

3. Distúrbios que afetam a Qualidade da Energia Elétrica

Antes de analisar os distúrbios que afetam a qualidade da energia elétrica (QEE), vão-se verificar quais seriam as condições ideais de operação de um sistema elétrico. Assim, na falta de critérios específicos para avaliar a qualidade de energia, pode-se comparar as condições reais de operação com características de um sistema ideal, estabelecendo uma escala quantitativa e classificatória para os desvios.

Os problemas relacionados com a qualidade da energia elétrica normalmente se manifestam quando um equipamento alimentado pela rede elétrica deixa de funcionar como deveria. Assim, uma lâmpada que apresenta variações luminosas, um motor que sofre vibrações mecânicas, equipamentos operando com sobreaquecimento, proteções atuando intempestivamente, capacitores com sobretensões ou sobrecorrentes podem ser indícios de problemas na qualidade da energia suprida.

Do ponto de vista estritamente elétrico, pode-se afirmar que todos estes problemas são decorrentes do fato de as tensões supridas pela rede não serem absolutamente reguladas ou, em outras palavras, devido às não idealidades do alimentador que não é capaz de operar como uma fonte ideal de tensão. Tal comportamento decorre, em primeira análise, da existência de uma impedância equivalente associada à fonte de tensão.

Do ponto de vista da modelagem básica de um circuito elétrico, normalmente é suficiente basear a análise em conceitos tão simples quanto a lei de Ohm, as leis de Kirchhoff, as equações que relacionam tensão e corrente em indutores e capacitores e os teoremas de Thévenin e Norton.

Obviamente este enfoque não leva em conta, diretamente, fenômenos eletromagnéticos associados à presença de campos e sua interação com o circuito. Esta área é mais bem analisada em termos de Compatibilidade, Interferência e Susceptibilidade eletromagnéticas, que fogem do foco principal deste curso, mas que não devem ser negligenciadas como efeitos correlacionados aos problemas de QEE.

3.1 Equivalente de Thévenin de um alimentador

Como se verifica na Figura 3.1, quando o objetivo da análise de um circuito se resume a identificar a corrente, a tensão ou a potência a jusante de um par de terminais, o teorema de Thévenin¹ indica que todo o circuito a montante pode ser reduzido a dois elementos: uma fonte de tensão e sua impedância interna. O conjunto de elementos V_{th} e Z_{th} é designado por equivalente de Thévenin do circuito. Relembre-se que impedância é uma grandeza definida no domínio da frequência.

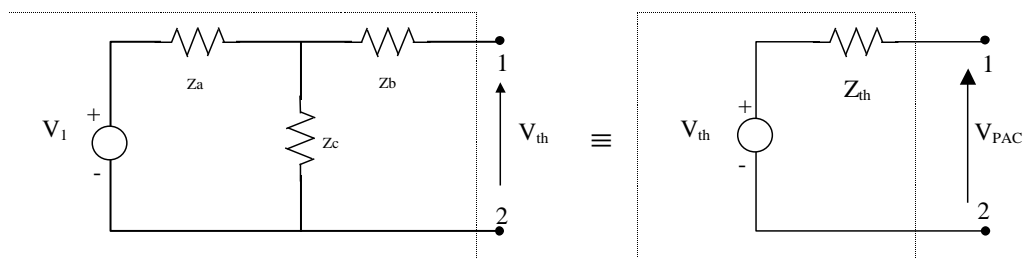


Figura 3.1 Obtenção do equivalente de Thévenin de um circuito genérico.

O estudo de um circuito no **domínio da frequência** somente permite que sejam tiradas conclusões no **domínio do tempo** em situações de **regime permanente**. Situações transitórias só podem ser analisadas utilizando uma descrição do circuito no domínio do tempo, ou seja, a partir das equações diferenciais que descrevem os comportamentos indutivos e capacitivos porventura presentes no circuito.

¹ Léon Charles Thévenin foi um engenheiro telegrafista francês que estendeu a Lei de Ohm à análise de circuitos elétricos complexos.

Para o caso de fontes independentes, a tensão de Thévenin em um dado par de terminais é obtida para a situação de circuito aberto. Já para a obtenção da impedância, as fontes de tensão são curtocircuitadas, as fontes de corrente (se existirem) são abertas e determina-se a impedância resultante, vista do par de terminais.

$$V_{th} = V_1 \frac{Z_c}{Z_a + Z_c} \quad Z_{th} = Z_b + \frac{Z_a Z_c}{Z_a + Z_c} \quad (3.1)$$

Os pontos 1 e 2 configuram o Ponto de Acoplamento Comum (PAC) deste alimentador. A fonte V_{th} é suposta uma fonte ideal (senoidal no caso de redes CA), enquanto a impedância Z_{th} modela a queda de tensão que ocorre, em regime permanente, quando alguma carga for conectada no PAC.

É possível utilizar a modelagem por impedância apenas quando se considera uma frequência específica. Assim, caso a carga produza uma corrente com diversas componentes espectrais, haverá um circuito equivalente para cada frequência, com o devido ajuste no valor das impedâncias.

O que todos os consumidores/cargas conectados a um mesmo PAC compartilham é a tensão. A totalidade das cargas conectadas à rede de distribuição de energia é projetada para ser alimentada em tensão. Esta é, pois, a grandeza elétrica a ser preservada, em todas suas características (forma, amplitude e frequência).

A diferença entre a tensão no PAC e a tensão da fonte (V_{th}) se deve à queda de tensão em Z_{th} , sendo, portanto, dependente da corrente. Para um dado limite desta queda, o circuito é capaz de fornecer mais corrente à medida que a impedância se reduza, ou seja, o comportamento se aproxima de uma fonte ideal ($Z_{th}=0$). Uma fonte ideal pode fornecer qualquer corrente sem alterar sua tensão.

Nas linhas de transmissão, o comportamento da impedância equivalente na frequência da rede é, predominantemente, indutivo. Nas redes de distribuição, quanto mais baixo o nível de tensão, o comportamento vai tendendo a ter uma característica resistiva mais relevante, embora, por conta da reatância de dispersão dos transformadores e da própria fiação, o efeito indutivo sempre seja importante. Em baixas frequências os efeitos capacitivos, especialmente nas linhas de distribuição, são normalmente desconsiderados.

Em alimentadores CC, embora o comportamento resistivo seja o mais importante, em situações transitórias pode ser necessário analisar também os comportamentos indutivo e capacitivo, para o que se torna necessário resolver as equações diferenciais que representam o circuito.

3.1.1 Representação Fasorial e Impedância

Grandezas CA, com forma senoidal (exclusivamente) podem ser representadas por fasores.

Sejam: $v = V_p \cdot \text{sen}(\omega t)$ e $i = I_p \cdot \text{sen}(\omega t - \varphi)$, cujas representações gráficas estão mostradas na Figura 3.2. O método fasorial visa facilitar a análise de circuitos senoidais, em regime permanente. Não serve para analisar comportamentos transitórios, para os quais é necessária a solução das equações diferenciais que descrevem o circuito.

Sabe-se que:

$$A \cdot e^{j\theta} = A \cdot \cos\theta + jA \cdot \text{sen}\theta \quad (3.2)$$

Por definição:

$$\Im[A \cdot e^{j\theta}] = A \cdot \text{sen}\theta \quad \text{e} \quad \Re[A \cdot e^{j\theta}] = A \cdot \cos\theta \quad (3.3)$$

Dessa forma, a tensão e a corrente mostradas na Figura 3.2 podem ser expressas como:

$$v = \Im[V_p \cdot e^{j\omega t}] = \sqrt{2} \cdot \Im\left[\frac{V_p}{\sqrt{2}} \cdot e^{j\omega t}\right] \quad \text{e} \quad i = \Im[I_p \cdot e^{j(\omega t - \varphi)}] = \sqrt{2} \cdot \Im\left[\frac{I_p}{\sqrt{2}} \cdot e^{-j\varphi} \cdot e^{j\omega t}\right] \quad (3.4)$$

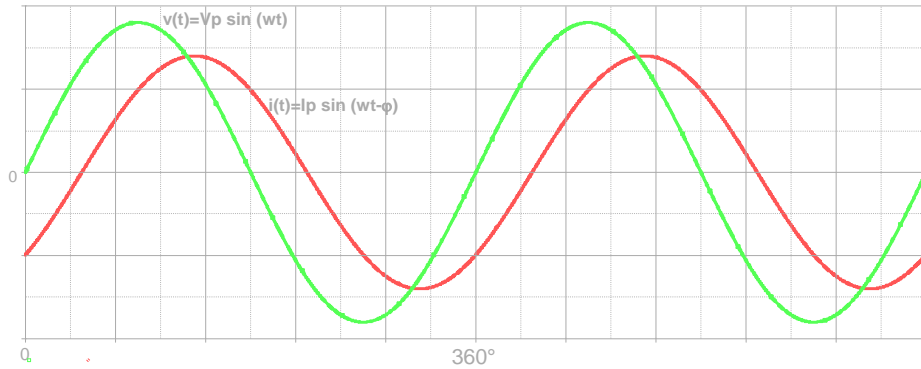


Figura 3.2 Tensão e corrente senoidais e defasadas.

As quantidades $\frac{V_p}{\sqrt{2}}$ e $\frac{I_p}{\sqrt{2}} e^{-j\varphi}$ são definidas, respectivamente, como fasor de tensão e fasor de corrente.

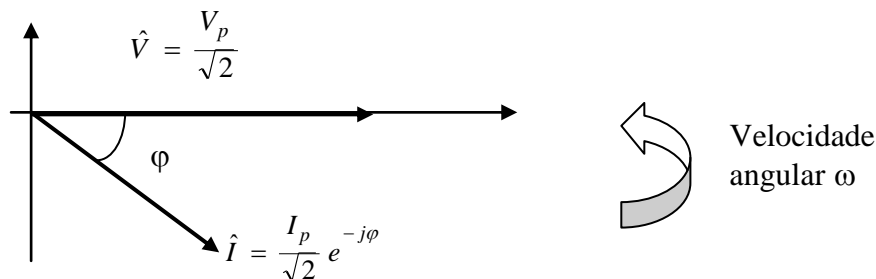


Figura 3.3 Representação fasorial de tensão e corrente senoidais, em regime permanente.

Na representação fasorial o comportamento oscilatório (na frequência angular ω) deixa de ser considerado. Todas as operações de álgebra vetorial podem ser aplicadas aos fasores.

O conceito de **impedância** também se aplica, exclusivamente, em situações de regime permanente senoidal. Fora de tal situação é necessária a solução das equações diferenciais pertinentes, a fim de conhecer o comportamento de tensões e correntes em um circuito.

As leis de circuitos também podem ser estendidas para as variáveis complexas, resultantes da representação fasorial em regime permanente senoidal. Para os circuitos série *RL* ou *RC*, por exemplo, as relações temporais *v-i*, são dadas respectivamente por:

$$\begin{aligned}
 v(t) &= R.i(t) + L \frac{di(t)}{dt}, \text{ para circuito RL} \\
 v(t) &= R.i(t) + \frac{1}{C} \int i(t) dt + v_c(0), \text{ para circuito RC}
 \end{aligned}
 \tag{3.5}$$

Estas mesmas relações são expressas em termos fasoriais respectivamente por:

$$\begin{aligned}
 \hat{V} &= R\hat{I} + j\omega L\hat{I} = (R + j\omega L)\hat{I}, \text{ para circuito RL} \\
 \hat{V} &= R\hat{I} + \frac{1}{j\omega C}\hat{I} = (R - j\frac{1}{\omega C})\hat{I}, \text{ para circuito RC}
 \end{aligned}
 \tag{3.6}$$

Os coeficientes $j\omega$ e $-j/\omega$ indicam que houve operação de derivada e integração, respectivamente, sobre a variável corrente. A relação entre os fasores de tensão e corrente é um *número complexo* (e não um fasor), designada como **impedância** do circuito.

Nos casos dos circuitos série RL e RC , onde $X_L = \omega L$ é a **reatância indutiva** e $X_C = 1/\omega C$ é a **reatância capacitiva**, resultam, respectivamente:

$$Z_L = R + j\omega L = R + jX_L \text{ e } Z_C = R - j\frac{1}{\omega C} = R - jX_C \tag{3.7}$$

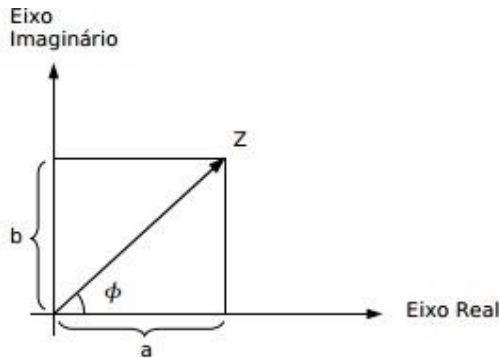


Figura 3.4 Representação de impedância no plano complexo.

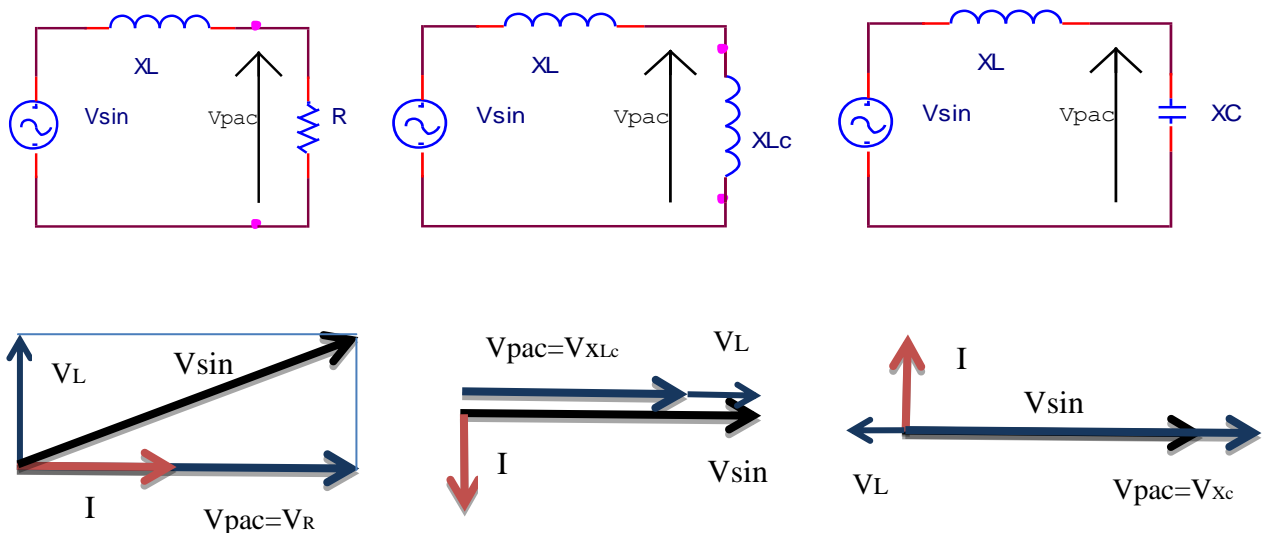


Figura 3.5 Comportamento de alimentador com característica indutiva com cargas R, L ou C.

Note-se na Figura 3.5 que, considerando X_L como a impedância de Thévenin, a presença de uma carga capacitiva eleva a tensão (valor eficaz) no PAC. Já uma carga indutiva promove uma redução mais significativa, pois apresenta a mesma natureza da impedância do alimentador. A carga resistiva, para uma mesma corrente eficaz, também produz uma redução na tensão no PAC, mas menor do que o caso de carga indutiva.

3.2. Condições ideais de operação de um sistema elétrico

Um sistema elétrico CA trifásico **ideal** deve satisfazer às seguintes condições de operação em regime permanente ^[1]:

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

Essas condições garantem que o sistema atenderá adequadamente a qualquer carga prevista para operar com corrente alternada na frequência industrial e com mínimas perdas na transmissão da energia. Justificativas para essas condições ideais são apresentadas a seguir.

1. Forma senoidal

A função senoidal é caracterizada por uma única frequência, permitindo toda formulação dos conceitos de impedância, reatância e a análise fasorial. As operações matemáticas de derivação e integração produzem apenas mudança de amplitude e deslocamento de fase, sem alterar a forma de onda senoidal e, portanto, o conteúdo espectral.

$$e(t) = \frac{d\Phi(t)}{dt} \quad (3.8)$$

$$\Phi(t) = \int e(t).dt \quad (3.9)$$

onde: $\Phi(t)$ = fluxo magnético variando em uma região envolvida por um condutor elétrico;
 $e(t)$ = tensão elétrica induzida nos terminais do condutor.

Relembre-se que o desenvolvimento do sistema elétrico presente até hoje aconteceu em épocas em que não existiam computadores e toda atividade de projeto e análise dependia de soluções de fácil tratamento numérico, o que aponta a razão para o uso generalizado dos conceitos acima mencionados.

Em ambientes restritos, no entanto, tal ressalva de forma de onda pode não ser necessária. Por exemplo, a tensão de saída de um alternador automotivo tem forma trapezoidal, uma vez que isso permite uma minimização do volume do alternador e, adicionalmente, uma forma de tensão plana é mais conveniente para o sistema de carga da bateria, que é a destinação final da energia produzida pelo alternador.

Considerando a situação de geração com forma de onda senoidal, a manutenção do padrão de qualidade da tensão suprida em sistemas CA passa, pois, pela preservação da forma de onda senoidal. Para caracterizar matematicamente uma tensão senoidal, pode-se usar a notação:

$$e(t) = A \cdot \text{sen}(2\pi ft + \theta) \quad (3.10)$$

onde: A = amplitude da onda senoidal;
 f = frequência da onda;
 θ = ângulo de fase relativo à referência temporal.

2. Amplitude constante

Amplitude constante garante o nível de potência desejado para cargas passivas de impedância constante. No entanto, para manter constante a amplitude da tensão no ponto de alimentação, independente da carga, é necessário dispor de recursos de controle de tensão ao longo do sistema: nos geradores (síncronos) a amplitude da tensão terminal é controlada através do campo de excitação. Em transformadores reguladores, o nível de tensão é controlado através da troca de derivações. Em outros pontos da rede, a tensão pode ser regulada através de bancos de capacitores ou por dispositivos controlados eletronicamente, os chamados compensadores estáticos de reativos, que controlam a absorção de corrente indutiva ou capacitiva, em função dos desvios da referência de tensão.

3. Frequência constante

A frequência constante permite manter o sincronismo entre os diferentes geradores através de um sistema de controle da geração descentralizado, capaz de garantir o equilíbrio dinâmico entre a potência gerada e a potência solicitada pelas cargas, que são ligadas ou desligadas livremente ao

longo do tempo. A necessidade desse controle contínuo da geração em função da demanda variável decorre da impossibilidade de armazenamento da energia elétrica. Isso evidentemente complica o atendimento durante situações de emergência.

Desequilíbrios temporários entre a geração e a demanda acarretam variações da velocidade das turbinas e dos geradores que, por princípio, precisam operar em sincronismo. Por essa razão os desvios de frequência são utilizados como indicador de erro de geração, para verificar se a potência gerada atende ou não a carga a cada instante.

Redução da frequência em relação à síncrona acusa geração insuficiente e aumento da frequência, indica excesso de geração. Uma vez que os geradores das fontes interligadas pela rede operam em sincronismo, independente da distância geográfica entre elas, suas capacidades de absorção das cargas se somam na proporção das inércias das respectivas máquinas. Com isso, além de as variações da frequência tornarem-se relativamente menores, as constantes de tempo envolvidas no controle da geração tornam-se grandes. Conseqüentemente, o controle da frequência do sistema pode ser considerado um processo de ajuste gradual de pequenas perturbações, que o consumidor em geral nem percebe. Isto significa que, do ponto de vista do consumidor, a frequência da rede pode ser considerado o indicador de qualidade da energia elétrica menos preocupante.

Variações mais expressivas podem ser identificadas em sistemas isolados, como os alimentados por grupos geradores Diesel. A pequena inércia do sistema leva a variações de velocidade (frequência) relevantes, exigindo uma rápida atuação do controlador da máquina primária, de modo a restabelecer o equilíbrio entre a potência ativa gerada e a consumida.

4. Fases Equilibradas

Em sistemas trifásicos, além da forma de onda, amplitude e frequência constantes é necessário garantir que a potência se distribua igualmente entre as três fases. Para que isso ocorra é necessário que o sistema seja equilibrado, ou seja, que atenda às seguintes condições:

- os elementos em cada fase devem ter as mesmas características elétricas e magnéticas;
- as tensões em cada fase devem apresentar amplitudes e defasagens iguais.

Essas condições serão satisfeitas se as tensões trifásicas forem dadas na seguinte forma:

$$\begin{aligned} v_a(t) &= A \cdot \text{sen}(2\pi ft + \theta) \\ v_b(t) &= A \cdot \text{sen}(2\pi ft + \theta - 2\pi/3) \\ v_c(t) &= A \cdot \text{sen}(2\pi ft + \theta - 4\pi/3) \end{aligned} \quad (3.11)$$

Usando a notação vetorial, as tensões com amplitudes iguais e defasadas de 120° podem ser representadas pelos vetores V_a , V_b e V_c no plano complexo, como mostrado na Figura 3.6.

Pode-se mostrar que quando o sistema está equilibrado, o fluxo de potência total é unidirecional e constante, indo da fonte para a carga. Isto garante que não haverá circulação desnecessária de potência na rede e nem sobrecarga de uma fase em relação às outras.

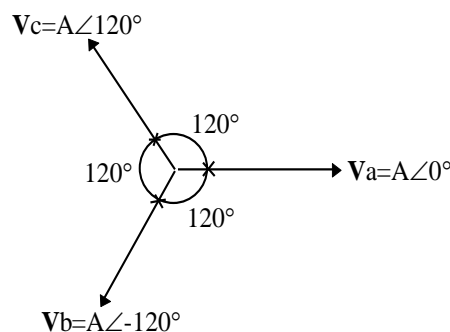


Figura 3.6 Representação vetorial de tensões trifásicas equilibradas para $\theta=0^\circ$.

5. Fator de potência unitário

Manter o sistema trifásico equilibrado não garante, no entanto, que o fluxo de potência nas linhas seja mínimo para atender a uma dada carga ativa. Essa condição só é satisfeita se a carga apresentar fator de potência unitário. Nessa situação os sistemas de transmissão e distribuição ficam livres de suprir potência reativa. A demanda da carga por potência reativa pode ser atendida localmente, através de bancos de capacitores e de reatores. As normas atuais prevêm um fator de potência mínimo de 0,92 (para fins de tarifação/multa, as normas determinam os procedimentos para a aferição desta grandeza).

6. Perdas nulas

Manter as perdas mínimas é, sem dúvida, uma condição desejável para a eficiência do transporte da energia elétrica desde os locais de geração até os pontos de consumo. No entanto, a presença das resistências das linhas e transformadores produz alguns efeitos positivos, como a atenuação dos transitórios de chaveamento durante a energização das linhas, transformadores e capacitores. A excitação de qualquer frequência de ressonância pode criar sobrecorrentes ou sobretensões que se propagam pelo sistema. Devido à existência de perdas na rede, pode-se conviver com certo grau de perturbações. É usual considerar que perdas de transmissão de 3% a 5% da capacidade dos alimentadores constituem um compromisso satisfatório para a operação do sistema elétrico. A redução da parcela resistiva de um alimentador exige condutores de maior bitola, com importante impacto no custo de implantação da rede.

3.2.1. Condições reais de operação

Em um sistema real, é impossível satisfazer totalmente as condições ideais descritas anteriormente, pois a rede e os equipamentos elétricos estão sempre sujeitos a falhas ou perturbações que deterioram de alguma maneira as condições que seriam desejáveis para a operação. O grau de confiabilidade com que essas condições podem ser atendidas depende, em grande parte, dos sistemas de monitoração e controle que estiverem disponíveis.

Usando como referência as condições de operação do sistema ideal, pode-se adotar como critério para avaliar a qualidade da energia elétrica o **afastamento que o sistema real experimenta dessas condições ideais**. Essa abordagem permite estabelecer índices que avaliam a deterioração das condições de operação, em função dos distúrbios que são impostos ao sistema.

3.3. Critérios de avaliação da qualidade

Assim colocado, o **critério de avaliação** da qualidade da energia elétrica pode incluir a verificação das normas estabelecidas para qualificar e quantificar a deterioração imposta por um **distúrbio**. Pode-se, por exemplo, considerar:

- a) a *continuidade do fornecimento*, quantificada através da duração e da frequência das interrupções (índices DEC e FEC) de fornecimento de energia ^[2]. Tais critérios e índices não serão analisados neste curso, uma vez que se referem à ausência de fornecimento de energia (qualidade de **serviço**). Serão considerados os aspectos relacionados exclusivamente à qualidade do **produto**.
- b) o *nível de tensão adequado*, obtido através do controle dos limites mínimos e máximos de tensão dos consumidores, bem como de índice que avalie a frequência de violação dos mesmos limites para os consumidores conectados;
- c) a *distorção da forma de onda* através da avaliação da presença de frequências harmônicas e de inter-harmônicas;
- d) a *regulação da tensão* em torno dos valores nominais, mesmo com cargas variáveis, quantificando a amplitude e frequência das flutuações de tensão;
- e) a *frequência nominal* da rede, que é estabelecida através do balanço de energia entre sistema produtor e consumidor;

- f) o *fator de potência*, cujo valor mínimo atual (0,92) é regulamentado através de legislação específica;
- g) o *desequilíbrio entre fases*, dado como valor percentual dos componentes de sequência negativa e zero, medidos em relação à sequência positiva.

3.4. Terminologia básica e definições

No contexto de qualidade de energia é necessário conhecer alguns conceitos básicos extraídos das respectivas Normas ^[3, 4] bem como de conceitos de Compatibilidade Eletromagnética:

- **Distúrbio eletromagnético:**
é qualquer fenômeno eletromagnético que pode degradar o desempenho de um dispositivo, equipamento ou sistema, e afetar adversamente matéria viva ou inerte.
- **Interferência eletromagnética (IEM)**
é a degradação do desempenho de um dispositivo, equipamento ou sistema causado por um distúrbio eletromagnético.
- **Compatibilidade eletromagnética (CEM)**
é a capacidade de um equipamento ou sistema operar satisfatoriamente no seu ambiente eletromagnético sem impor distúrbios eletromagnéticos intoleráveis nesse ambiente.
- **Nível de emissão**
é o nível de um determinado distúrbio eletromagnético emitido por um dispositivo, equipamento ou sistema, medido de acordo com uma dada especificação.
- **Nível de imunidade**
é o nível máximo de um dado distúrbio eletromagnético, incidente sob certas condições em um dado dispositivo, equipamento ou sistema sem que ocorra degradação de operação.
- **Nível de compatibilidade**
é o nível de distúrbios eletromagnéticos que é usado como referência para a coordenação entre o nível de emissão e de imunidade dos equipamentos.
- **Nível de alarme**
é o nível em que ocorrerá uma notificação (isto é, o nível que levará a uma investigação ou outro tipo de resposta do operador do sistema). O nível de alarme deve estar acima do nível de planejamento, mas abaixo do nível de imunidade do equipamento.
- **Nível de danos**
é o nível de distúrbio que pode representar uma ameaça para o equipamento caso seja excedido. É importante identificar quando ocorrem e impedir que aconteçam, se possível. Exemplos podem incluir ressonância harmônica, altas correntes de neutro, condições que podem causar sobreaquecimento, e assim por diante. Deve haver alguma folga entre o nível de compatibilidade para o fornecimento e o nível de danos no equipamento.
- **Nível de planejamento**
é o nível de qualidade que a concessionária de energia elétrica estabelece como objetivo de planejamento. Geralmente, o nível de planejamento é definido abaixo do nível de compatibilidade para garantir que este último não seja ultrapassado. Por exemplo, o nível de compatibilidade de distorção harmônica de tensão pode ser de 8%, mas o nível de planejamento deve ser de 5%.
- **Nível avaliado**
é o nível real existente no sistema, geralmente com base nas medições.

A figura 3.7 b) ilustra o conceito de "nível de compatibilidade" em comparação com uma variação temporal de uma grandeza de estado estacionário relacionada a algum critério de qualidade da tensão (por exemplo, distorção harmônica).

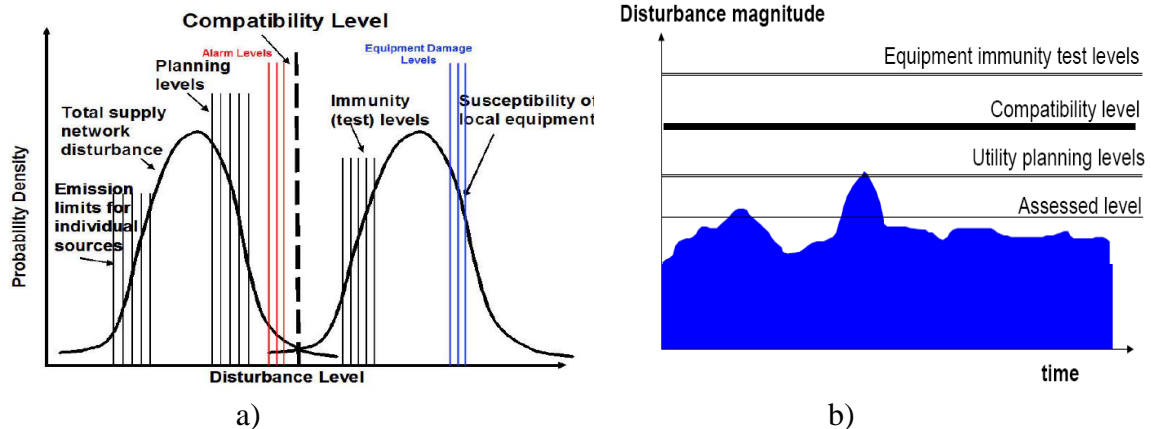


Figura 3.7 Conceito de Compatibilidade eletromagnética [5].

Antes de aprofundar a análise sobre os distúrbios e as formas de avaliação, apresenta-se a terminologia específica. Os conceitos e definições podem ser encontrados em documentos oficiais, como a coletânea “Distribuição de Energia Elétrica” editada pela Eletrobrás (1985) [6]. Fontes de informação sobre os procedimentos de rede podem ser encontradas na Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) - <http://www.aneel.gov.br>, no Operador Nacional do Sistema (ONS) - <http://www.ons.org.br> e no CIGRE [7].

3.4.1 Definições

Componente Fundamental

é a componente senoidal, na frequência nominal da rede, de um sinal de tensão ou corrente.

Desequilíbrio ou Desbalanço de Tensão

é o desvio, em sistemas trifásicos, nos módulos e/ou ângulos das tensões em relação à condição equilibrada que é caracterizada pela igualdade dos módulos e defasagem de 120° entre si.

Distorção Harmônica

é a distorção na forma do sinal de tensão ou corrente alternada causada por harmônicos, que são componentes senoidais, com frequências múltiplas inteiros da frequência do sistema.

Função Distribuição de Tensão

é uma função que apresenta a distribuição estatística de ocorrências de níveis de tensão, obtidas através de medição apropriada, considerando intervalos de amplitude iguais a 1% da tensão nominal. Objetiva identificar a quantidade de ocorrências de níveis de tensão fora dos limites adequados ou fora dos limites precários.

Flutuação de Tensão

é uma série de variações regulares ou irregulares no valor eficaz ou na amplitude da tensão, que muitas vezes causa o efeito de cintilação (“flicker”), que é a impressão visual resultante das variações do fluxo luminoso das lâmpadas.

Limites Adequados da Tensão Medida

são os limites admissíveis de variação da tensão medida, para as condições permanentes de funcionamento do sistema.

Limites Precários de Tensão Medida

são os limites admissíveis de variação da tensão medida, para condições provisórias de funcionamento do sistema.

Ponto de Entrega ou de Acoplamento

é a fronteira entre as instalações da concessionária e as do consumidor.

Tensão de Fornecimento

é a tensão eficaz fixada pela concessionária, em contrato de fornecimento de energia elétrica.

Tensão Medida

é a média das tensões eficazes obtidas por medição, em um intervalo de tempo de 10 minutos, no ponto de entrega de um consumidor.

Tensão Medida Máxima e Mínima

são, respectivamente, os valores máximo e mínimo de um conjunto de tensões eficazes medidas, obtidas sequencialmente, em um período pré-determinado, segundo procedimento específico.

Tensão Nominal

é a tensão eficaz fixada como base para um sistema de energia elétrica.

Variação de Tensão

é o aumento ou redução do valor eficaz (ou amplitude) de tensão, durante um intervalo de tempo.

3.5. Caracterização de Distúrbios

Os distúrbios aos quais o sistema elétrico está exposto podem ser caracterizados de diversas maneiras: em função da duração do evento (curta, média ou longa duração), da faixa de frequências envolvidas (baixa, média ou alta frequência), dos efeitos causados (aquecimento, vibrações, cintilação luminosa, erro de medidas, perda de eficiência, redução da vida útil) ou de acordo com a intensidade do impacto (pequeno, médio ou grande impacto). Para fazer qualquer dessas classificações é preciso conhecer as características de cada tipo de distúrbio, como será visto a seguir.

Afundamento ou mergulho de tensão (*voltage sag*) é uma redução do valor RMS da tensão verificada entre meio ciclo até 1 minuto. É provocado tipicamente pela entrada de uma carga temporária, de porte significativo em relação ao nível de curto-circuito local. Pode também ser devido a um curto-circuito no alimentador. Em geral, o efeito desaparece após a causa ser removida.

A Figura 3.8 mostra o efeito da partida de um motor de indução trifásico sobre a tensão no ponto de acoplamento comum (PAC). O circuito foi simulado em MatLab/Simulink, cujo circuito está mostrado na Figura 3.9. A corrente de partida de um motor de indução é muito elevada e permanece assim até que seja atingida a velocidade de operação, quando se reduz e permite a recuperação da tensão no PAC. Outras cargas presentes no mesmo PAC, como o retificador indicado na figura 3.9, sofrem impacto da partida do motor, como se verifica na redução da tensão do lado CC mostrada na figura 3.10.

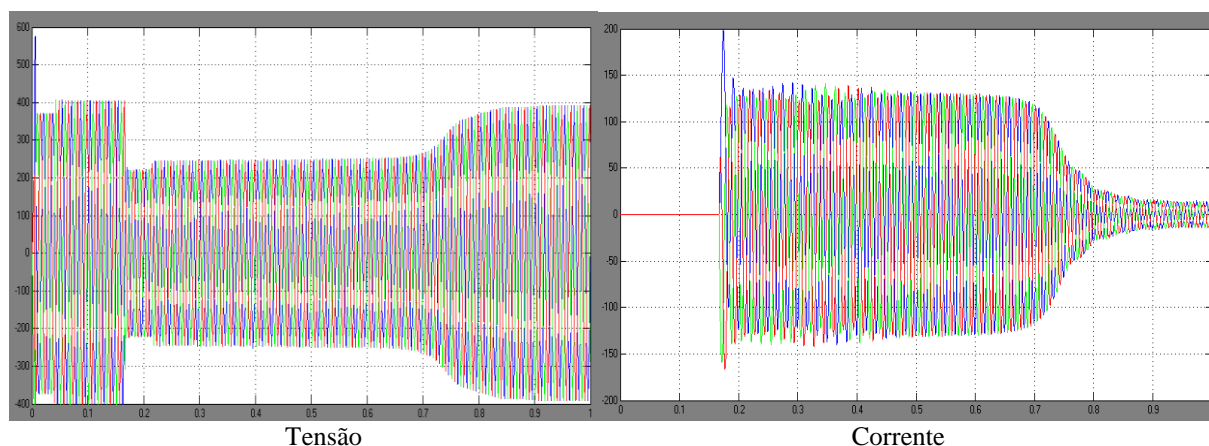


Figura 3.8 Afundamento da tensão causado por corrente de partida de motor de indução.

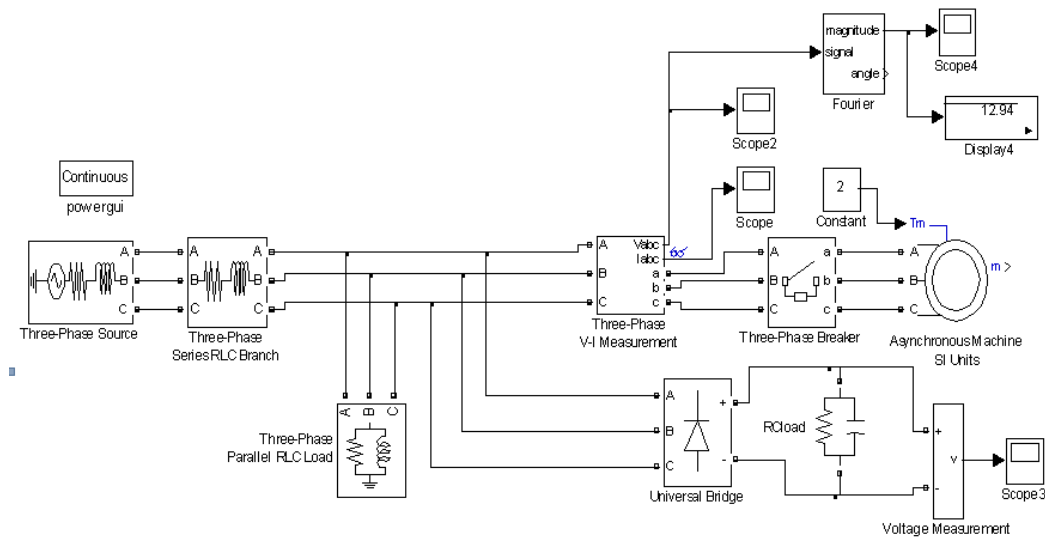


Figura 3.9 Esquema do circuito simulado.

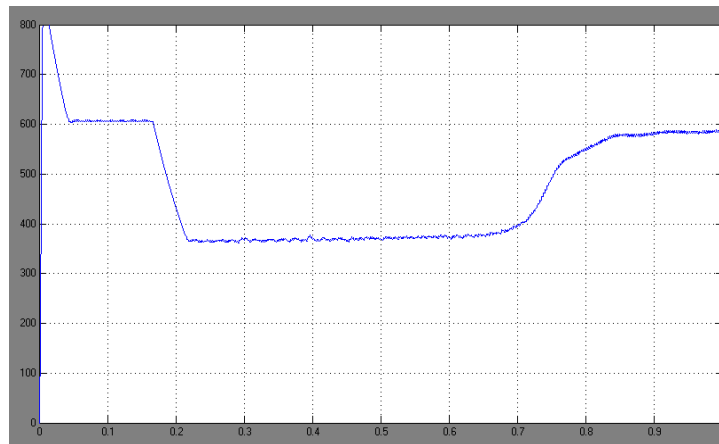


Figura 3.10 Tensão no barramento CC do retificador.

Elevação de tensão (*voltage swell*) é um aumento do valor RMS da tensão com duração entre meio ciclo e 1 minuto. Trata-se do efeito contrário ao do afundamento. As principais causas são a saída de cargas (levando à diminuição na corrente do alimentador), a conexão de banco de capacitores e a ocorrência de falhas nos alimentadores, como um curto circuito monofásico. As figuras a seguir indicam uma simulação de partida de um motor de indução (que causa afundamento). A figura mostra a amplitude da componente fundamental da tensão no PAC. Após um transitório inicial devido ao cálculo de tal componente, este sinal estabiliza. Com a partida do motor de indução a tensão sofre um afundamento. Na sequência, um banco de capacitores é adicionado de modo a corrigir o fator de potência e, conseqüentemente, produz uma mudança no valor da tensão. Com a parada do motor, a presença da compensação capacitiva leva a uma elevação da tensão, até que o banco seja desconectado.

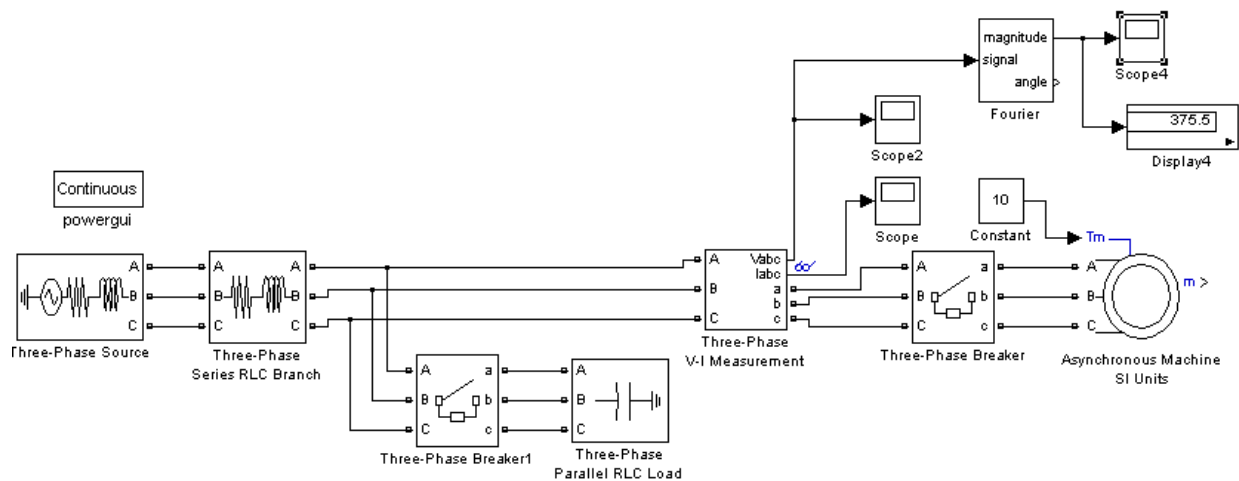


Figura 3.11 Diagrama esquemático do circuito com partida de motor de indução e compensação capacitiva.

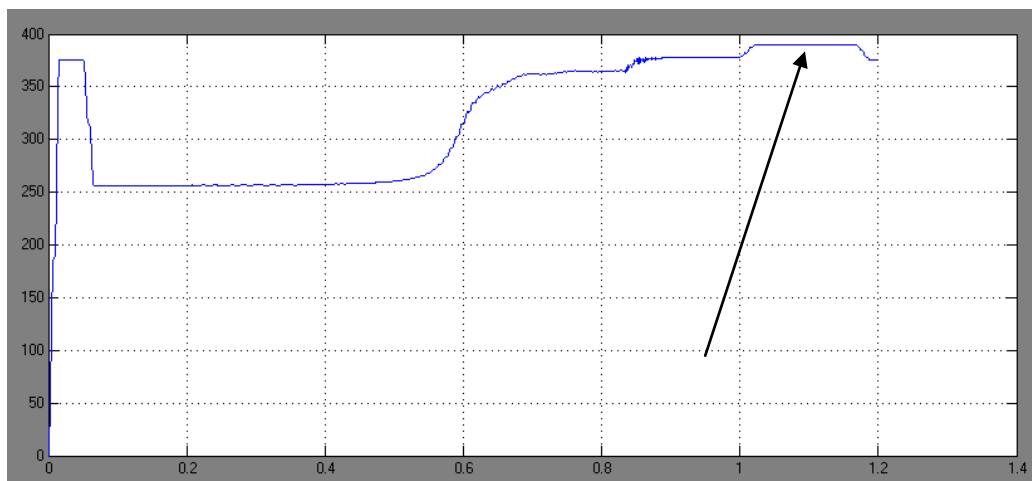


Figura 3.12 Valor eficaz da tensão no PAC com elevação de tensão.

Sobretensão é o aumento do valor RMS da tensão durante mais de 1 minuto. Esse seria o prolongamento da elevação de tensão. Em geral os equipamentos apresentam menor tolerância a sobretensões do que a subtensões, devido a problemas de rompimento do dielétrico;

Subtensão é a redução do valor RMS da tensão durante mais de 1 minuto. Corresponde ao prolongamento do afundamento de tensão. Em caso de subtensão pode haver interrupção no funcionamento de equipamentos. Diversos equipamentos eletrônicos operam como fonte de potência constante. Quando a tensão se reduz, automaticamente há um aumento na corrente. Isso significa uma característica dinâmica de resistência negativa, cujo impacto nos sistemas de regulação de tensão (se existirem) precisa ser cuidadosamente considerado.

A figura 3.13 indica uma simulação de perda de condutor de retorno em rede de distribuição com cargas desbalanceadas. Após um transitório inicial devido ao cálculo do valor eficaz, este sinal estabiliza. Com a interrupção do condutor de retorno, são as cargas que determinam a partição das tensões de linha (que não sofrem alteração), produzindo uma fase com sobretensão e outra com subtensão, neste exemplo. A caracterização deste efeito como um afundamento, elevação, ou como sub ou sobretensão depende do intervalo em que este acontecimento se mantém.

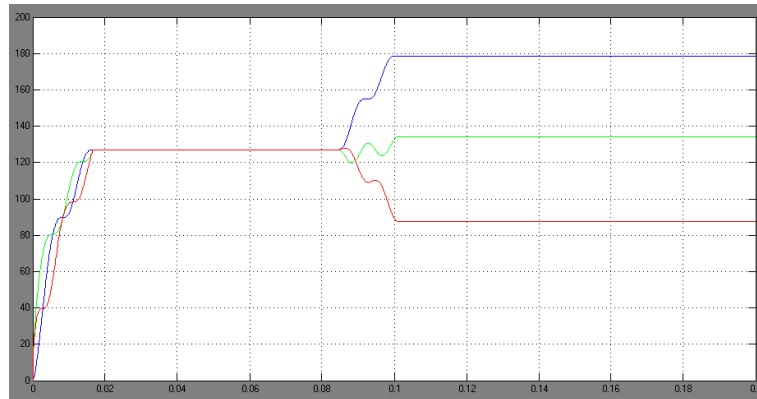


Figura 3.13 Valor eficaz da tensão no PAC com elevação de tensão.

Colapso de tensão é um afundamento gradual e auto-sustentado da tensão abaixo de níveis toleráveis pelas cargas. Ocorre, em geral, associado à falta de suporte reativo, à insuficiência de capacidade de controle ou falta de coordenação das ações de controle, por exemplo, entre reguladores de tensão e mudança de *tap* de transformadores. A dinâmica típica do colapso é não oscilatória, com a tensão caindo gradualmente e provocando desligamentos em cascata.

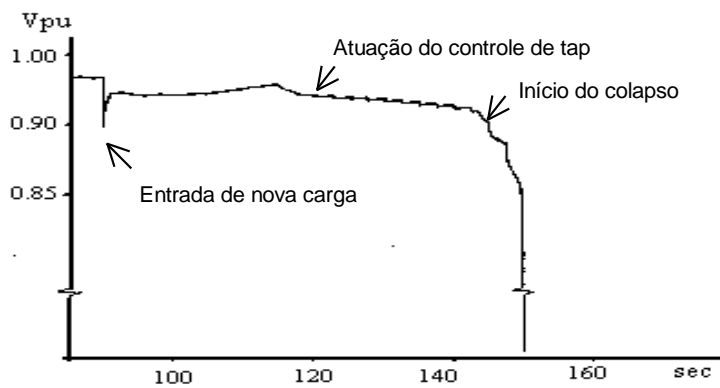


Figura 3.14 Colapso de tensão.

Desequilíbrios de tensões são variações desiguais em amplitude e/ou fase das tensões trifásicas, causadas pela conexão desigual de cargas mono ou bifásicas em sistemas trifásicos. Cargas trifásicas não balanceadas também produzem desequilíbrio, como os fornos de arco elétrico;

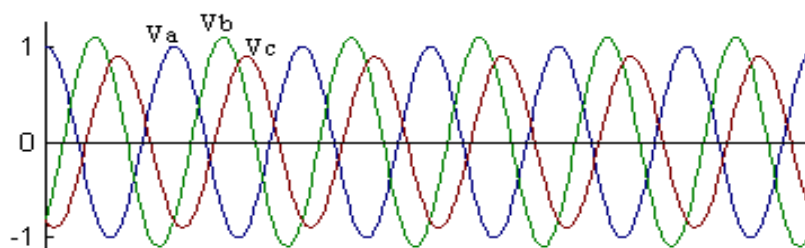


Figura 3.15 Tensões desequilibradas em magnitude e fase.

Interrupção momentânea é uma interrupção de meio ciclo até 3 segundos de duração. No caso de interrupções causadas pela ação correta da proteção da rede, é esperado que ao final do defeito o sistema retorne à condição de operação normal. Nestes casos é desejável dispor de fontes especiais do tipo UPS ("Uninterruptible Power Supply") para suprir energia principalmente a sistemas de TIC para suportar uma interrupção tão prolongada;

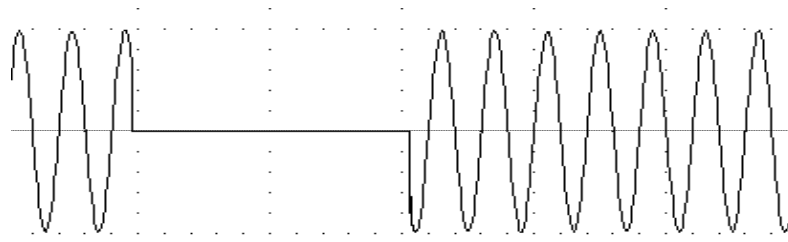


Figura 3.16 Interrupção momentânea.

Interrupção temporária é uma interrupção com duração entre 3 segundos e 1 minuto. Neste caso já se requer uma fonte ininterrupta que utilize bateria como fonte alternativa, para a qual a carga é transferida automaticamente em caso de falta da alimentação principal. Esse tipo de evento em geral é causado pelo sistema de proteção com religamento automático após a eliminação de curto circuito na rede;

Interrupção permanente ("outage") é uma interrupção com duração maior que 1 minuto. Este é o caso de desligamento de uma linha sem previsão de retorno imediato. Pode ocorrer de forma imprevista, no caso de defeito, ou de forma programada, para fins de manutenção ou transferência de carga. Existem critérios de qualidade de serviço, que medem a duração ou a frequência anual das interrupções por consumidor.

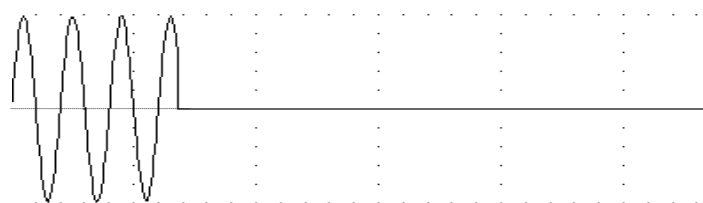


Figura 3.17 Interrupção permanente.

Micro-interrupção é a perda completa da alimentação de até meio ciclo da frequência da rede. Esse tipo de defeito em geral é devido a um curto-circuito em sistemas de distribuição com extinção rápida. Fontes de alimentação CC com capacitores dimensionados adequadamente podem suportar esse tipo de distúrbio sem afetar o dispositivo alimentado. Se o defeito for persistente, a proteção poderá tentar uma ou mais religações, impondo tensões temporárias baixas, que por sua vez podem danificar equipamentos, principalmente motores que não conseguem partir.

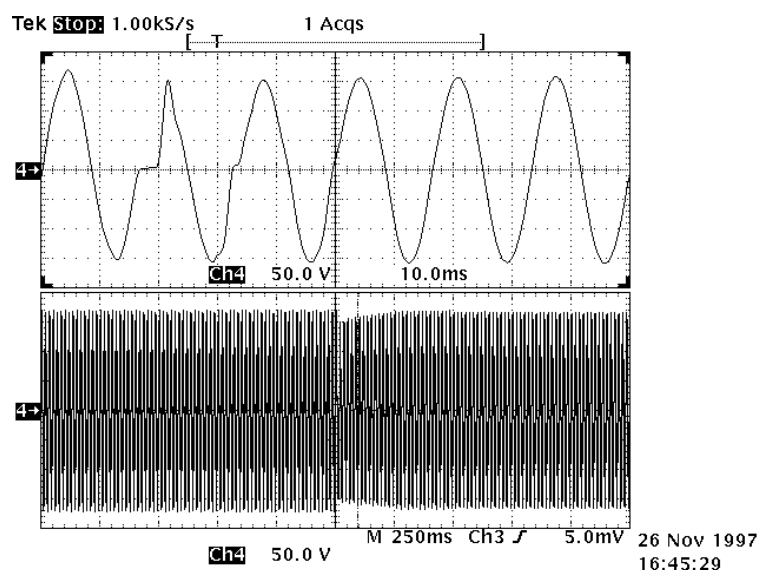


Figura 3.18 Micro interrupção.

Distorção harmônica é a combinação da tensão (ou corrente) fundamental com componentes de frequência múltipla inteira. Normalmente é causada por dispositivos não lineares de conversão com espectro harmônico característico, como pontes de retificadores, compensadores controlados a tiristores; cicloconversores, etc. A figura 3.19 mostra a corrente (traço superior) em um retificador monofásico a diodos com filtro capacitivo. Esta forte distorção na corrente leva a uma distorção na tensão no PAC (traço intermediário), devido à queda de tensão na impedância equivalente do alimentador. O traço inferior é a potência instantânea da carga.

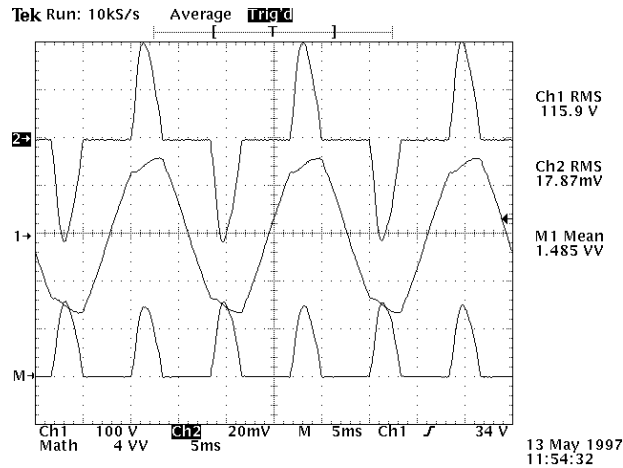


Figura 3.19 Distorção harmônica.

Distorção inter-harmônica combinação da tensão (ou corrente) fundamental com componentes não múltiplas inteiras. São produzidas em geral por cargas não lineares, com espectro contínuo. Fornos a arco e inversores de frequência variável são exemplos típicos que produzem distorção devido a harmônicas e inter-harmônicas.

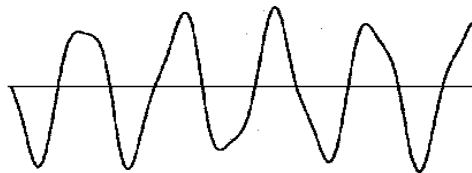


Figura 3.20 Distorção devido a inter-harmônicas.

Recortes de Comutações ("notches") são transições sucessivas e bruscas de tensão entre diferentes níveis. Normalmente associadas com curto-circuito momentâneo da fonte, devido à comutação não instantânea de chaves eletrônicas de potência. A Figura 3.21 ilustra o efeito na tensão de entrada de um retificador trifásico a diodos na presença de indutâncias no alimentador. São fontes de ruídos e interferências indesejáveis e de difícil tratamento.

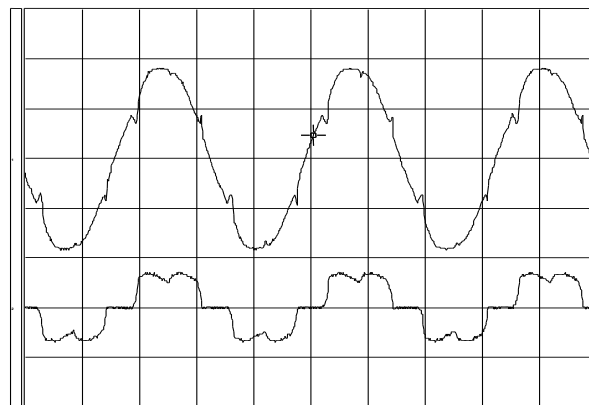


Figura 3.21 Recortes de comutações. Acima: tensão de fase na entrada do retificador. Abaixo, corrente de fase.

Oscilações transitórias são oscilações rápidas devidas, por exemplo, a manobras de disjuntores. Em geral são causadas por chaveamento de capacitores na rede. Devido aos elevados valores de di/dt provocados pela brusca energização do capacitor, são excitadas ressonâncias presentes no sistema, em geral em alta frequência, que se convertem em oscilações rápidas da tensão no ponto de conexão do capacitor. Essas oscilações podem provocar a atuação da proteção ou produzir sobretensões em outros equipamentos próximos.

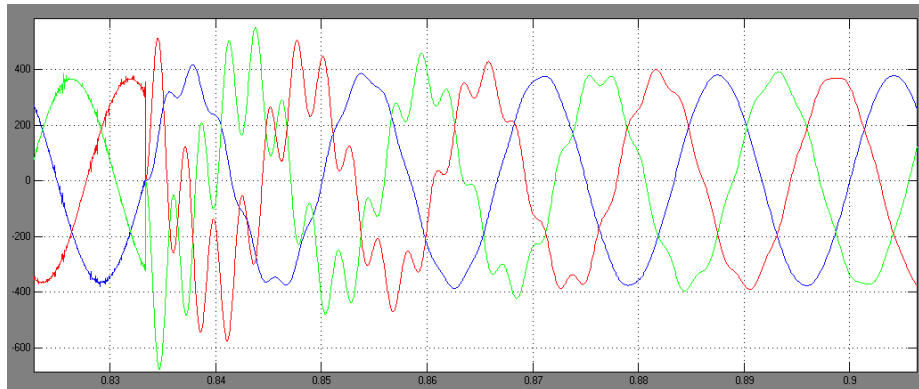


Figura 3.22 Efeito de conexão de capacitor em uma rede elétrica.

Flutuações de tensão são mudanças sustentadas da amplitude da tensão fundamental. Em geral são provocadas por variações de cargas como fornos a arco, elevadores, bombas e compressores. O efeito principal é o fenômeno de cintilação luminosa (*flicker*), mas as flutuações de tensão podem ocasionar oscilações de potência nas linhas de transmissão, levando os geradores a oscilar entre si (oscilações eletromecânicas) ou com a turbina (ressonância subsíncrona). Podem também ser decorrentes de ajuste inadequado ou descoordenado dos reguladores de tensão, que realimentam pequenas variações positivamente, devido à taxa de amortecimento negativa das malhas de controle.

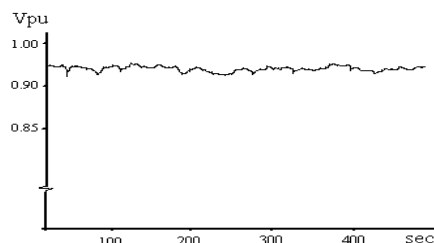


Figura 3.23 Flutuação de tensão

Modulação da amplitude variação periódica da amplitude da tensão ou da corrente. O afundamento regular da tensão, provocado por uma carga cíclica como um compressor de pistão acionado por motor elétrico provoca o efeito de modulação da amplitude da corrente absorvida e, com isso, da tensão do sistema alimentador. Esse processo pode provocar o fenômeno de *flicker* ou cintilação luminosa quando a frequência modulante estiver na faixa entre 0 e 30 Hz.

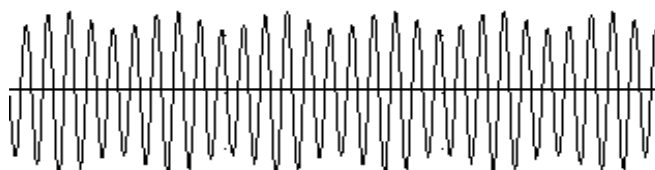


Figura 3.24 Modulação da amplitude da tensão.

Cintilação luminosa (efeito *flicker*) é efeito da variação de emissão luminosa percebida visualmente, em decorrência de flutuações da magnitude da tensão. O fenômeno está associado à operação de cargas variáveis. A percepção visual do fenômeno ocorre na faixa de modulação da tensão entre 0 e 30 Hz, sendo máxima em torno de 8,8 Hz. Vários fatores afetam o nível do incômodo provocado, tais como a forma da modulação (quadrada ou senoidal), o tipo de iluminação (incandescente ou fluorescente), a inércia térmica das lâmpadas, etc. Seus efeitos são subjetivos e acumulativos, podendo afetar o sistema nervoso central, afetando a concentração do indivíduo e, eventualmente, problemas de saúde.

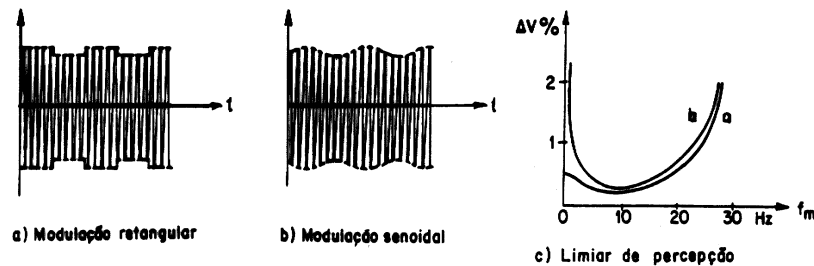


Figura 3.25 Limiar de percepção de *flicker* para variações quadradas e senoidais. Flutuações de tensão RMS.

Interferência eletromagnética e ruídos são ruídos que se sobrepõem à tensão ou à corrente por efeito de indução ou por condução na própria rede. São componentes espectrais de larga faixa de frequência observados na tensão ou corrente fundamentais. Do ponto de vista do sistema de 60 Hz, no qual a faixa de avaliação vai até a 50ª harmônica (3 kHz), tudo que estiver acima disso é considerado ruído.

O acoplamento por indução, é devido ao acoplamento magnético (acoplamento indutivo) ou elétrico (acoplamento capacitivo) entre circuitos para que se localizam fisicamente próximos. Este fenômeno é mais acentuado em altas frequências, pois melhora a eficácia dos condutores atuarem como antena. No caso de condução, em geral o efeito se manifesta por deficiência de filtragem, a qual deveria impedir a propagação para a rede de componentes de alta frequência (provenientes da comutação interna do equipamento).

A figura 3.26 mostra a presença de um ruído de alta frequência (aproximadamente 40 kHz, de acordo com o espectro mostrado na mesma figura). Neste caso, tal ruído é devido à presença de reatores eletrônicos de lâmpadas fluorescentes tubulares, os quais operam nesta frequência. A contaminação da tensão da rede se deve ao não aterramento do reator, sem o qual o filtro de entrada não atua corretamente, permitindo que componentes de alta frequência, estejam presentes, indevidamente, na tensão da rede, podendo afetar o funcionamento de outros equipamentos conectados na mesma rede.

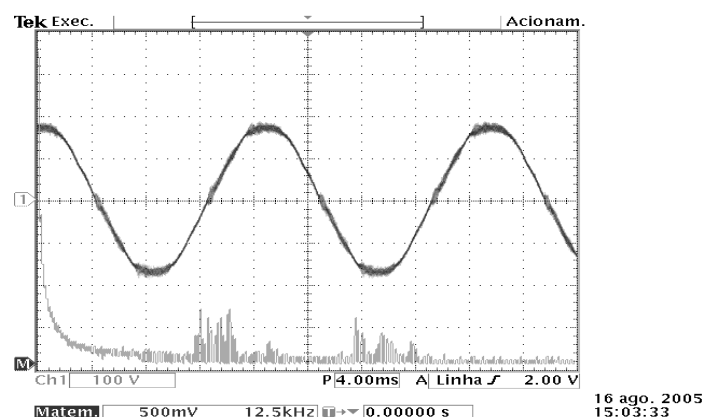


Figura 3.26 Interferência superposta à tensão.

Interferência telefônica é um ruído audível em linhas telefônicas analógicas, causado por indução eletromagnética na faixa 60 Hz a 5 kHz. Esse é um tipo especial de interferência, que teve tratamento particular devido à importância da comunicação telefônica. Com a tendência atual pela digitalização dos meios de transmissão de dados e informações, esse problema ficou bem menos crítico devido à imunidade maior da transmissão digital aos ruídos. Como a sensibilidade auditiva não é uniforme em toda a faixa de percepção sonora criou-se uma curva de ponderação para o nível de interferência (TIF) aceitável na faixa entre 60 e 5000 Hz.

Oscilações eletromecânicas são oscilações angulares do rotor do gerador na velocidade síncrona, devido à elasticidade do acoplamento eletromagnético entre o rotor e o campo girante da máquina síncrona. Essas oscilações de baixa frequência (0,2 a 2,0 Hz) são pouco amortecidas e podem durar vários minutos, causando oscilações de potência entre a máquina e a rede (modo local) ou entre diferentes máquinas ou grupos de máquinas (modos inter-máquinas ou inter-áreas). Para prevenir essas oscilações a solução usual é forçar o sistema de excitação do gerador a modular a tensão interna de modo a amortecer as oscilações da velocidade do rotor.

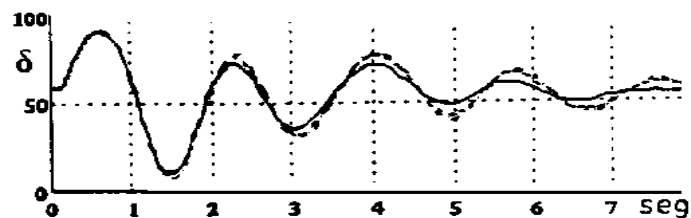


Figura 3.27 Oscilação da posição angular síncrona do rotor de um gerador.

Ressonâncias subsíncronas são oscilações de potência associadas com a plasticidade do acoplamento mecânico entre o rotor da turbina e o rotor do gerador. Esse problema só foi observado quando se começou a usar a compensação série de linhas de transmissão longas, no início dos anos 60. Devido à ressonância eletromecânica, na faixa típica de 10 a 30 Hz, as massas girantes do rotor da turbina oscilam contra as do rotor do gerador, podendo provocar a ruptura do acoplamento por cisalhamento. A solução também envolve o uso de ESP (Estabilizadores do Sistema de Potência), para introduzir amortecimento das oscilações do fluxo de potência entre a máquina e o sistema. Esse controle pode ser realizado por um CSCT (Compensador Série Controlado por Tiristores).

Descargas eletrostáticas são correntes de fuga de cargas acumuladas em campos elétricos intensos. Em geral são de origem externa (descargas atmosféricas), mas podem ser de origem interna (efeito corona) como sobretensões entre espiras e carcaça ou núcleo de máquinas e transformadores.

Surto de tensão ("voltage surge") é a elevação impulsiva de tensão. Esse tipo de distúrbio pode estar associado a descargas atmosféricas ou a chaveamento de corrente imposta em circuitos altamente indutivos, seja através da conexão de capacitor ou pela comutação de dispositivo eletrônico. O efeito mais comum é a ruptura do dielétrico no ponto fraco do isolamento do sistema e a queima de componentes eletrônicos por sobretensão ou excessivo dv/dt . Devido à rapidez do evento (microsegundos) não existem muitas formas de evitar com eficácia os efeitos. Os varistores são dispositivos que têm capacidade de ceifar os picos de tensão, drenando a energia excedente para terra, mas tem capacidade limitada e se deterioram à medida que absorvem os picos de energia.

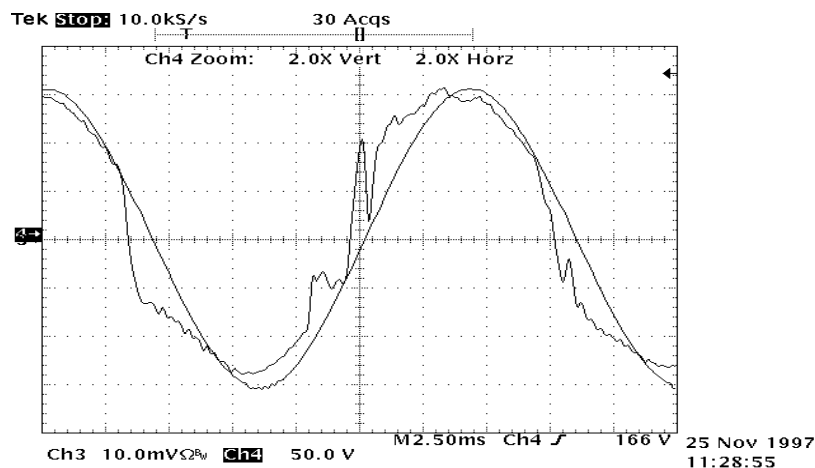


Figura 3.28 Surto de tensão.

3.6. Classificação dos distúrbios segundo faixas de frequências

Em função das frequências que caracterizam cada fenômeno, podemos definir três faixas principais, a saber:

a) Distúrbios de baixa frequência ou subsíncronos ($f < 60$ Hz);

Na faixa inferior de frequências podemos incluir:

- colapso de tensão;
- oscilação eletromecânica;
- cintilação ou *flicker*;
- ressonância subsíncrona.

Como já foi visto, entre os distúrbios elétricos mais lentos a que um sistema está sujeito, temos o colapso da tensão, que pode se estender por vários minutos; depois vem as oscilações eletromecânicas dos geradores, que ocorrem na faixa 0,2 a 2 Hz; a seguir temos a modulação da tensão, responsável pelo efeito da cintilação luminosa (*flicker*), na faixa de 0 a 30 Hz e a ressonância subsíncrona entre turbina e gerador, que se manifesta tipicamente na faixa entre 10 a 20 Hz.

b) Distúrbios de média frequência ($60 \text{ Hz} \leq f \leq 9 \text{ kHz}$);

Na faixa intermediária de frequências têm-se basicamente os efeitos harmônicos:

- distorção harmônica e inter-harmônica;
- interferência telefônica;
- ressonâncias entre transformadores, cargas e compensadores.

Nesta faixa intermediária de frequências estão incluídos todos os processos que produzem distorções de forma de onda das tensões e correntes com frequência fundamental 60 Hz, cujo espectro pode apresentar componentes significativas até da 50ª harmônica (3 kHz). Elementos não lineares, que distorcem as formas de onda de tensão e corrente, sempre estiveram presentes no sistema elétrico, por exemplo, em dispositivos com núcleo ferro-magnético saturável. Com a introdução dos dispositivos chaveados eletronicamente, no entanto, o grau de distorção produzido aumentou significativamente, gerando a necessidade de constantes verificações dos níveis harmônicos no sistema. A presença de harmônicas e inter-harmônicas na rede cria uma série de problemas como ressonâncias, sobreaquecimento, erros de medição, vibrações em máquinas, etc.

A distorção harmônica vem se agravando nos últimos anos, o que tem levado os organismos regulamentadores a estabelecer limites mais rigorosos, atendendo aos interesses de consumidores, fabricantes de equipamentos elétricos e concessionárias de energia.

c) Distúrbios de alta frequência ($9 \text{ kHz} \leq f \leq 30 \text{ MHz}$)

Na faixa superior de frequências temos os fenômenos de interferência:

- comutações rápidas de disjuntores e conversores eletrônicos;
- descargas eletrostáticas e surtos de tensão;
- interferências eletromagnéticas conduzidas e irradiadas.

Surtos, descargas de tensão e manobras de disjuntores, são exemplos típicos de distúrbios com conteúdo espectral de alta frequência. Porém, os distúrbios de alta frequência mais comuns são devidos ao chaveamento (comutação de chave eletrônica na faixa de dezenas de kHz) para o comando de conversores estáticos. A alta frequência para o chaveamento eletrônico é usada devido à melhoria da resposta dinâmica do circuito e à redução física dos elementos de filtragem (indutores e capacitores) e de eventuais transformadores, com a elevação da densidade de potência do conversor. No entanto, quando alimentados a partir da rede elétrica, componentes de corrente em alta frequência podem circular pela rede, devido à própria característica topológica do conversor e também por fenômenos de acoplamento via indutâncias e capacitâncias parasitas. Isso pode afetar o funcionamento de outros equipamentos conectados à mesma linha de alimentação, sensíveis a essas interferências.

Para atenuar esses problemas, utiliza-se em geral a blindagem eletromagnética. Os níveis de IEM conduzida podem ser reduzidos a valores aceitáveis pela adequada seleção e projeto do conversor ou pela inclusão de filtros de linha. Tais filtros, no entanto, podem afetar o comportamento dinâmico do conversor, pois alteram a ordem do sistema, e, por isso, devem ser motivo de cuidadoso projeto, para cada aplicação específica.

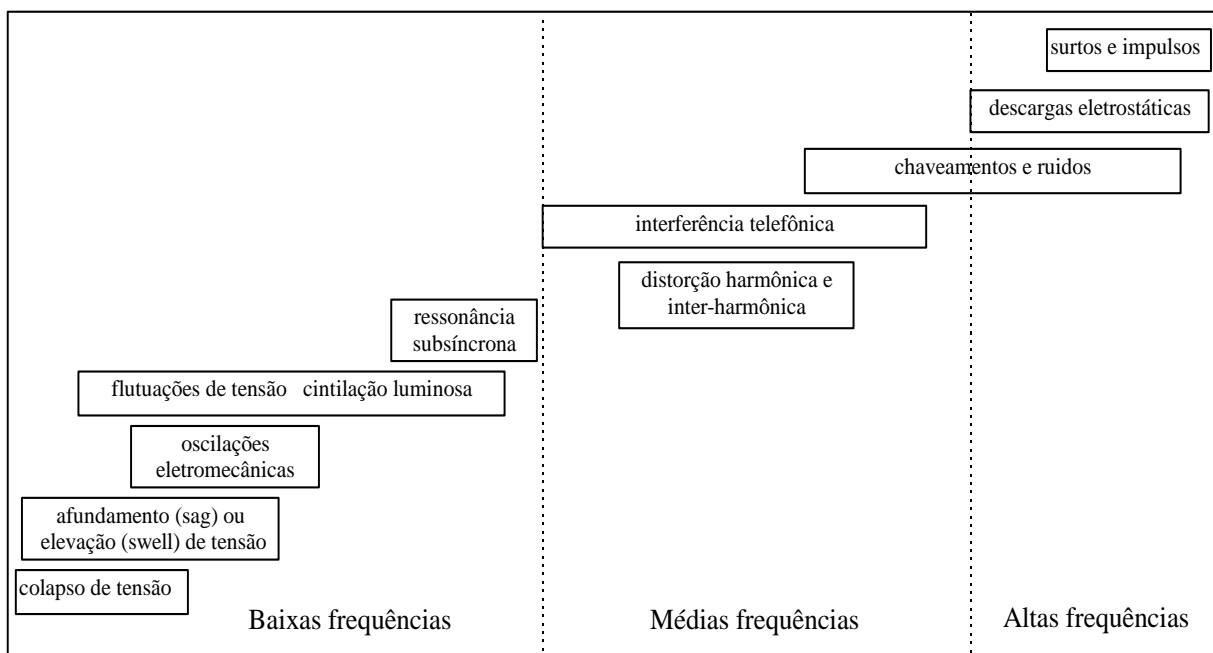


Figura 3.30 Distribuição dos distúrbios em função da frequência.

Tabela Resumo dos Eventos

Distúrbios	Causas	Efeitos
Afundamento da tensão	degrau de carga, curto-circuito	perda de potência, falha de operação
Cintilação luminosa	cargas variáveis	incômodo visual, estresse
Colapso da tensão	falta de suporte de reativos	perda de sincronismo, desligamentos
Descarga eletrostática	sobretensões	ruptura de isolantes, sobrecorrentes
Desequilíbrio de tensões	cargas desiguais, curto entre fases	sobretensão, sobrecorrente, vibração em máquinas
Elevação da tensão	redução da carga, excesso de reativos, curto desequilibrado	estresse de dielétrico, sobrecarga
Flutuação da tensão	cargas variáveis, oscilação de potência	cintilação, modulação de torque
Harmônicas	cargas não lineares, chaveamento, descontinuidades	ressonância, perdas adicionais, ruído, aquecimento, interferência telefônica
Impulso da tensão	descarga eletrostática	ruptura de dielétrico
Interferência eletromagnética	mau contato, chaveamento em alta frequência	aquecimento localizado, falha de sistemas digitais
Interferência telefônica	correntes harmônicas em linhas	ruído telefônico
Inter harmônicas	cargas não lineares variáveis	modulação harmônica, interferências
Interrupção momentânea	curto circuito momentâneo	falha de equipamentos sensíveis
Interrupção temporária	curto circuito temporário, atuação da proteção	perdas em processos produtivos
Interrupção permanente	manutenção programada, falha imprevista	parada de produção
Micro interrupção	curto circuito momentâneo	falha de equipamentos sensíveis
Modulação de amplitude	carga cíclica, ressonância	cintilação, oscilação de torque
Oscilação eletromecânica	desbalanço entre geração e carga	modulação da potência gerada, variação da frequência
Oscilação transitória	manobra de disjuntor, curto circuito	sobretensões, ressonâncias
Oscilação subtransitória	descontinuidade brusca em circuitos reativos	surtos de tensão
Recorte de comutação	curto circuito momentâneo devido a comutação de conversores eletrônicos	estresse de dielétricos, modulação harmônica, poluição sonora
Ressonância subsíncrona	compensação capacitiva série de linha	vibração mecânica entre turbina e gerador
Ruído	descargas e arcos elétricos, mau contato	interferências, falha de sistemas digitais
Sobretensão	curto desequilibrado, entrada de capacitor, redução de carga	ruptura de dielétricos, sobrecorrente, aumento de perdas, queima de aparelhos, redução da vida útil
Subtensão	curto circuito, partida de motores, falta de suporte reativo	sobrecorrente, falha na operação, desligamento
Surto de tensão	descarga eletrostática, curto circuito	ruptura de dielétrico, queima de equipamentos

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

-
- [1] CSPE "Qualidade do Fornecimento de Energia Elétrica - Indicadores, Padrões e Penalidades". Documento Preliminar para Discussão. Versão 2, Jul. 1997.
- [2] Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST, Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica, Revisão 7, válida a partir de 01/01/2016.
- [3] Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS. “Padrões de Desempenho da Rede Básica – Submódulo 2.2”, versão aprovada pelo Conselho Administrativo em outubro de 2000.
- [4] IEC 61000-1-1 “Application and interpretation of fundamental definitions and terms”. 1992.
- [5] IEEE Std 1250, *IEEE Guide for Identifying and Improving Voltage Quality in Power Systems*, 2011
- [6] CODI “Coleção Distribuição de Energia Elétrica”, Vol. 1 a 5. Editora Campus - Eletrobrás Rio de Janeiro, 1982.
- [7] Power Quality Indices and Objectives Final Draft WG Report for Approval Cigré C4.07/Cired. - Jan. 2004.