harmônicas de alta ordem.

5 INDICADORES DE QUALIDADE DE ENERGIA

5.1 Conceitos básicos

5.1.1 Valor médio

$$Y_{av} = \frac{1}{T} \cdot \int_0^T Y(t) dt \quad , \text{ no caso contínuo} \quad (5)$$

$$Y_{av} = \frac{1}{N} \cdot \sum_{k=1}^N Y_k \quad , \text{ no caso discreto} \quad (6)$$

5.1.2 Valor eficaz

O valor eficaz ou valor quadrático médio (*root mean square* - RMS) de uma onda de tensão ou corrente corresponde ao valor em corrente contínua que produziria a mesma potência dissipada em uma resistência elétrica. Pode ser definido pela equação (7).

$$Y_{RMS} = \sqrt{\frac{1}{T} \cdot \int_0^T Y(t)^2 dt} \quad (7)$$

Em que:

Y_{RMS} – Valor eficaz da função;

T – Intervalo de tempo definido para a integração;

$Y(t)$ – Função periódica do tempo.

Para N de valores de amostras, pode-se obter o valor eficaz por (8):

$$Y_{RMS} = \sqrt{\frac{1}{N} \cdot \sum_{k=1}^N Y_k^2} \quad (8)$$

Em que:

Y_{RMS} – valor eficaz aproximado;

N – Número de amostras por período;

Y_k^2 – Valor quadrático instantâneo da amostra.

Com as componentes harmônicas no sinal e de posse dos valores eficazes de cada uma delas, pode-se definir a tensão eficaz e a corrente eficaz pelas equações (9) e (10), respectivamente:

$$V_{RMS} = \sqrt{\sum_{n=1}^{\infty} V_n^2} \quad (9)$$

$$I_{RMS} = \sqrt{\sum_{n=1}^{\infty} I_n^2} \quad (10)$$

Caso o sinal em estudo seja o original, composto pelas harmônicas juntamente com a fundamental, e deseja-se analisar cada componente individualmente, neste contexto deve-se obtê-las utilizando a transformada de Fourier e, a partir de cada componente harmônica, calcular o valor eficaz para a realização da análise desejada.

5.1.3 Potência ativa

É a potência que efetivamente produz trabalho e pode ser definida pela expressão (11).

$$P = \frac{1}{T} \cdot \int_0^T v(t) \cdot i(t) dt \quad (11)$$

Em que:

$v(t)$ – tensão eficaz instantânea;

$i(t)$ – corrente eficaz instantânea;

T – período definido para integração.

Em sistemas que apresente componentes harmônicas, a potência ativa pode ser expressa pela equação (12).

$$P = \sum_{n=1}^{\infty} V_n \cdot I_n \cdot \cos \varphi_n \quad (12)$$

Em que:

V_n – Tensão eficaz da componente harmônica de ordem n ;

I_n – Corrente eficaz da componente harmônica de ordem n ;

φ_n – Defasagem entre tensão e corrente da componente harmônica de ordem n .

E em sistemas onde não há presenças de harmônicos de tensão, tem-se:

$$P = V_1 \cdot I_1 \cdot \cos \varphi_1 \quad (13)$$

sendo: $\varphi_1 = \varphi_{V_1} - \varphi_{I_1}$

Em que:

V_1 – Tensão eficaz da componente fundamental;

I_1 – Corrente eficaz da componente fundamental;

φ_1 – Defasagem entre tensão e corrente da componente fundamental.

De forma discreta pode-se calcular a potência ativa pela expressão (14):

$$P = \frac{1}{N} \cdot \sum_{k=1}^N V_k \cdot I_k \quad (14)$$

Em que:

N – Número de amostras por período;

V_k – Valor instantâneo da tensão;

I_k – Valor instantâneo da corrente.

5.1.4 Potência aparente

É a potência total do sistema e pode ser definida pela equação (15).

$$S = V_{RMS} \cdot I_{RMS} \quad (15)$$

Caso se tenha o valor eficaz de tensão e corrente de cada componente harmônica e da fundamental, a potência aparente pode ser calculada através da equação (16).

$$S = \sqrt{\left(\sum_{n=1}^{\infty} V_n^2\right) \cdot \left(\sum_{n=1}^{\infty} I_n^2\right)} \quad (16)$$

5.1.5 Potência reativa

A potência reativa ainda não foi bem definida para sistemas com inclusão do efeito de harmônicos. Uma definição bastante aceita é mostrada em (17):

$$Q = V_1 \cdot I_1 \cdot \text{sen}\varphi_1 \quad (17)$$

Em que:

V_1 – Tensão eficaz da componente fundamental;

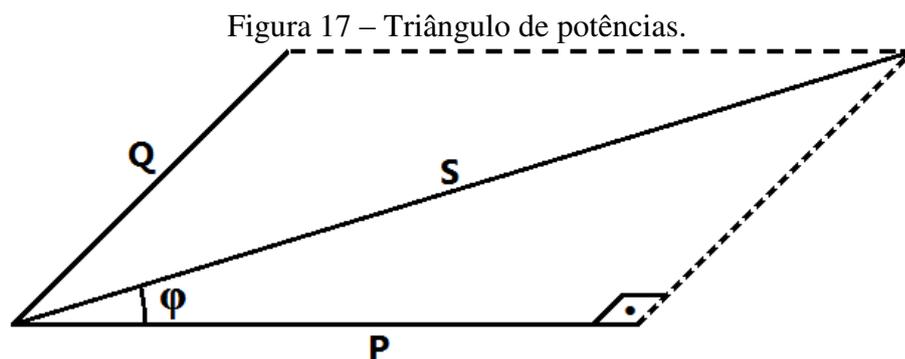
I_1 – Corrente eficaz da componente fundamental;

φ_1 – Defasagem entre tensão e corrente da componente fundamental.

Para um sistema sem a inclusão de harmônicos podemos calcular a potência reativa por meio da equação (18).

$$Q = \sqrt{S^2 - P^2} \quad (18)$$

A figura 17 ilustra o triângulo de potências com as componentes das potências ativa e aparente.



5.1.6 Potência de distorção harmônica

Devido à inserção de harmônicas no sistema não é mais possível definir $S^2 = P^2 + Q^2$, assim, a potência de distorção harmônica pode ser definida por (19).

$$H = \sqrt{S^2 - P^2 - Q^2} \quad (19)$$

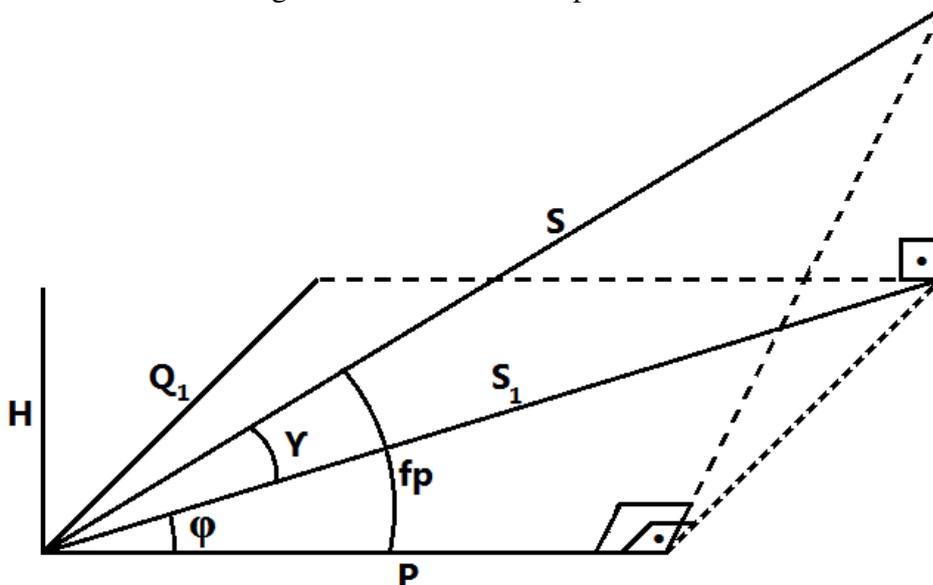
5.1.7 Fator de potência e fator de deslocamento

É comum confundir o fator de potência com $\cos(\varphi)$, também conhecido como fator de deslocamento, que é o ângulo entre a potência ativa da fundamental e a potência aparente da fundamental. Fator de potência é a relação entre potência ativa P e potência aparente S :

$$fp = \frac{P}{S} \quad (20)$$

A figura 18 ilustra a composição vetorial das grandezas relacionadas.

Figura 18 – Tetraedro de potências.



Na presença de harmônicas os dados utilizados para calcular o fator de potência devem ser coletados utilizando instrumentos capazes de medir valores *true* RMS.

Uma forma mais usual de calcular esse indicador é através da equação (21).

$$fp = \frac{I_1 \cdot \cos(\varphi)}{\sqrt{I_1^2 + \sum_{h=2}^n I_h^2}} \quad (21)$$

A legislação brasileira ainda não adota essa nomenclatura. O fator de potência especificado pela mesma de 0,92 é, na verdade, o fator de deslocamento.

Causas de baixos valores de fator de potência (deslocamento) incluem:

- Motores de indução operando a vazio ou com pequenas cargas;
- Transformadores operando a vazio ou com cargas leves;
- Iluminação com lâmpadas fluorescentes;
- Grande quantidade de motores de pequena potência operando por longo período;
- Tensão acima da nominal;
- Cargas com consumo de reativo elevado.

Entre as perdas causadas por um baixo fator de potência podemos citar:

- Perdas por efeito Joule devido ao aumento da corrente em cabos e equipamentos;
- O aumento da corrente leva a uma conseqüente queda da tensão e essa, por sua vez, pode levar à diminuição da intensidade luminosa de lâmpadas e o aumento da corrente e temperatura de motores;
- Níveis de energia reativa elevada. Assim, expansões na instalação irão requerer investimentos desnecessários a fim de aumentar a disponibilidade de potência ativa ao sistema.

Como vantagens da correção do fator de potência (deslocamento) podem ser citadas:

- Elevação dos níveis de tensão e uma conseqüente melhoria do funcionamento de equipamentos e da instalação de uma forma geral;
- Corte de gastos com a redução das perdas e eliminação do ajuste tarifário, imposto a baixos valores de fator de potência;
- Possibilidade de expansões a custos mais reduzidos.

É importante observar que a tarefa de correção do fator de potência inclui alguns cuidados. Talvez o mais importante é o que diz respeito às harmônicas. Um estudo criterioso do sistema deve ser feito, as cargas devem ser analisadas de forma que, se as cargas não-lineares ultrapassarem 20% do total da instalação, a correção do fator de potência somente com capacitores requer maiores análises.

Caso esse limite de 20% seja superado, deve-se analisar a distorção harmônica individual e a distorção harmônica total de tensão da instalação, de forma que esses valores

não ultrapassem 3% e 5%, respectivamente. Caso esses limites sejam ultrapassados deve-se instalar indutores de proteção anti-harmônica nos capacitores e filtros em situações que apresentarem riscos de ressonância. Recomenda-se também a utilização de capacitores com tensão nominal de 10% acima da tensão de rede da instalação.

5.1.8 Fator de crista

Define-se como fator de crista a razão entre o valor máximo e o valor quadrático médio (RMS) de uma grandeza alternada; para uma onda senoidal:

$$fator\ de\ crista = \frac{V_{m\acute{a}x}}{V_{rms}} = \frac{V_{m\acute{a}x}}{0,707 \cdot V_{m\acute{a}x}} = 1,414 \quad (22)$$

5.1.9 Fator de forma

Define-se como fator de forma, a razão entre o valor quadrático médio (RMS) e o valor médio de uma grandeza alternada. Para uma senoide pura, por exemplo:

$$fator\ de\ forma = \frac{V_{rms}}{V_{m\acute{e}d}} = \frac{0,707 \cdot V_{m\acute{a}x}}{0,637 \cdot V_{m\acute{a}x}} = 1,11 \quad (23)$$

Muitos equipamentos utilizam esse fator de forma para calcular (erroneamente) a tensão ou corrente eficaz de um sinal com componentes harmônicas, uma vez que a distorção causada por essas, faz com que a forma de onda adote uma característica bem diferente de uma senoide pura.

5.2 Desequilíbrio de tensão

De forma a eliminar possíveis efeitos das componentes de sequência zero, as medições devem ser realizadas para as tensões fase-fase.

Uma vez realizadas as medições, seguindo os padrões estabelecidos pela ANEEL, o desequilíbrio pode ser mensurado pela expressão (24).

$$FD\% = \frac{V_-}{V_+} \cdot 100 \quad (24)$$

Em que:

FD – Fator de desequilíbrio;

V_- – Magnitude da tensão de sequência negativa (RMS);

V_+ – Magnitude da Tensão de sequência positiva (RMS).

Alternativamente, pode-se usar a expressão (25), que produz resultados similares:

$$FD\% = 100. \sqrt{\frac{1 - \sqrt{3 - 6. \beta}}{1 - \sqrt{3 + 6. \beta}}} \quad (25)$$

Sendo $\beta = \frac{V_{ab}^4 + V_{bc}^4 + V_{ca}^4}{(V_{ab}^2 + V_{bc}^2 + V_{ca}^2)^2}$ e V_{ab} , V_{bc} , V_{ca} a magnitude das tensões trifásicas de linha (RMS).

O valor de referência para FD nos barramentos do sistema de distribuição, com exceção em baixa tensão, é de no máximo 2%.

5.3 Flutuação de tensão (flicker)

Segundo a ANEEL, a determinação da qualidade da tensão de um barramento do sistema de distribuição quanto à flutuação de tensão, tem por objetivo avaliar o incômodo provocado pelo efeito da cintilação luminosa no consumidor (que tenha em sua unidade consumidora pontos de iluminação alimentados em baixa tensão).

A tabela 4 traz algumas definições típicas.

Tabela 4 – Identificação das grandezas de análise da flutuação de tensão.

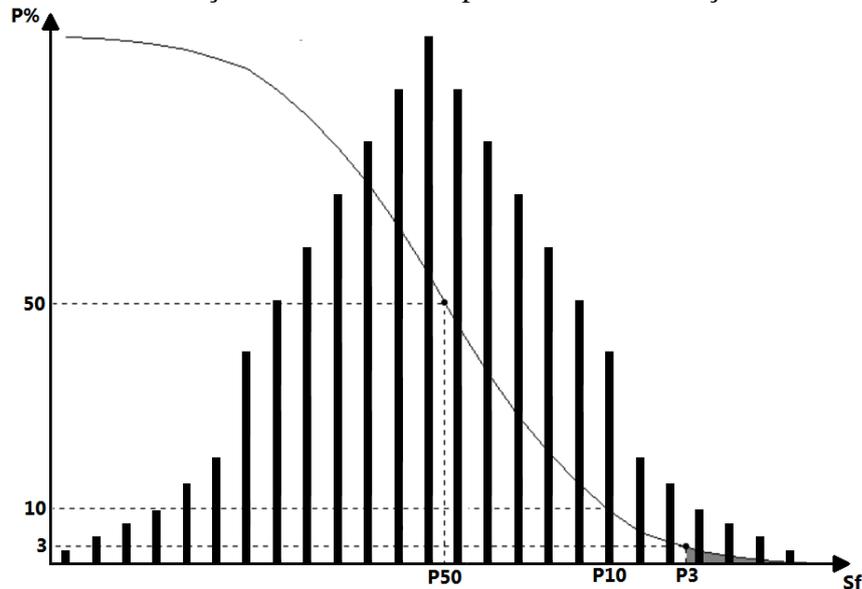
Identificação da grandeza	Símbolo
Severidade de curta duração	P_{st}
Severidade de longa duração	P_{lt}
Valor diário do indicador P_{st} que foi superado em apenas 5% dos registros obtidos no período de 24 horas	$P_{stD95\%}$
Valor semanal do indicador P_{lt} que foi superado em apenas 5% dos registros obtidos no período de 7 dias completos e consecutivos	$P_{ltS95\%}$
Fator de transferência	FT

P_{st} pode ser calculado pela expressão (26).

$$P_{st} = \sqrt{0,0314 \cdot P_{0,1} + 0,0525 \cdot P_1 + 0,0657 \cdot P_3 + 0,28 \cdot P_{10} + 0,08 \cdot P_{50}} \quad (26)$$

$P (i = 0,1; 1; 3; 10; 50)$ corresponde ao nível de sensação de cintilação que foi ultrapassado durante $i\%$ do tempo, obtido a partir da função de distribuição acumulada complementar (de acordo com o procedimento estabelecido nas Normas IEC (*International Electrotechnical Commission*): IEC 61000-4-15. *Flickermeter – Functional and Design Specifications*). A figura 19 ilustra a função de distribuição acumulada.

Figura 19 – Distribuição acumulada complementar da sensação de cintilação.



Complementarmente, o indicador P_{lt} corresponde a um valor representativo de doze amostras consecutivas de P_{st} , como estabelecido pela expressão (27).

$$P_{lt} = \sqrt[3]{\frac{1}{12} \cdot \sum_{i=1}^{12} P_{st}^3} \quad (27)$$

O procedimento para a determinação dos níveis de severidade, associados à flutuação de tensão e definidos pelos indicadores P_{st} e P_{lt} , são estabelecidos nos documentos da IEC. Estes valores são derivados da medição e processamento das tensões dos

barramentos, traduzidas em níveis de sensação de cintilação luminosa, com posterior classificação em faixas de probabilidade de ocorrência.

De acordo com as orientações das normas, o indicador P_{st} representa a severidade dos níveis de cintilação luminosa associados à flutuação de tensão verificada em um período contínuo de dez minutos.

De modo semelhante, a grandeza P_{lt} expressa a severidade dos níveis de cintilação luminosa associados à flutuação de tensão verificada em um período contínuo de duas horas, através da composição de 12 valores consecutivos de P_{st} . Ao longo de 24 horas de medição, deve ser obtido um conjunto de valores de P_{st} que, devidamente tratado, conduzirá ao $P_{stD95\%}$. Ao final de uma semana de medição, considera-se como indicador final o maior valor dentre os sete valores encontrados.

Analogamente, obtém-se ao longo de uma semana de registro um conjunto de valores representativos de P_{lt} , o qual, tratado estatisticamente, deve ser conduzido ao valor de $P_{ltS95\%}$. Os valores de referência para a análise do desempenho do sistema em termos da flutuação de tensão, determinados pela ANEEL, para o Brasil, estão descritos na tabela 5.

Tabela 5 – Valores de referência para análise do flicker.

Valor de referência	$P_{stD95\%}$	$P_{ltS95\%}$
Adequado	< 1 p.u. / FT	< 0,8 p.u. / FT
Precário	1 – 2 p.u. / FT	0,8 – 1,6 p.u. / FT
Crítico	> 2 p.u. / FT	> 1,6 p.u. / FT

O FT (fator de transferência) deve ser calculado pela relação entre o valor do $P_{ltS95\%}$ do barramento do sistema de distribuição e o valor do $P_{ltS95\%}$ do barramento da tensão secundária de baixa tensão de distribuição eletricamente mais próximo. Para os casos em que os FT entre os barramentos envolvidos não sejam conhecidos por meio de medições, a tabela 6 fornece valores típicos a serem aplicados para a avaliação da flutuação de tensão nos barramentos do sistema de distribuição.

Tabela 6 – Valores típicos do fator de transferência.

Tensão nominal do barramento	FT
$V_n \geq 230 \text{ kV}$	0,65
$69 \text{ kV} \leq V_n < 230 \text{ kV}$	0,8
$V_n < 69 \text{ kV}$	1,0

5.4 Taxa de distorção harmônica

A tabela 7 identifica as grandezas para análise da distorção harmônica.

Tabela 7 – Identificação das grandezas para análise da distorção harmônica.

Identificação da grandeza	Símbolo
Distorção harmônica individual de tensão de ordem h	$DIT_h\%$
Distorção harmônica total de tensão	$DTT_h\%$ ou $THD\%$
Tensão harmônica de ordem h	V_h
Ordem harmônica	h
Ordem harmônica máxima	$h_{m\acute{a}x}$
Tensão eficaz da fundamental	V_1

Segundo a norma brasileira, a $DIT_h\%$ e $DTT_h\%$ podem ser expressas por (28) e (29), respectivamente.

$$DIT_h\% = \frac{V_h}{V_1} \cdot 100 \quad (28)$$

$$DTT_h\% = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{h_{m\acute{a}x}} V_h^2}}{V_1} \cdot 100 \quad (29)$$

Lembrando que as distorções também podem ser mensuradas em termos de corrente.

A norma da IEC determina a distorção harmônica total – THD (*Total Harmonic Distortion*) pela equação (30).

$$THD\% = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{\infty} V_h^2}}{V_{rms}} \cdot 100 = \frac{\sqrt{V_2^2 + V_3^2 + \dots + V_h^2}}{V_{rms}} \cdot 100 \quad (30)$$

A equação acima permite uma medição analógica dos sinais mais facilmente, porém tem sido cada vez menos utilizada, devido à dificuldade de medição em sinais de alta distorção, pois não se pode ultrapassar um valor de 100% de distorção.

Para os sistemas elétricos trifásicos, as medições de distorção harmônica devem ser feitas por meio das tensões fase-neutro, para sistemas estrela aterrada; e fase-fase para as demais configurações.

O espectro harmônico a ser considerado para fins do cálculo da distorção total deve compreender uma faixa de frequências que considere desde a componente fundamental até, no mínimo, a 25ª ordem harmônica ($h_{\min} = 25$). Os valores de referência para as distorções harmônicas totais são apresentados na tabela 8.

Tabela 8 – Valores de referência para a DTT.

Tensão nominal do barramento	Distorção harmônica total de tensão $DTT_h\%$
$V_n \leq 1 \text{ kV}$	10
$1 \text{ kV} < V_n \leq 13,8 \text{ kV}$	8
$13,8 \text{ kV} < V_n \leq 69 \text{ kV}$	6
$69 \text{ kV} \leq V_n \leq 230 \text{ kV}$	3

Devem ser obedecidos também os valores das distorções harmônicas individuais, conforme indicações da tabela 9.

Tabela 9 – Valores de referência para a DIT.

Ordem harmônica	Distorção harmônica total de tensão $DIT_h\%$				
	$V_n \leq 1 \text{ kV}$	$1 \text{ kV} < V_n \leq 13,8 \text{ kV}$	$13,8 \text{ kV} < V_n \leq 69 \text{ kV}$	$69 \text{ kV} \leq V_n \leq 230 \text{ kV}$	
Ímpares não múltiplas de 3	5	7,5	6	4,5	2,5
	7	6,5	5	4	2
	11	4,5	3,5	3	1,5
	13	4	3	2,5	1,5
	17	2,5	2	1,5	1
	19	2	1,5	1,5	1
	23	2	1,5	1,5	1
	25	2	1,5	1,5	1
	>25	1,5	1	1	0,5
Ímpares múltiplas de 3	3	6,5	5	4	2
	9	2	1,5	1,5	1
	15	1	0,5	0,5	0,5
	21	1	0,5	0,5	0,5
	>21	1	0,5	0,5	0,5
Pares	2	2,5	2	1,5	1
	4	1,5	1	1	0,5
	6	1	0,5	0,5	0,5
	8	1	0,5	0,5	0,5
	10	1	0,5	0,5	0,5
	12	1	0,5	0,5	0,5
	>12	1	0,5	0,5	0,5

5.5 Variação de tensão de curta duração (VTCD)

As variações de tensão de curta duração são medidas em relação à duração, amplitude e frequência de ocorrência. Os parâmetros de duração e amplitude estão indicados na tabela 1 do item 2.1 e devem ser medidos entre fase e neutro.

A frequência corresponde à quantidade de vezes que cada combinação dos parâmetros de duração e amplitude ocorrem, em determinado período de tempo no barramento que está sendo monitorado. A ANEEL estabelece as diretrizes abaixo para a medição de variações de tensão de curta duração.

O indicador a ser utilizado, para conhecimento do desempenho de um determinado barramento do sistema de distribuição com relação às VTCD, corresponde ao número de eventos agrupados por faixas de amplitude e de duração, discretizados conforme critério estabelecido a partir de levantamento de medições.

Em um determinado ponto de monitoração, uma VTCD é caracterizada a partir da agregação dos parâmetros amplitude e duração de cada evento fase-neutro.

Assim sendo, eventos fase-neutro simultâneos são primeiramente agregados compondo um mesmo evento no ponto de monitoração (agregação de fases). Os eventos consecutivos, em um período de três minutos, no mesmo ponto, são agregados compondo um único evento (agregação temporal). O afundamento ou a elevação de tensão que representa o intervalo de três minutos é o de menor ou de maior amplitude da tensão, respectivamente.

A agregação de fases deve ser feita pelo critério de união das fases, isto é, a duração do evento é definida como o intervalo de tempo decorrido entre o instante em que o primeiro dos eventos fase-neutro transpõe determinado limite, e o instante em que o último dos eventos fase-neutro retorna para determinado limite.

As seguintes formas alternativas de agregação de fases podem ser utilizadas:

- Agregação por parâmetros críticos: a duração do evento é definida como a máxima duração entre os três eventos fase-neutro e o valor de magnitude que mais se distanciou da tensão de referência;
- Agregação pela fase crítica: a duração do evento é definida como a duração do evento fase-neutro de amplitude crítica, ou seja, amplitude mínima para afundamento e máxima para elevação. Afundamentos e elevações de tensão devem ser tratados separadamente.

A ANEEL ainda não atribuiu valores de referência para as VTCD. Porém, recomenda às distribuidoras que disponibilizem os dados, em bases anuais, do desempenho

das barras monitoradas. Essas informações podem vir a ser de utilidade para consumidores que possuem cargas sensíveis às VTCD em suas instalações.

5.6 Variação de frequência

O sistema de distribuição e as instalações de geração conectadas ao mesmo devem, em condições normais de operação e em regime permanente, operar dentro dos limites de frequência situados entre 59,9 Hz e 60,1 Hz.

As instalações de geração conectadas ao sistema de distribuição devem garantir que a frequência retorne para a faixa de 59,5 Hz a 60,5 Hz, no prazo de 30 segundos após sair desta faixa, quando de distúrbios no sistema de distribuição, para permitir a recuperação do equilíbrio carga-geração.

Havendo necessidade de corte de geração ou de carga, para permitir a recuperação do equilíbrio carga-geração, durante os distúrbios no sistema de distribuição, a frequência não pode exceder 66 Hz, ou ser inferior a 56,5 Hz, em condições extremas. Entretanto, a frequência pode permanecer acima de 62 Hz por no máximo 30 segundos e acima de 63,5 Hz por no máximo 10 segundos, podendo também permanecer abaixo de 58,5 Hz por no máximo 10 segundos e abaixo de 57,5 Hz por no máximo 5 segundos.

5.7 Indicadores de continuidade do serviço de distribuição de energia elétrica

Os indicadores de continuidade do serviço de distribuição de energia elétrica, quanto à duração e frequência estabelecidos pela ANEEL são apresentados nessa seção. Os indicadores deverão ser mensurados por períodos de observação mensais, trimestrais e anuais.

Deverão ser apurados para cada conjunto de unidades consumidoras, os indicadores de continuidade *DEC* e *FEC*; e para todas as unidades consumidoras, os indicadores de continuidade *DIC*, *FIC* e *DMIC*.

5.7.1 Duração equivalente de interrupção por unidade consumidora (*DEC*)

$$DEC = \frac{\sum_{i=1}^n Ca(i) \cdot t(i)}{Cc} \quad (31)$$

5.7.2 Frequência equivalente de interrupção por unidade consumidora (*FEC*)

$$FEC = \frac{\sum_{i=1}^n Ca(i)}{Cc} \quad (32)$$

Em que:

DEC – Duração equivalente de interrupção por unidade consumidora, expressa em horas e centésimos de hora;

FEC – Frequência equivalente de interrupção por unidade consumidora, expressa em número de interrupções e centésimos do número de interrupções;

Ca(i) – Número de unidades consumidoras interrompidas em um evento (*i*), no período de apuração;

t(i) – Duração de cada evento (*i*), no período de apuração;

i – Índice de eventos ocorridos no sistema que provocam interrupções em uma ou mais unidades consumidoras;

n – Número máximo de eventos no período considerado;

Cc – Número total de unidades consumidoras, do conjunto considerado, no final do período de apuração.

5.7.3 Duração de interrupção individual por unidade consumidora ou por ponto de conexão (*DIC*)

$$DIC = \sum_{i=1}^n t(i) \quad (33)$$

5.7.4 Frequência de interrupção individual por unidade consumidora ou por ponto de conexão (*FIC*)

$$FIC = n \quad (34)$$

5.7.5 Duração máxima de interrupção contínua por unidade consumidora ou por ponto de conexão (*DMIC*)

$$DMIC = \text{máx}(t(i)) \quad (35)$$

Em que:

DIC – Duração de interrupção individual por unidade consumidora ou por ponto de conexão, expressa em horas e centésimos de hora;

FIC – Frequência de interrupção individual por unidade consumidora ou ponto de conexão, expressa em número de interrupções;

DMIC – Duração máxima de interrupção contínua por unidade consumidora ou por ponto de conexão, expressa em horas e centésimos de hora;

i – Índice de interrupções da unidade consumidora, no período de apuração, variando de 1 a *n*;

n – Número de interrupções da unidade consumidora considerada, no período de apuração;

t(i) – Tempo de duração da interrupção (*i*) da unidade consumidora considerada ou ponto de conexão, no período de apuração;

máx(t(i)) – Valor correspondente ao tempo da máxima duração de interrupção contínua (*i*), no período de apuração, verificada na unidade consumidora considerada, expresso em horas e centésimos de horas.

A distribuidora deverá informar por escrito, em até 30 dias, sempre que solicitados pelo consumidor, os indicadores individuais acima discriminados. Para os indicadores *DIC* e *FIC*, deverão ser apurados e informados aos consumidores os valores mensais, trimestrais e anuais referentes ao último ano civil, bem como os valores mensais e trimestrais, até o mês subsequente à sua apuração, do ano em curso.

Para o indicador *DMIC*, deverão ser apurados e informados aos consumidores os valores mensais referentes ao último ano civil, bem como os valores mensais, até o mês subsequente à sua apuração, do ano em curso. Os indicadores de continuidade de conjunto de unidades consumidoras e individuais deverão ser apurados considerando as interrupções com duração maior ou igual a 3 minutos.

Na apuração dos indicadores *DEC* e *FEC*, deverão ser consideradas todas as interrupções que atingirem as unidades consumidoras, admitidas apenas as seguintes exceções:

- Falha nas instalações da unidade consumidora que não provoque interrupção em instalações de terceiros;
- Interrupção decorrente de obras de interesse exclusivo do consumidor e que afete somente a unidade consumidora do mesmo;

- Interrupção em situação de emergência;
- Suspensão por inadimplemento do consumidor ou por deficiência técnica e/ou de segurança das instalações da unidade consumidora, que não provoque interrupção em instalações de terceiros, previstas em regulamentação;
- Vinculadas a programas de racionamento instituídos pela União;
- Ocorridas em dia crítico 1;
- Oriundas de atuação de esquemas de alívio de carga solicitado pelo ONS.

As exceções consideradas para as interrupções do *DEC* e *FEC* também são válidas para a apuração dos indicadores *DIC* e *FIC*. E, para o *DMIC*, além dessas também não deverão ser consideradas aquelas oriundas de desligamentos programados, desde que sejam atendidas as seguintes condições:

- Os consumidores sejam devidamente avisados;
- A interrupção respeite o intervalo previamente programado.

6 SIMULAÇÕES

6.1 Simulações usando o Matlab

6.1.1 Simulação de sinais com harmônicos

Na área de eletricidade é comum tratarmos grandezas de natureza senoidal, no entanto, na vida prática, esses sinais são afetados por vários fatores que alteram a sua forma de onda. Os harmônicos, assim como foram descritos ao longo deste trabalho, são exemplos destes distúrbios.

Para exemplificarmos esse tipo de problema, simulamos no Matlab uma rotina interativa, onde o usuário tem a possibilidade de gerar sinais de tensão e/ou de corrente com a presença de harmônicos (ver apêndice A).

Para isso, deve-se entrar com as opções e os valores desejados de: ângulo de disparo; se existirão ou não harmônicos no sinal gerado; caso haja, o sinal que terá harmônicos; valor de pico do sinal sem harmônicos; se terão harmônicos pares e/ou ímpares; a ordem do maior harmônico; a amplitude da fundamental e dos harmônicos. O programa retorna como resultado os valores de: corrente RMS, tensão RMS, potência ativa, potência aparente, potência reativa e fator de potência (deslocamento). Como exemplo das opções escolhidas e do resultado obtido, temos as figuras 20 e 21.

Figura 20 – Tela do Matlab com as opções escolhidas no exemplo 1.

```

Command Window
New to MATLAB? Watch this Video, see Demos, or read Getting Started.
Ângulo de disparo: 45
Sinal com harmônicos?(1 para sim, 2 para não): 1
Tipo de harmônico (1 na tensão, 2 na corrente): 1
Valor da corrente de pico: 42
Harmônicos: 1 para pares e ímpares, 2 só para pares ou 3 só para ímpares: 3
Ordem do maior harmônico: 9
Amplitude da fundamental: 311
Amplitude do harmônico ímpar de ordem (3):311/3
Amplitude do harmônico ímpar de ordem (5):311/5
Amplitude do harmônico ímpar de ordem (7):311/7
Amplitude do harmônico ímpar de ordem (9):311/9

Irms =

    28.317456707621744

Vrms =

    2.392745307765884e+002

potencia_ativa =

    5.594539187819946e+003

potencia_aparente =

    6.775646166502549e+003

potencia_reativa =

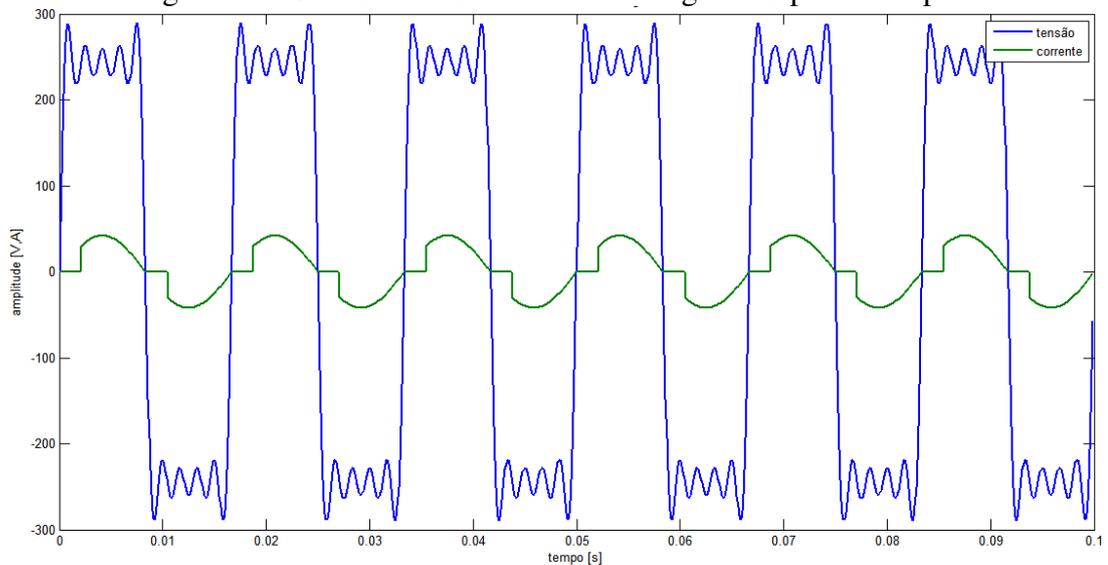
    3.822369978114053e+003

fator_de_potencia =

    0.825683492074636

fx >>
  
```

Figura 21 – Sinais de tensão e de corrente gerados pelo exemplo.



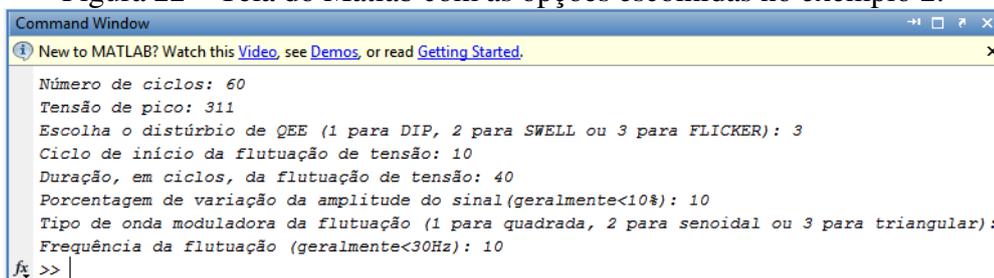
6.1.2 Simulação de distúrbios referentes à qualidade de energia

Ao longo deste trabalho, descrevemos a existência de diversos distúrbios referentes à Qualidade da Energia Elétrica, como: *dip*, *swell*, *flicker*, *notching*, harmônicos, dentre outros.

Desta feita, desenvolvemos uma segunda rotina, no Matlab, que simula a ocorrência de três desses distúrbios: *dip*, *swell* e *flicker* (ver apêndice B). Para tanto, é necessário que o usuário, da mesma forma que na simulação anterior, forneça algumas informações desejadas, como: o número de ciclos; a tensão de pico; o tipo de distúrbio; o ciclo de início do distúrbio escolhido e sua duração; bem como outras características inerentes a cada tipo.

O programa retorna como resultado os gráficos: do sinal simulado puro, do sinal com distúrbios, e da variação do valor RMS do sinal simulado em relação a um valor mínimo (90% do valor nominal) e a um valor máximo (110% do valor nominal). Como exemplo, temos as opções escolhidas na figura 22 e os resultados obtidos nas figuras 23, 24 e 25.

Figura 22 – Tela do Matlab com as opções escolhidas no exemplo 2.



```

Command Window
New to MATLAB? Watch this Video, see Demos, or read Getting Started.
Número de ciclos: 60
Tensão de pico: 311
Escolha o distúrbio de QEE (1 para DIP, 2 para SWELL ou 3 para FLICKER): 3
Ciclo de início da flutuação de tensão: 10
Duração, em ciclos, da flutuação de tensão: 40
Porcentagem de variação da amplitude do sinal(geralmente<10%): 10
Tipo de onda moduladora da flutuação (1 para quadrada, 2 para senoidal ou 3 para triangular):
Frequência da flutuação (geralmente<30Hz): 10
fx >>
  
```

Figura 23 – Sinal de tensão puro.

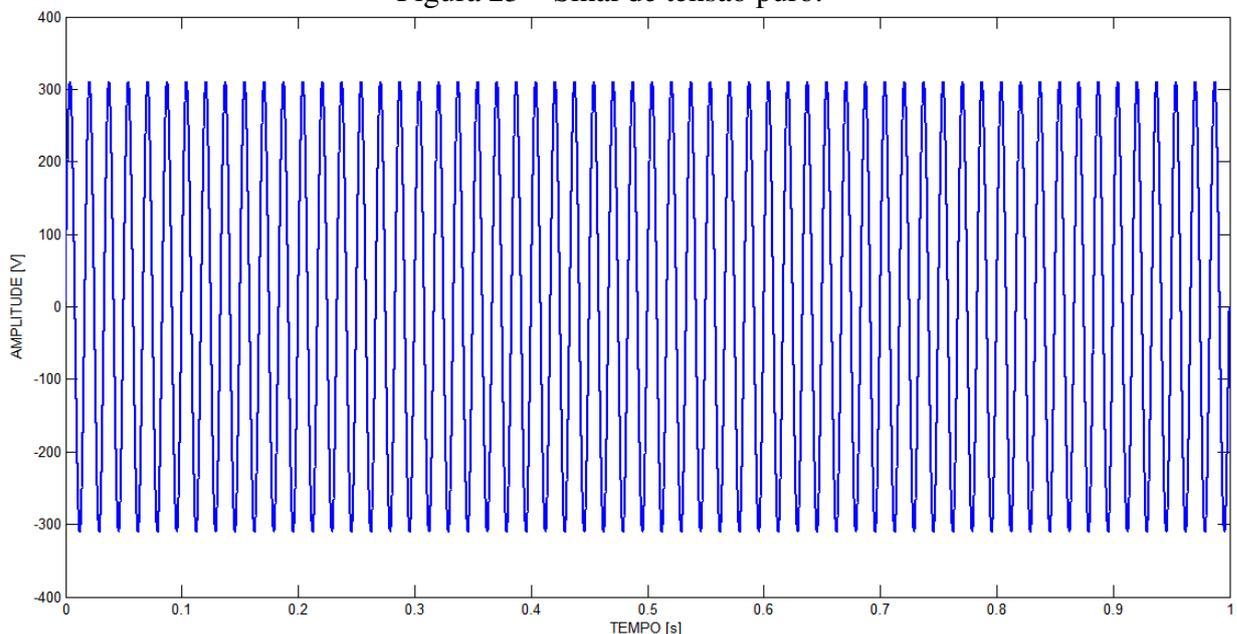


Figura 24 – Sinal de tensão com o distúrbio escolhido.

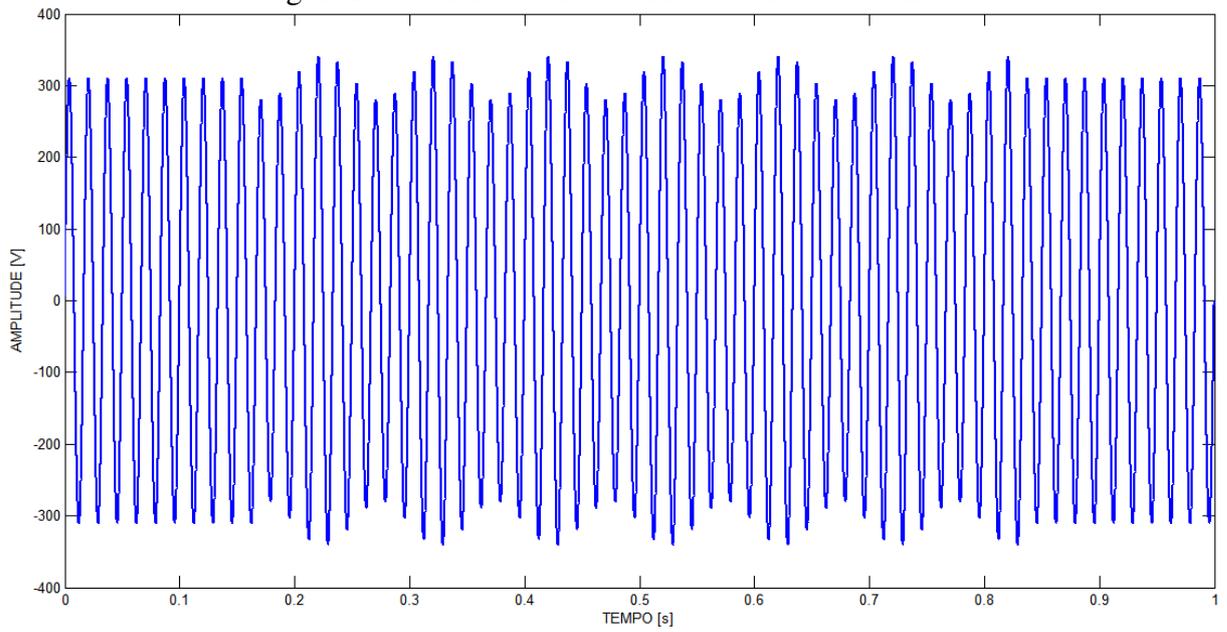
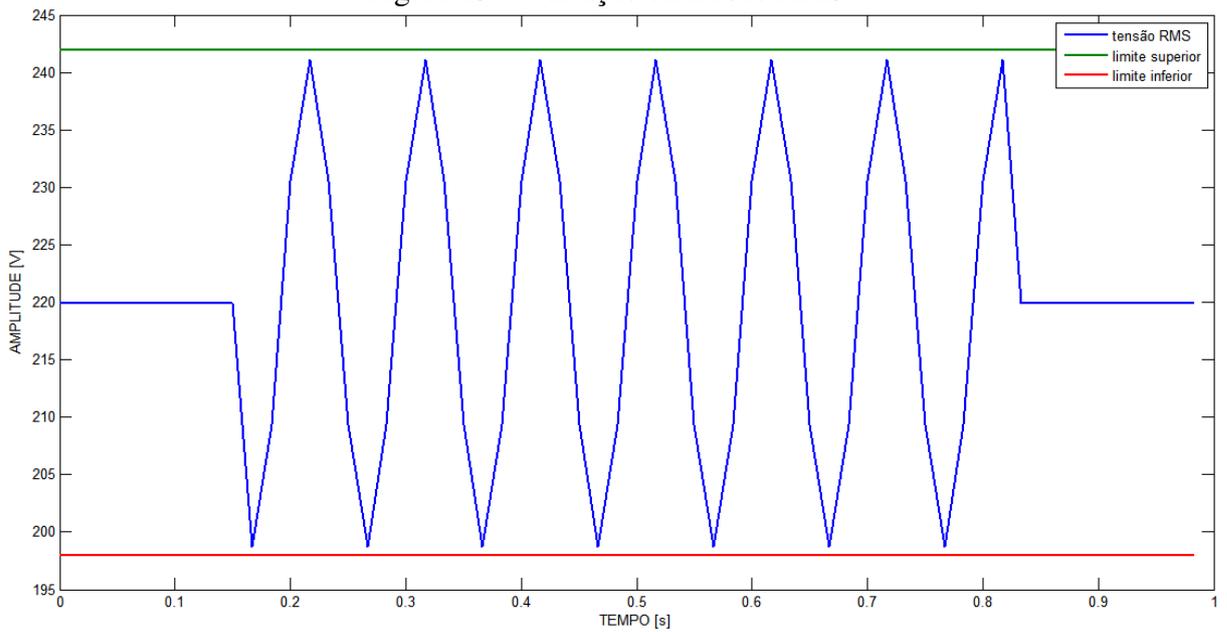


Figura 25 – Variação da tensão RMS.

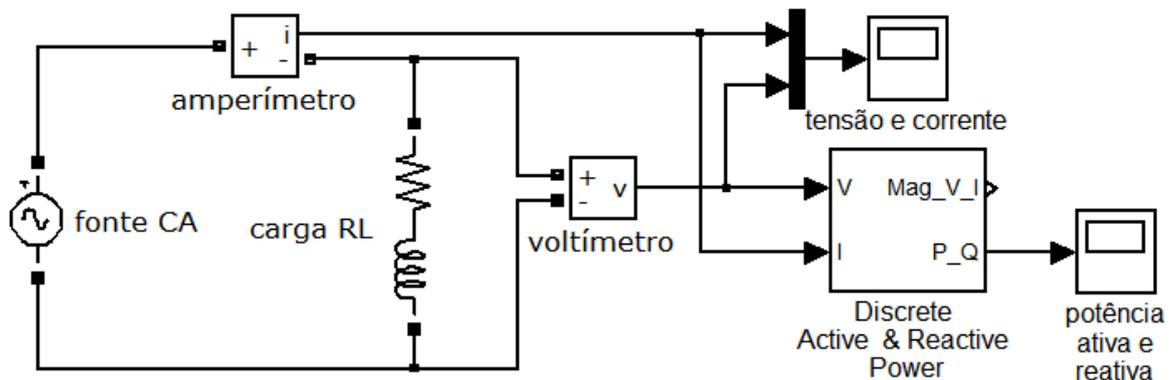


6.2 Simulações usando o Simulink

6.2.1 Cargas acopladas à rede elétrica

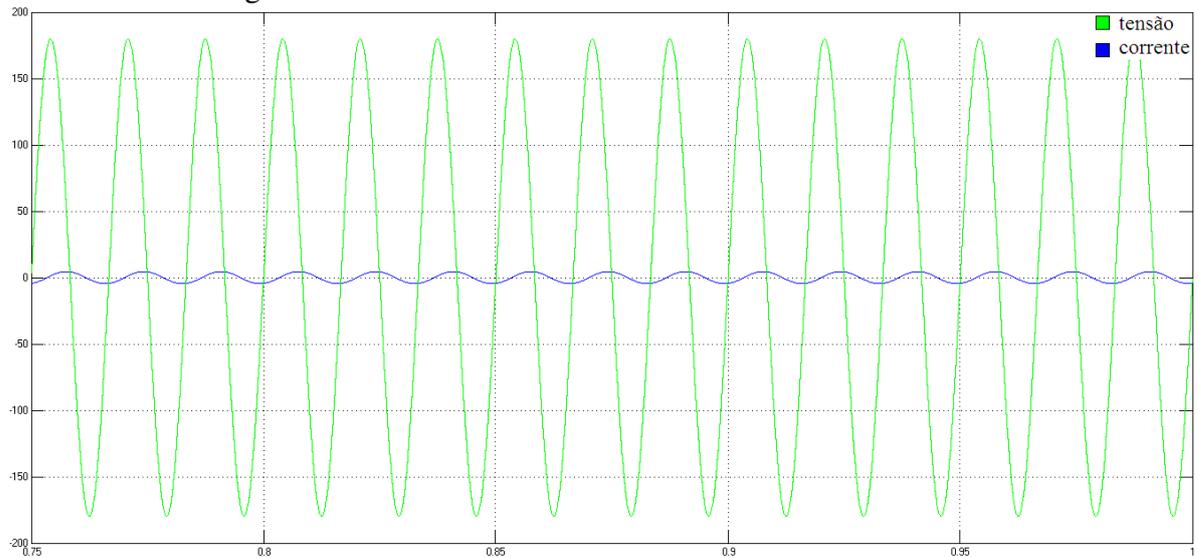
Como vimos ao longo de toda a nossa abordagem teórica, o grande problema de um baixo fator de deslocamento e, conseqüentemente, um baixo fator de potência, é justamente a presença de cargas “muito indutivas” nas instalações. Inicialmente, simularemos um circuito constituído por uma fonte de $127\text{ V} / 60\text{ Hz}$, uma resistência de $10\ \Omega$ e uma indutância de 100 mH , ligadas em série, conforme a figura 26. Como todos os circuitos indutivos, temos que a tensão está adiantada em relação à corrente. Esse tipo de carga simula a maioria das encontradas nas instalações como um todo, que tem natureza predominantemente indutiva.

Figura 26 – Circuito com carga RL.



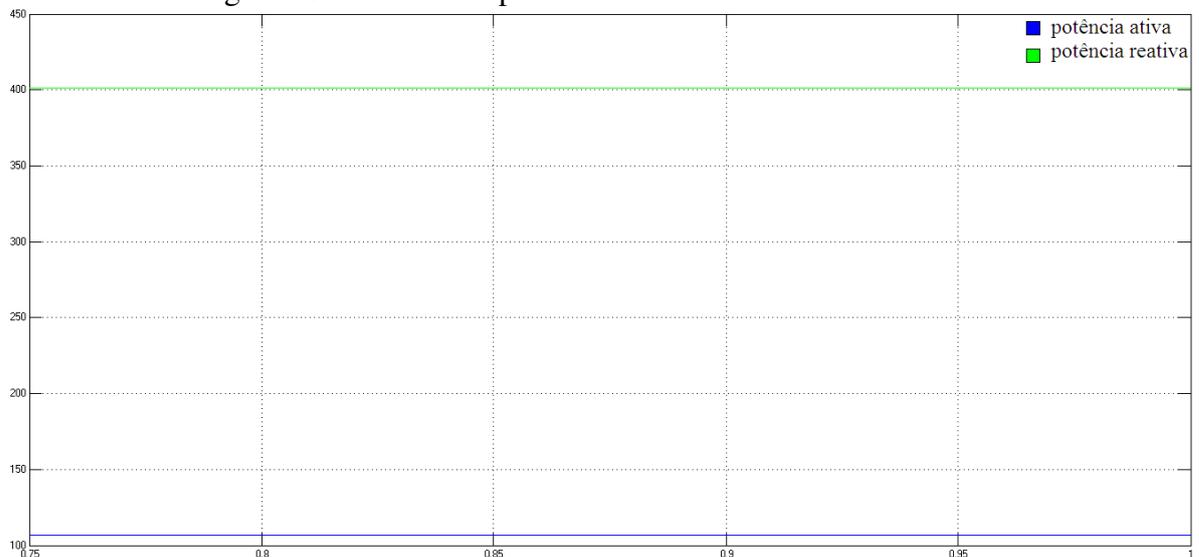
Na figura 27, encontramos uma corrente de $4,61\text{ A}$, atrasada de $75,6^\circ$ em relação à tensão, o que nos leva à leitura de um fator de potência de $0,249$ indutivo.

Figura 27 – Gráfico da tensão e da corrente no circuito RL.



Na figura 28, temos que a potência ativa é 106,49 W e a potência reativa 401,46 Var. Logo, encontramos uma potência aparente no valor de 415,34 VA.

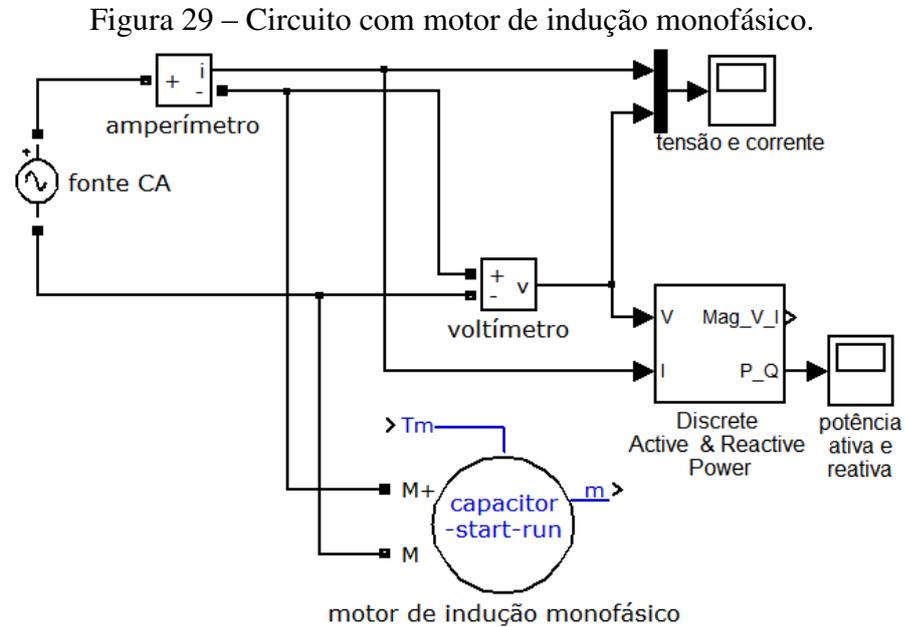
Figura 28 – Gráfico da potência ativa e reativa no circuito RL.



6.2.2 Motor CA ligado à rede elétrica

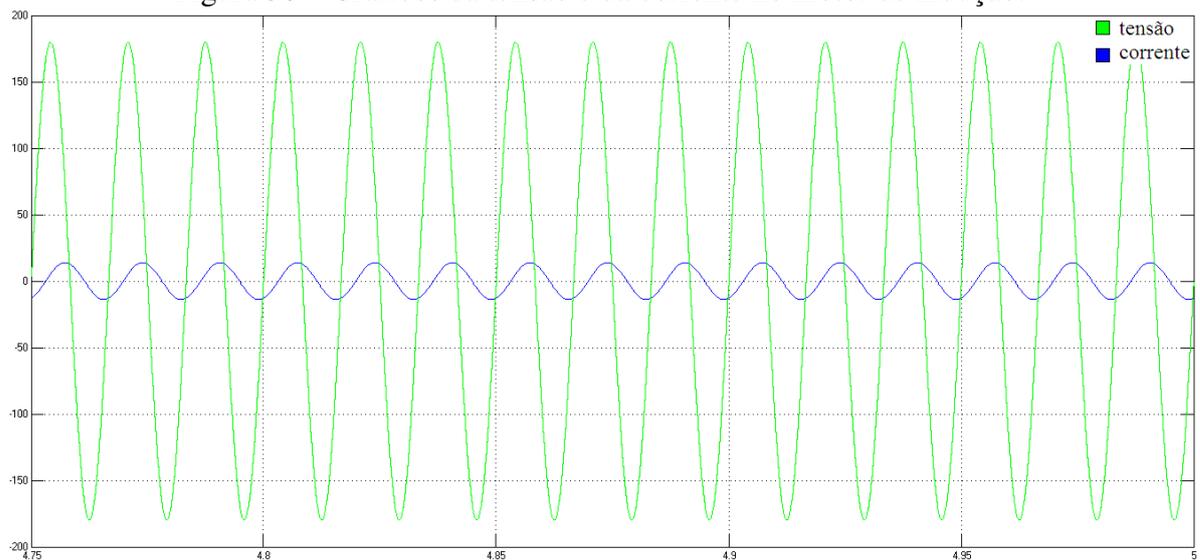
Agora, mantivemos a mesma fonte de tensão ($127\text{ V} / 60\text{ Hz}$) e simulamos o circuito usando o modelo de máquina assíncrona de uma fase (motor de indução monofásico). Nesse caso, temos a intenção de obter resultados mais aproximados dos reais, já que no modelo de motor utilizado, temos a inserção de parâmetros mais detalhados, como impedância do estator, impedância do rotor, indutância mútua, inércia, fator de atrito e

escorregamento; os quais fazem com que as características dessa carga indutiva sejam mais realistas.



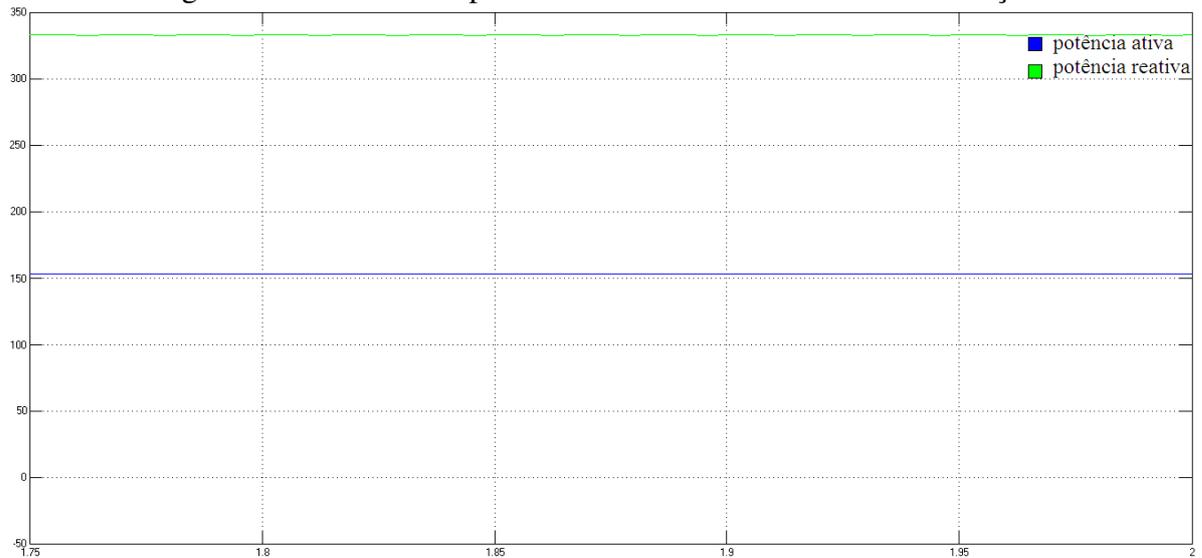
Na figura 24, encontramos uma corrente de 13,89 A, atrasada de $64,8^\circ$ em relação à tensão, o que nos leva à leitura de um fator de potência de 0,426 indutivo.

Figura 30 – Gráficos da tensão e da corrente no motor de indução.



Na figura 25, temos que a potência ativa é 156,88 W e a potência reativa 333,39 Var. Logo, encontramos uma potência aparente no valor de 368,46 VA.

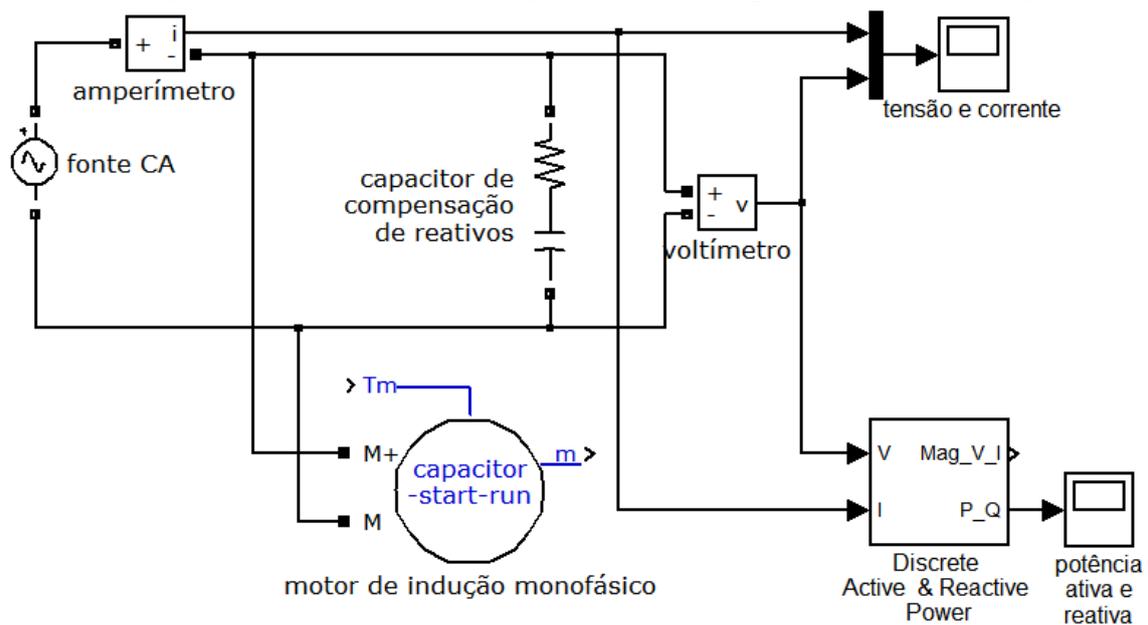
Figura 31 – Gráficos da potência ativa e reativa no motor de indução.



6.2.3 Compensador reativo para motor de indução monofásico

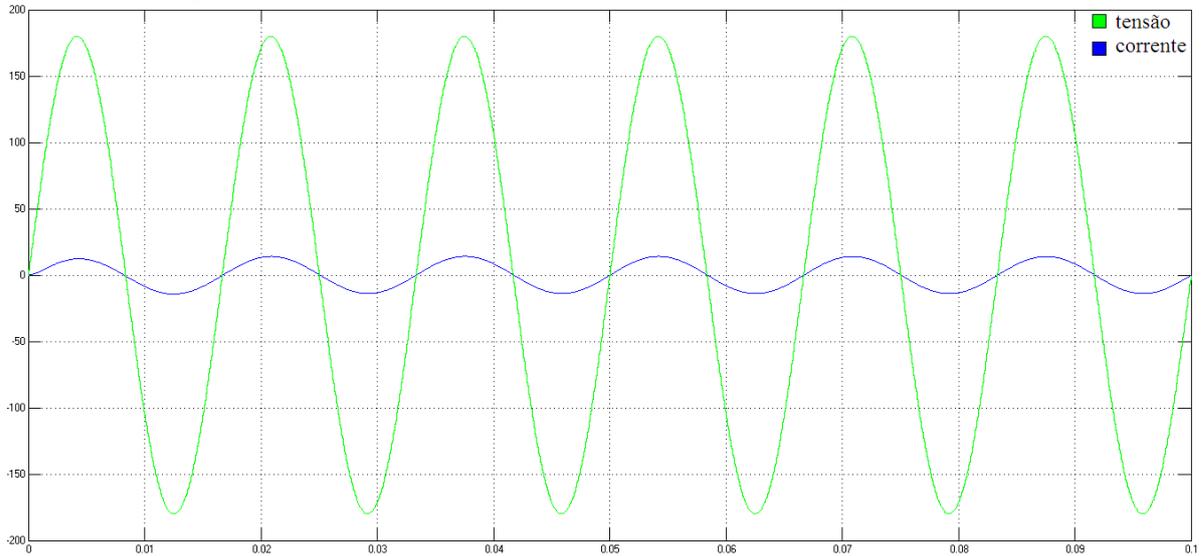
A fim de solucionarmos o problema de termos uma alta potência reativa no circuito, inserimos na montagem anterior um capacitor em paralelo com o motor, o qual tem a função de compensar os reativos excessivos que tínhamos na situação anterior. Dessa forma, melhoramos o fator de potência e diminuimos o valor da corrente.

Figura 32 – Circuito com compensador reativo para o motor de indução.



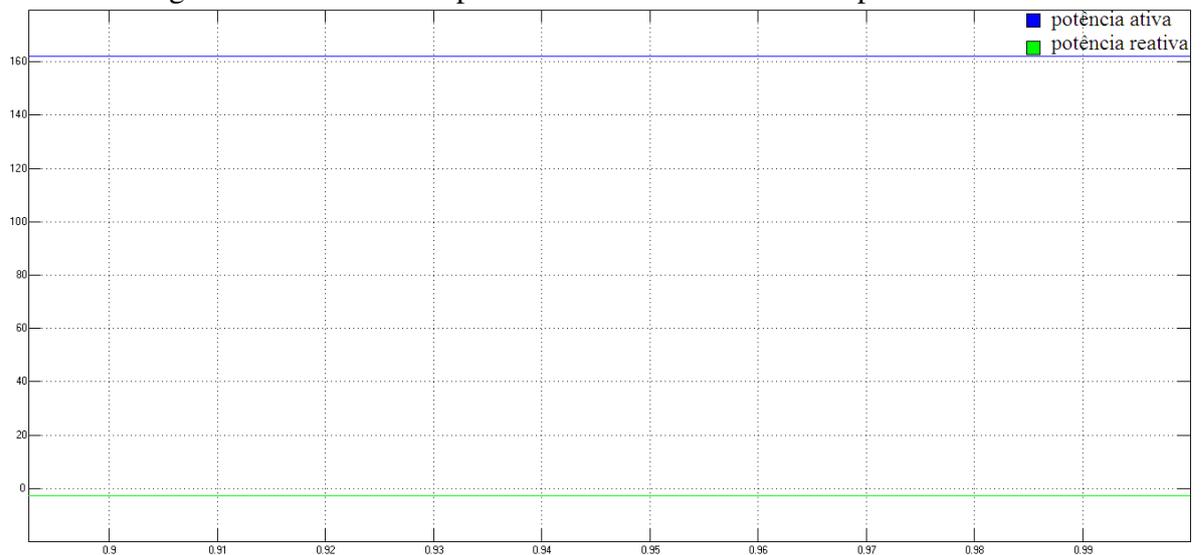
Na figura 27, encontramos uma corrente de 14,69 A, atrasada de $2,16^\circ$ em relação à tensão, o que nos leva à leitura de um fator de potência de 0,999 indutivo.

Figura 33 – Gráficos da tensão e da corrente do compensador reativo.



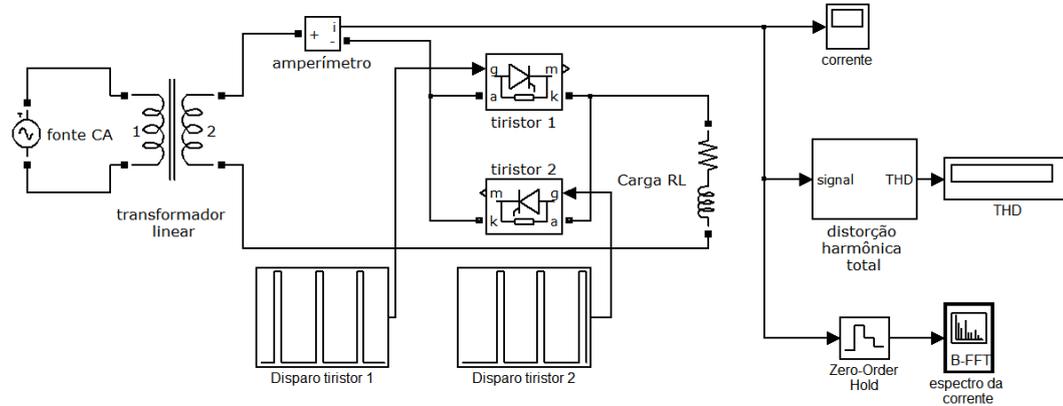
Na figura 28, temos que a potência ativa é 162,05 W e a potência reativa -2,69 Var. Logo, encontramos uma potência aparente no valor de 162,07 VA.

Figura 34 – Gráficos da potência ativa e reativa no compensador reativo.



6.2.4 Controlador de fase com carga indutiva

Figura 35 – Circuito controlador de fase para carga RL.



Nesse tipo de circuito, controlado por tiristores, a possibilidade de variar o ângulo de disparo destes, fornece a possibilidade de variar a tensão aplicada à carga. Um dos grandes problemas desse fato é que a deformação gerada na forma de onda, até então senoidal, é a responsável pelo aparecimento de componentes de frequência harmônicas da fundamental.

A carga de harmônicas inseridas no sinal original é diretamente proporcional ao ângulo de disparo dos tiristores. Para comprovarmos tal fato, vejamos a forma de onda da corrente do circuito para os seguintes ângulos de disparo: 0° , 30° , 60° , 90° , 120° , 150° .

Figura 36 – Gráfico da corrente com ângulo de disparo de 0° .

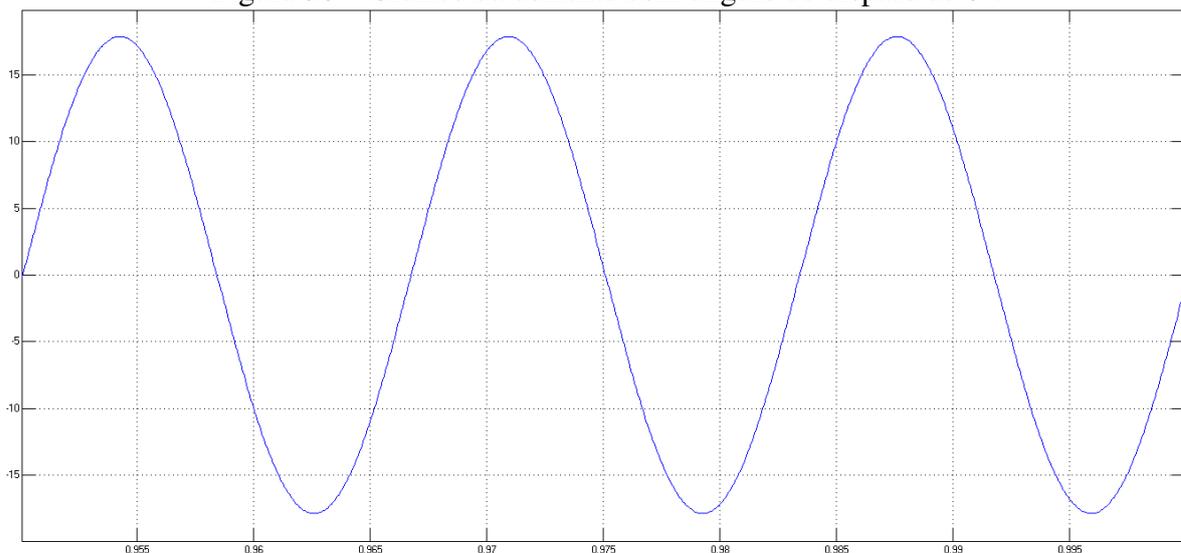


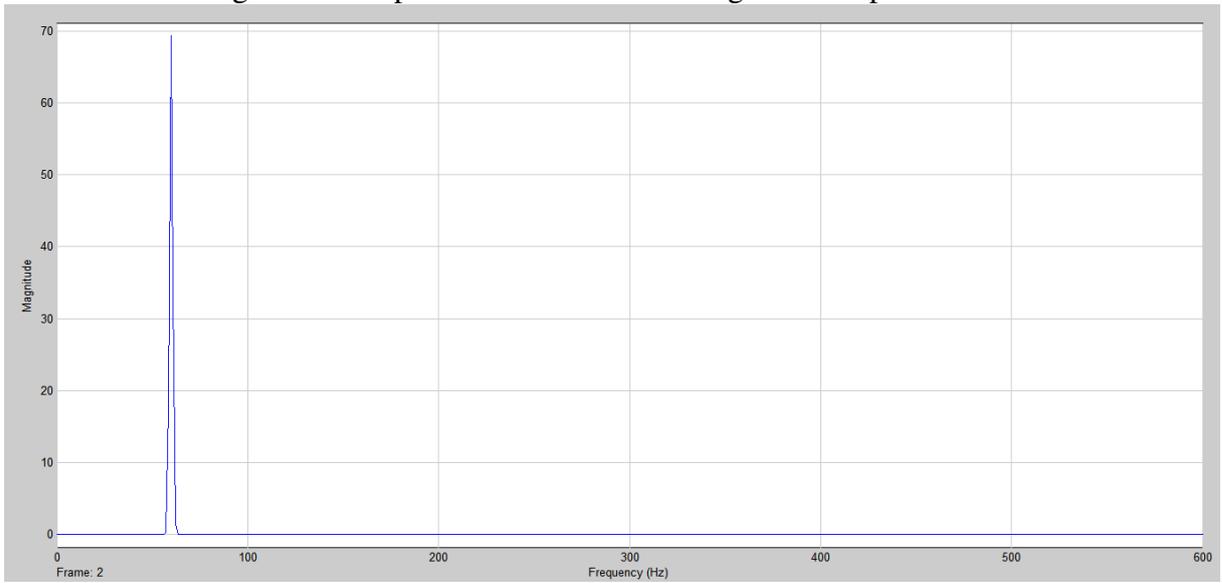
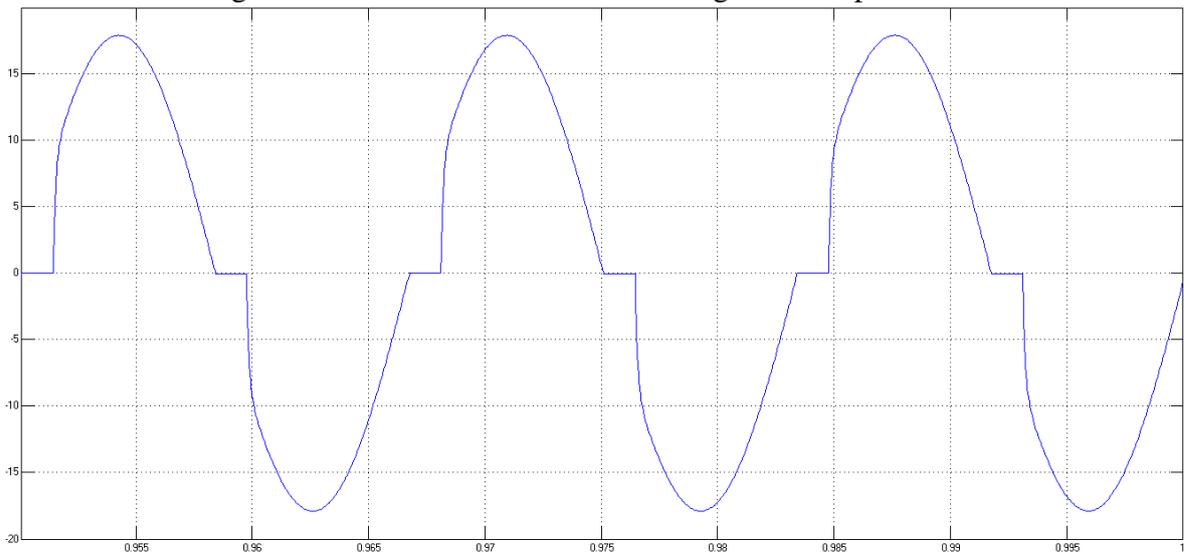
Figura 37 – Espectro da corrente com ângulo de disparo de 0° .Figura 38 – Gráfico da corrente com ângulo de disparo de 30° .

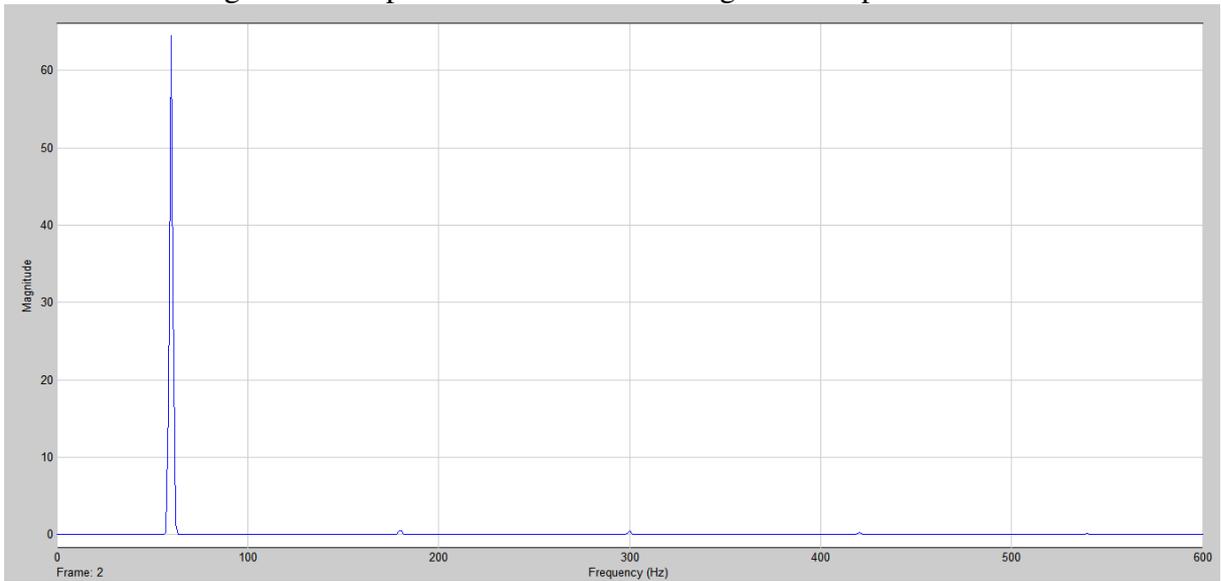
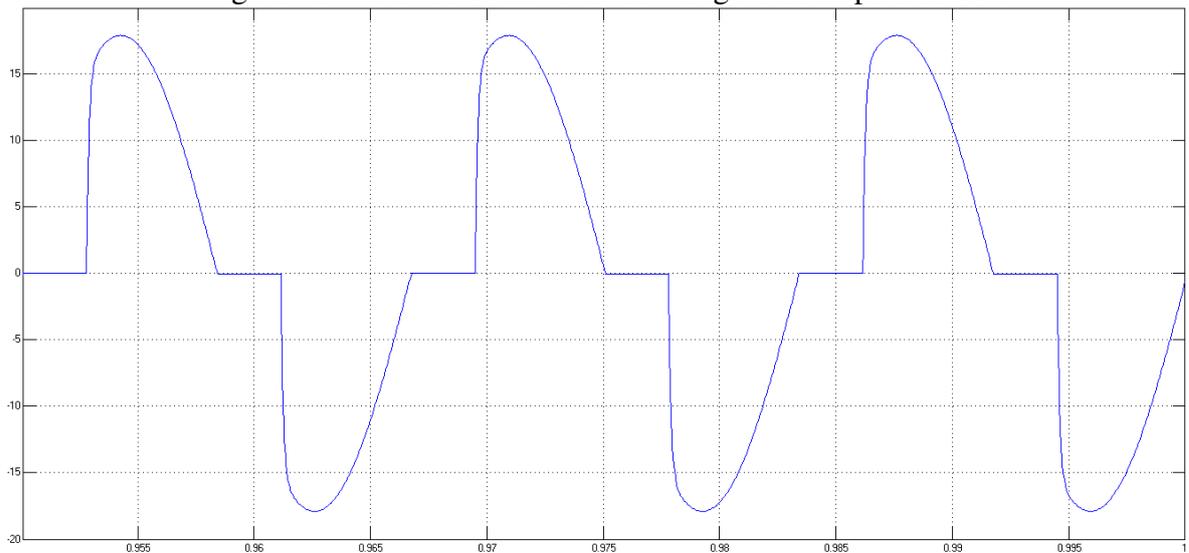
Figura 39 – Espectro da corrente com ângulo de disparo de 30° .Figura 40 – Gráfico da corrente com ângulo de disparo de 60° .

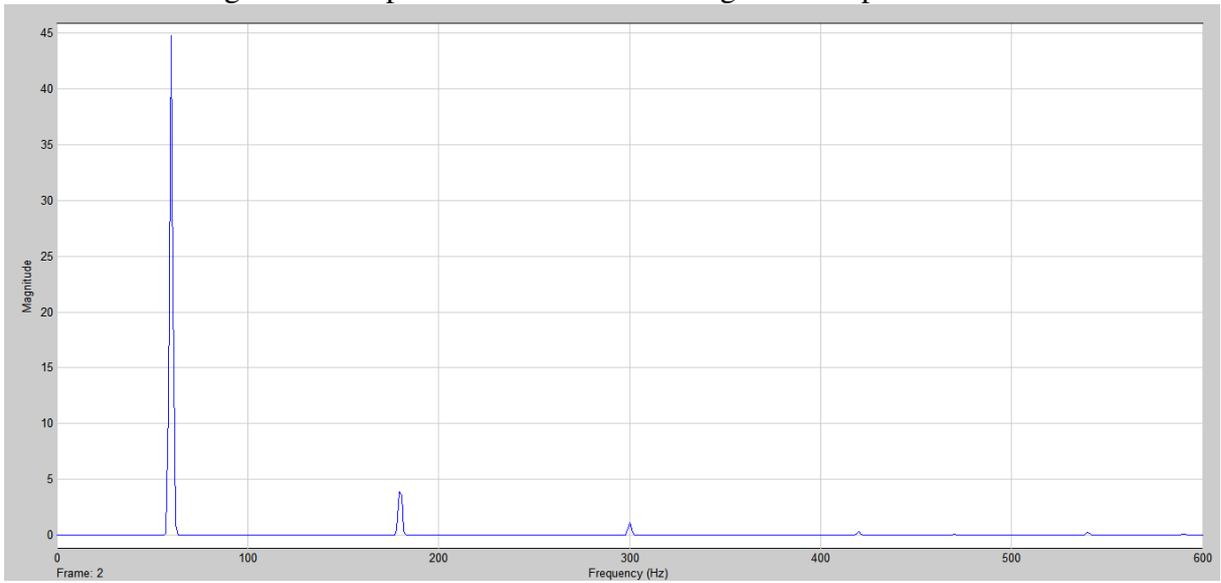
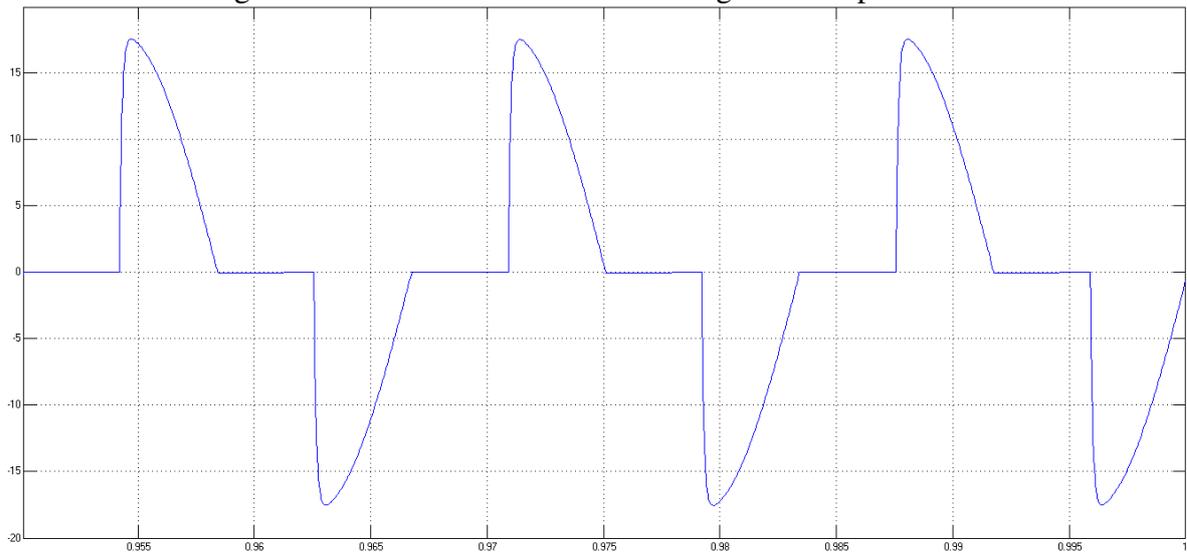
Figura 41 – Espectro da corrente com ângulo de disparo de 60° .Figura 42 – Gráfico da corrente com ângulo de disparo de 90° .

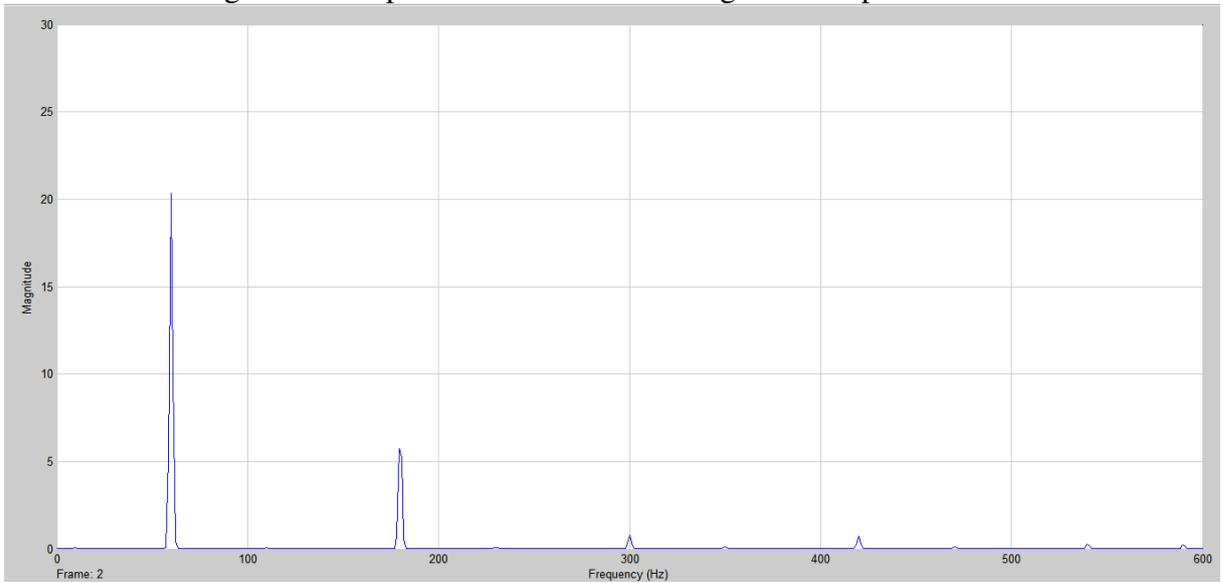
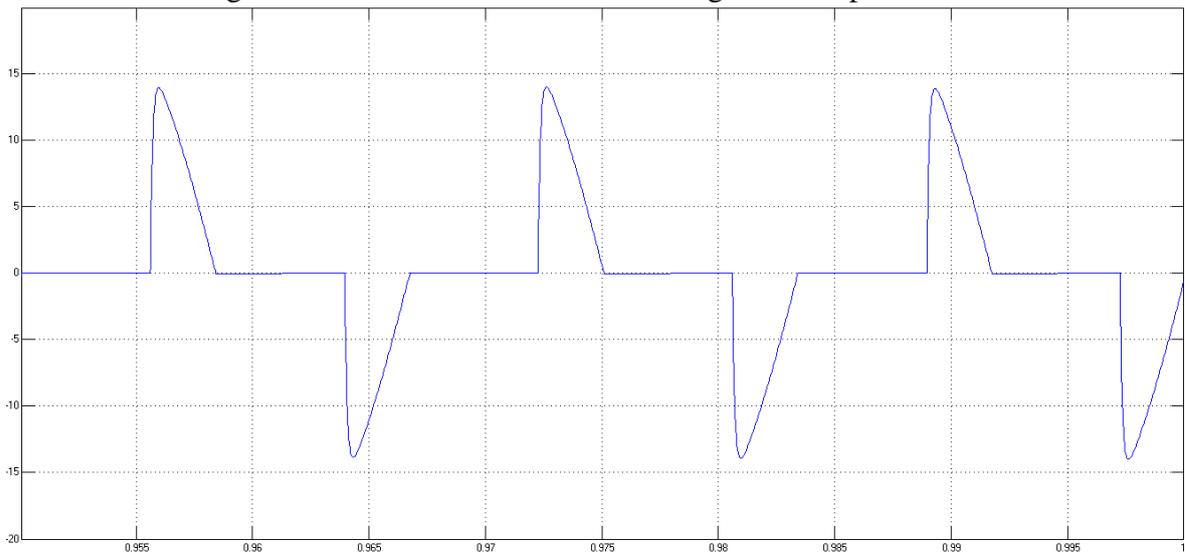
Figura 43 – Espectro da corrente com ângulo de disparo de 90° .Figura 44 – Gráfico da corrente com ângulo de disparo de 120° .

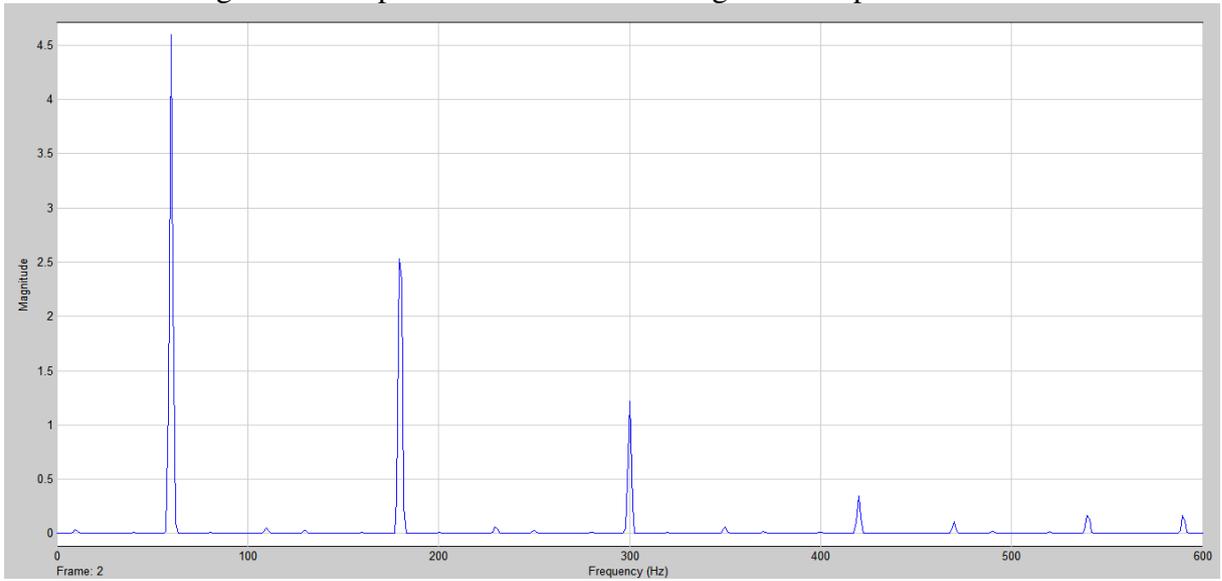
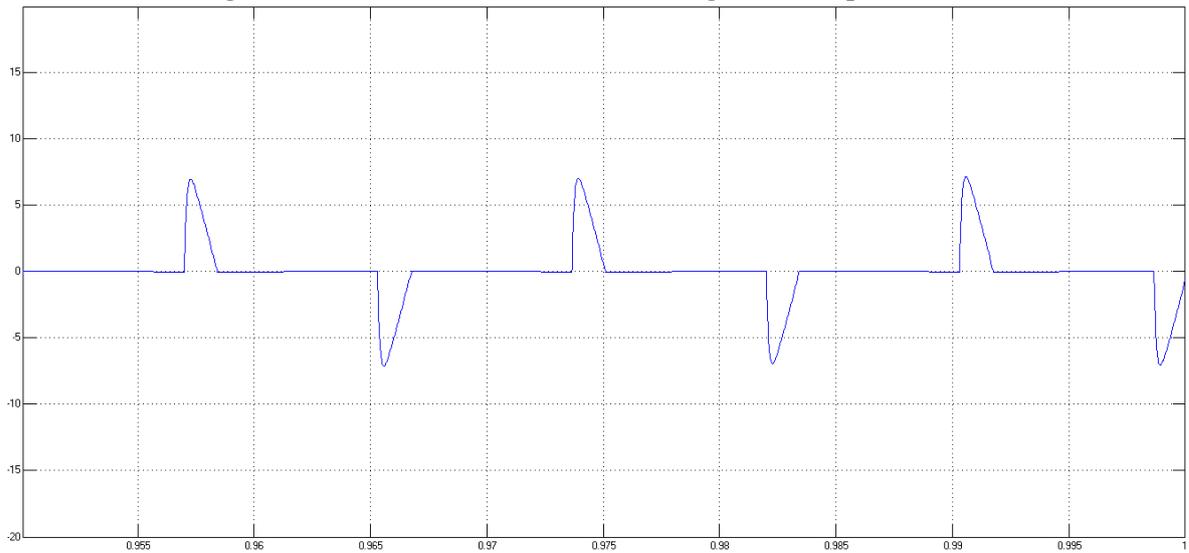
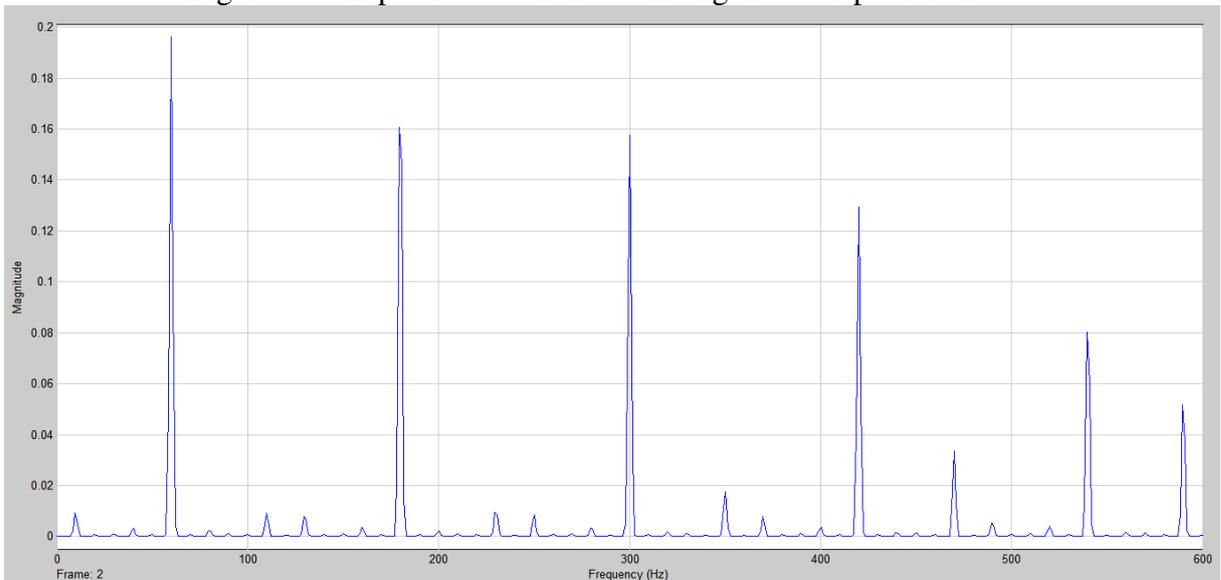
Figura 45 – Espectro da corrente com ângulo de disparo de 120° .Figura 46 – Gráfico da corrente com ângulo de disparo de 150° .

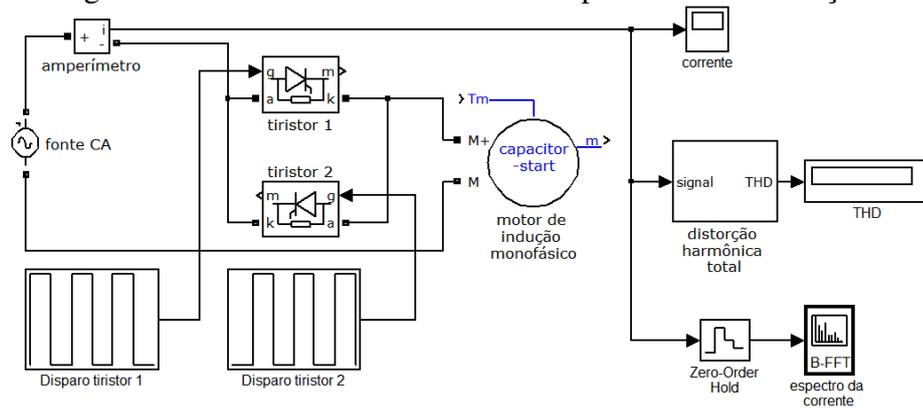
Figura 47 – Espectro da corrente com ângulo de disparo de 150°.



Encontramos para o ângulo de disparo de 0°, uma THD de 0,2593%; para 30°, 14,55%; para 60°, 36,92%; para 90°, 63,9%; para 120°, 100,2%; e para um ângulo de disparo de 150°, uma THD de 169%; ratificando a nossa hipótese.

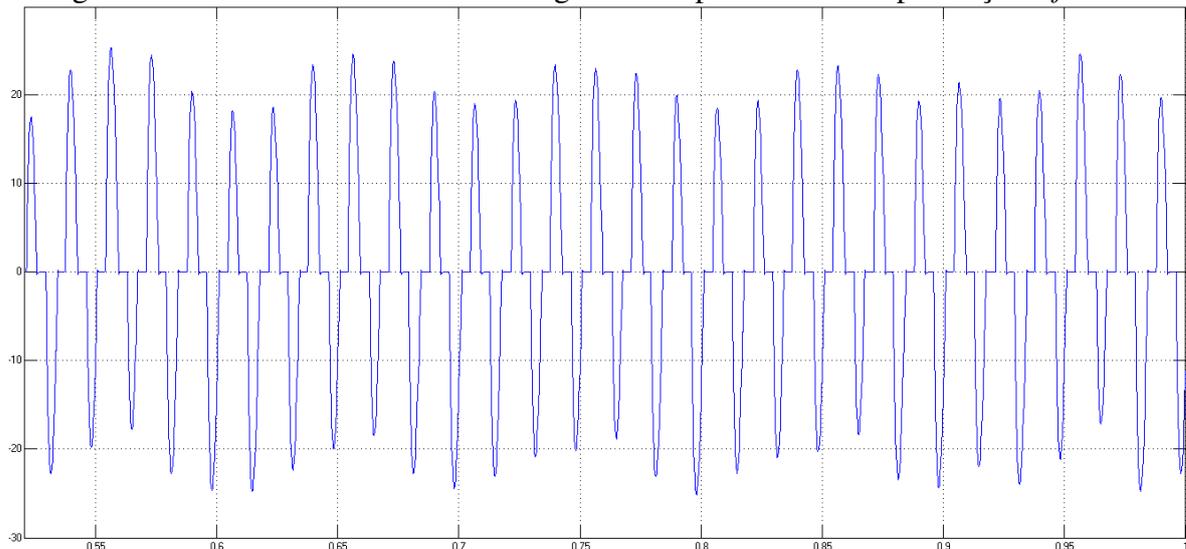
6.2.5 Controlador de fase com motor de indução monofásico

Figura 48 – Circuito controlador de fase para motor de indução.



Desta feita, usando o mesmo circuito da simulação anterior, substituímos a carga RL por um motor de indução monofásico. Como resultado, obtivemos que além do aparecimento de frequências harmônicas causadas pelo chaveamento dos tiristores, observamos também a presença do efeito *flicker*, cintilação esta observada na figura 43.

Figura 49 – Gráfico da corrente com ângulo de disparo de 90° e a presença de *flicker*.



A envoltória presente no sinal da corrente tem amplitude de 14,4% do valor nominal e frequência de 10 Hz, valores típicos apresentados por este distúrbio.

6.2.6 Retificador monofásico com cargas indutivas

Outro circuito clássico por também gerar distúrbios na rede elétrica é o retificador monofásico quando a carga tem natureza indutiva. Esse circuito é apresentado na figura 44.

Figura 50 – Circuito retificador monofásico com carga RL.

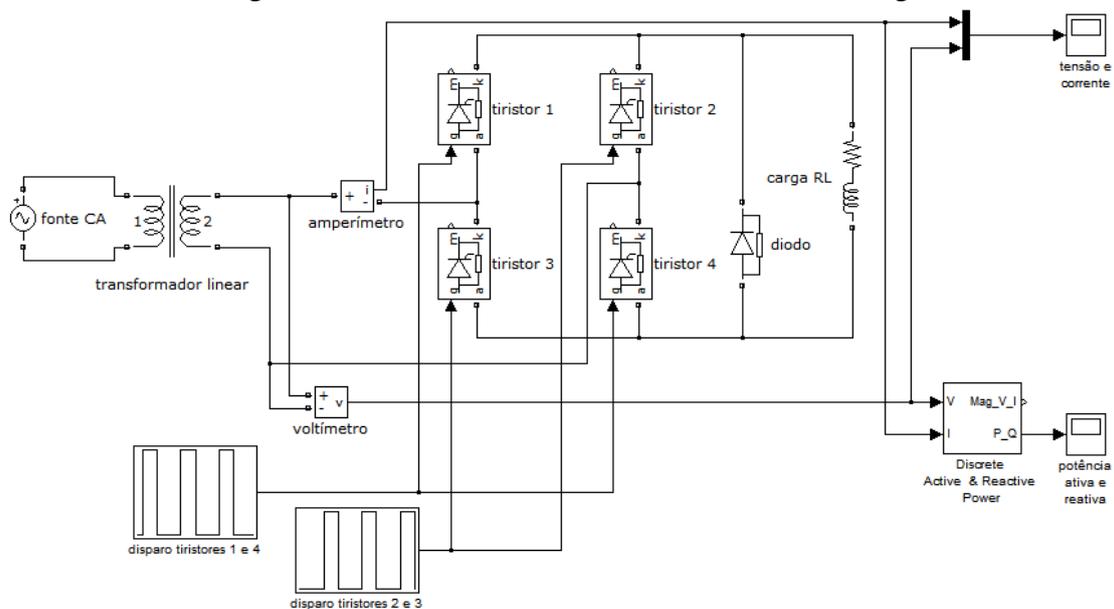
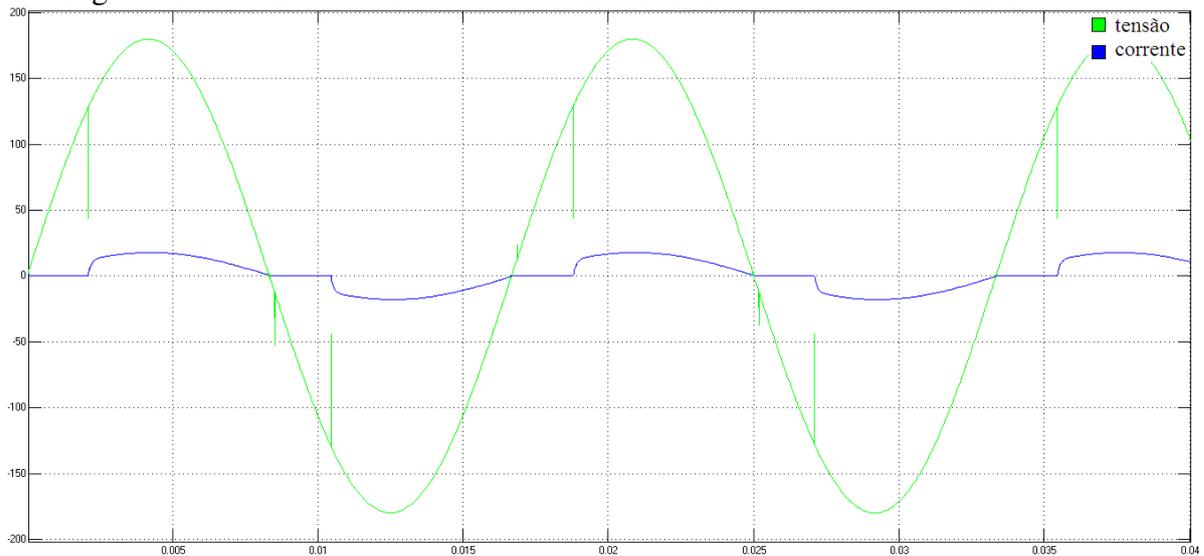


Figura 51 – Gráfico da tensão e da corrente no retificador com chaveamento em 45° .



Percebe-se claramente, que no momento do chaveamento dos tiristores 1 e 4 para o 2 e 3, disparo ocorrido em 45° , acontece uma pequena interrupção de tensão. Tal fato ocorre justamente no instante em que os tiristores 1 e 4 bloqueiam e os 2 e 3 ainda estão na iminência de conduzir. Essas pequenas interrupções ou “cortes” de tensão são conhecidas como *notching* e são características de circuitos que contem elementos de eletrônica de potência, como é o caso.

7 CONCLUSÃO

Esse Trabalho de Conclusão de Curso teve o intento de abordar a Qualidade de Energia Elétrica sob uma visão holística, tratando desde os eventos encontrados na geração/transmissão até a problemática dos consumidores finais.

Nesse diapasão, foram analisadas fórmulas, gerados gráficos e elaboradas tabelas, que serviram de matéria-prima para a discussão em comento. Com isso, colocou-se em pauta a gama de conhecimentos coletados ao longo do curso, sobretudo, os adquiridos em um dos Tópicos Especiais em Engenharia Elétrica, denominado Qualidade de Energia Elétrica. Dessa forma, foi possível abstrair vários desdobramentos e observações que, até o momento, não haviam sido feitas. Vale salientar que os conhecimentos prévios, essenciais ao desenvolvimento de qualquer novo aprendizado, e tão úteis, assim como os absorvidos nessa graduação, não podem ser esquecidos.

Ademais, deixa-se como sugestões para trabalhos futuros, a medição e coleta de dados em campo sobre eventos relacionados à Qualidade de Energia, lançando mão, por exemplo, de um equipamento analisador, o qual armazene, formate e disponibilize, *a posteriori*, esses dados, a fim de serem melhor estudados.

BIBLIOGRAFIA

ABREU, J. P. **Visão geral sobre Qualidade de Energia Elétrica**. Brasília: ESAF, 2005.

ABREU, J. P.; ARANGO, H.; OLIVEIRA, J. C.; BUENO, A. M.; SILVA, S.R. **Reflexões Sobre Qualidade de Energia**. 1º SBQEE - Seminário Brasileiro da Qualidade da Energia Elétrica. v.1. p.1-5, 1996.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST – Módulo 08: Qualidade da Energia Elétrica**. Brasília, 2006.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Atlas de Energia Elétrica do Brasil**. 1ª edição. Brasília: ANEEL, 2002.

ALDABÓ, Ricardo. **Qualidade na Energia Elétrica**. São Paulo: Artliber Editora, 2001.

ALVES, M. F. **Qualidade da Energia Elétrica - Impacto Sobre o Sistema do Consumidor**. IV Encontro Nacional de Instalações Elétricas. São Paulo, 1995.

ARRILLAGA, J. **Power System Harmonics**. Chichester: Wiley, 1985.

BOLLEN, M. H. J. **Understanding Power Quality Problems: Voltage Sags and Interruptions**. New York: IEEE Press Series on Power Engineering, 1999.

BRONZEADO, H. **Qualidade da Energia Elétrica – Conceitos, Problemas e Soluções**. 2000.

CHAPMAN, D. **Power Quality Application Guide – Harmonics: Causes and Effects**. London: Copper Development Association, 2001.

CREDER, Hélio. **Instalações Elétricas**. 4ª edição. São Paulo: Prentice Hall, 2003
DIAS, G. A. D. **Harmônicas em Sistemas Industriais**. 2ª edição, Porto Alegre: EDIPUCRS, 1998.

DIAS, Guilherme Alfredo Dentzien. **Harmônicas em Sistemas Industriais**. Coleção Engenharia. 4ª edição. Porto Alegre: Editora Edipucrs, 1998.

DUGAN, R. C. **Electrical Power Systems Quality**. 2nd edition. New York: McGraw-Hill, 2002.

INSTITUTO BRASILEIRO DO COBRE. **Harmônicos em Instalações Elétricas – Causas Efeitos e Soluções**. São Paulo: Procobre, 2001.

ISONI, Marcos. A efficientização energética e seus possíveis efeitos sobre equipamentos e instalações. **Revista Eletricidade Moderna**. nº 363. São Paulo: Editora Aranda, 2004.

MAMEDE, João F. **Instalações Elétricas Industriais**. 6ª edição. Rio de Janeiro: LTC S.A, 2002.

MOHAN, N. et al. **Power Electronics**. London: Wiley, 1999.

MORENO, H. **Harmônicas nas Instalações Elétricas: Causas, Efeitos e Soluções**. 1ª edição. São Paulo: Procobre, 2001.

OLESKOVICS, Mario. **Qualidade de energia elétrica**. São Carlos: USP, 2007.

RASHID, M. H. **Eletrônica de Potência**. Circuitos Dispositivos e Aplicações. São Paulo: Makron Books, 2001.

SEBRAE. **Capacitação de empreendedores na área de serviços de eletricidade: micro, pequenas e médias empresas; empreendedorismo, mercado e finanças**. Brasília: SENAI/DN, 2002.

SENAI/DN. **Relatório setorial energia elétrica**. Brasília, 2001.

APÊNDICES

Apêndice A – Código-fonte da rotina que simula sinais com harmônicos

```

#####%
##### Simulador de sinais com harmônicos #####%
#####%

clc;
clear all;
format long;
v(1000)=[0];
tempo(1000)=[0];
a(1000)=0;
i=0;
n=1;
ind=1;
ang=input('Ângulo de disparo: ');
harm = input('Sinal com harmônicos?(1 para sim, 2 para não): ');
harm_p_i=0;
tipo_harm=0;
ord_harm=0;

if harm == 1
    tipo_harm=input('Tipo de harmônico (1 na tensão, 2 na corrente): ');
    if tipo_harm==1
        Ip=input('Valor da corrente de pico: ');
        harm_p_i=input('Harmônicos: 1 para pares e ímpares, 2 só para pares
ou 3 só para ímpares: ');
        ord_harm=input('Ordem do maior harmônico: ');

        switch harm_p_i
        case 1
            amp=input('Amplitude da fundamental: ');
            amp_harm(1)=amp;
            for i=2:ord_harm
                aux=int2str(i);
                aux=strcat('Amplitude do harmônico de ordem (',aux,'): ');
                amp=input(aux);
                amp_harm(i)=amp;
            end

        case 2
            amp=input('Amplitude da fundamental: ');
            amp_harm(1)=amp;
            i=2;
            while i<=ord_harm
                aux=int2str(i);
                aux=strcat('Amplitude do harmônico par de ordem (',aux,'): ');
                amp=input(aux);
                amp_harm(i)=amp;
                i=i+2;
            end
        end
    end
end

```

```

case 3
    amp=input('Amplitude da fundamental: ');
    amp_harm(1)=amp;
    i=3;
    while i<=ord_harm
        aux=int2str(i);
        aux=strcat('Amplitude do harmônico ímpar de ordem (' ,aux,'):');
        amp=input(aux);
        amp_harm(i)=amp;
        i=i+2;
    end
end
i=0;

while i<=2160
    for aux=1:ord_harm
        v(ind)=v(ind)+amp_harm(aux)*sin(aux*i*pi/180);
    end
    if i>=(ang+360*(n-1))
        if i<=(180+360*(n-1))
            a(ind)=Ip*sin(i*pi/180);
        end
    end
    if i>=((180+ang)+360*(n-1))
        if i<=(360+360*(n-1))
            a(ind)=Ip*sin(i*pi/180);
        end
    end
    tempo(ind)=i;

    if (i/360)>=n
        n=n+1;
    end
    i=i+2.16;
    ind=ind+1;
end
else if tipo_harm==2

Vp=input('Valor da tensão de pico: ');
harm_p_i=input('Harmônicos: 1 para pares e ímpares, 2 só para pares
ou 3 só para ímpares: ');
ord_harm=input('Ordem do maior harmônico: ');
switch harm_p_i
case 1
    amp=input('Amplitude da fundamental: ');
    amp_harm(1)=amp;
    for i=2:ord_harm
        aux=int2str(i);
        aux=strcat('Amplitude do harmônico de ordem (' ,aux,'): ');
        amp=input(aux);
        amp_harm(i)=amp;
    end
case 2
    amp=input('Amplitude da fundamental: ');
    amp_harm(1)=amp;
    i=2;
    while i<=ord_harm
        aux=int2str(i);
        aux=strcat('Amplitude do harmônico par de ordem (' ,aux,'): ');
        amp=input(aux);
        amp_harm(i)=amp;

```

```

        i=i+2;
    end
    case 3
        amp=input('Amplitude da fundamental:');
        amp_harm(1)=amp;
        i=3;
        while i<=ord_harm
            aux=int2str(i);
            aux=strcat('Amplitude do harmônico ímpar de ordem (',aux,'):');
            amp=input(aux);
            amp_harm(i)=amp;
            i=i+2;
        end
    end
    i=0;
    while i<=2160

        v(ind)=Vp*sin(i*pi/180);

        for aux=1:ord_harm
            if i>=(ang+360*(n-1))
            if i<=(180+360*(n-1))
                a(ind)=a(ind)+amp_harm(aux)*sin(aux*i*pi/180);
            end
        end
        if i>=((180+ang)+360*(n-1))
            if i<=(360+360*(n-1))
                a(ind)=a(ind)+amp_harm(aux)*sin(aux*i*pi/180);
            end
        end
        end
        tempo(ind)=i;

        if (i/360)>=n
            n=n+1;
        end
        i=i+2.16;
        ind=ind+1;
    end

    end
end
else
Vp=input('Valor da tensão de pico: ');
Ip=input('Valor da corrente de pico: ');

while i<2160
v(ind)=Vp*sin(i*pi/180);
if i>=(ang+360*(n-1))
    if i<=(180+360*(n-1))
        a(ind)=Ip*sin(i*pi/180);
    end
end
if i>=((180+ang)+360*(n-1))
    if i<=(360+360*(n-1))
        a(ind)=Ip*sin(i*pi/180);
    end
end
end
tempo(ind)=i;

```

```

    if (i/360)>=n
        n=n+1;
    end
    i=i+2.16;
    ind=ind+1;
end
end
tempo=tempo*0.00004629629629629629629;
plot(tempo,v,tempo,a,'LineWidth',2);
ylabel('amplitude [V,A]');
xlabel('tempo [s]');
title('Sinais de tensão e corrente gerados');
legend('tensão', 'corrente');

aux=0;

for i=1:1000
    aux=aux+a(i)^2;
end
Irms=((1/1000)*aux)^0.5
aux=0;
for i=1:1000
    aux=aux+v(i)^2;
end
Vrms=((1/1000)*aux)^0.5
aux=0;
for i=1:1000
    aux=aux+v(i)*a(i);
end

potencia_ativa=1/1000*aux
potencia_aparente=Vrms*Irms
potencia_reativa=(potencia_aparente^2-potencia_ativa^2)^0.5
fator_de_potencia=potencia_ativa/potencia_aparente

#####%
#####%
#####%

```

Apêndice B – Código-fonte da rotina que simula três distúrbios de Qualidade de Energia Elétrica

```
#####%
##### Simulador de distúrbios de QEE #####%
#####%

clc
clear all
nc=input('Número de ciclos: ');
Vp=input('Tensão de pico: ');
v(nc*360)=[0];
vd(nc*360)=[0];
tempo(nc*360)=[0];
dist=input('Escolha o distúrbio de QEE (1 para DIP, 2 para SWELL ou 3 para
FLICKER): ');

switch dist

case 1
    i_dip=input('Ciclo de início do afundamento de tensão: ');
    t_dip=input('Duração, em ciclos, do afundamento de tensão: ');
    Vp_dip=input('Porcentagem de queda da tensão: ');
    for i=1:nc*360
        v(i)=Vp*sin(i*pi/180);
    end

    for i=1:nc*360
        vd(i)=Vp*sin(i*pi/180);
        if i>=360*i_dip
            if i<=(i_dip+t_dip)*360
                vd(i)=((Vp-Vp*(Vp_dip/100))*sin(i*pi/180)) ;
            end
        end
        tempo(i)=i/(360*60);
    end
    plot(tempo,v,'LineWidth',2);
    figure;
    plot(tempo,vd,'LineWidth',2);

case 2
    i_swell=input('Ciclo de início da elevação de tensão: ');
    t_swell=input('Duração, em ciclos, da elevação de tensão: ');
    Vp_swell=input('Porcentagem de aumento da tensão: ');
    for i=1:nc*360
        v(i)=Vp*sin(i*pi/180);
    end
    for i=1:nc*360
        vd(i)=Vp*sin(i*pi/180);
        if i>=360*i_swell
            if i<=(i_swell+t_swell)*360
                vd(i)=((Vp+Vp*(Vp_swell/100))*sin(i*pi/180)) ;
            end
        end
        tempo(i)=i/(360*60);
    end
    plot(tempo,v,'LineWidth',2);
    figure;
```

```
plot(tempo, vd, 'LineWidth', 2);
```

```
case 3
```

```
i_flicker=input('Ciclo de início da flutuação de tensão: ');
t_flicker=input('Duração, em ciclos, da flutuação de tensão: ');
Vp_flicker=input('Porcentagem de variação da amplitude do sinal
(geralmente<10%): ');
tipo_flicker=input('Tipo de onda moduladora da flutuação (1 para
quadrada, 2 para senoidal ou 3 para triangular): ');
f_flicker=input('Frequência da flutuação(geralmente<30Hz): ');
```

```
switch tipo_flicker
```

```
case 1
```

```
for i=1:nc*360
    v(i)=Vp*sin(i*pi/180);
end
for i=1:nc*360
    vd(i)=Vp*sin(i*pi/180);
    if i>=360*i_flicker
        if i<=(i_flicker+t_flicker)*360
            vd(i)=(Vp+(Vp_flicker*Vp/100)*square((f_flicker/60)*i*pi/180))
                *sin(i*pi/180);
        end
    end
    tempo(i)=i/(360*60);
end
```

```
case 2
```

```
for i=1:nc*360
    v(i)=Vp*sin(i*pi/180);
end
for i=1:nc*360
    vd(i)=Vp*sin(i*pi/180);
    if i>=360*i_flicker
        if i<=(i_flicker+t_flicker)*360
            vd(i)=(Vp+(Vp_flicker*Vp/100)*sin((f_flicker/60)*i*pi/180))*
                sin(i*pi/180);
        end
    end
    tempo(i)=i/(360*60);
end
```

```
case 3
```

```
for i=1:nc*360
    v(i)=Vp*sin(i*pi/180);
end
for i=1:nc*360
    vd(i)=Vp*sin(i*pi/180);
    if i>=360*i_flicker
        if i<=(i_flicker+t_flicker)*360
            T=(f_flicker/60)*i*pi/180;
            vd(i)=(Vp+(Vp_flicker*Vp/100)*sawtooth(T,0.5))*sin(i*pi/180);
        end
    end
    tempo(i)=i/(360*60);
end
```

```
end
```

```

plot(tempo,v,'LineWidth',2);
ylabel('AMPLITUDE [V]');
xlabel('TEMPO [s]');
title('SINAL DE TENSÃO PURO');
figure;
plot(tempo,vd,'LineWidth',2);
ylabel('AMPLITUDE [V]');
xlabel('TEMPO [s]');
title('SINAL DE TENSÃO COM DISTÚRBIOS');
end

figure;
ind=1;
Vrms(nc)=[0];
tempo2(nc)=[0];
est=1;

while est<=nc*360
    aaux=0;
    for i=est:(est+359)
        aaux=aaux+vd(i)^2;
    end
    Vrms(ind)=(1/(360))*aaux^0.5;
    Vsup(ind)=Vp*1.1/(2^0.5);
    Vinf(ind)=Vp*0.9/(2^0.5);
    tempo2(ind)=est;
    est=est+360;
    ind=ind+1;
end

tempo2=tempo2/(60*360);
plot(tempo2,Vrms,tempo2,Vsup,tempo2,Vinf,'LineWidth',2);
ylabel('AMPLITUDE [V]');
xlabel('TEMPO [s]');
title('SINAL DE TENSÃO RMS');
legend('tensão RMS', 'limite superior', 'limite inferior');

#####%
#####%
#####%

```