

UNIVERSIDADE TECNOLÓGICA FEDERAL DO PARANÁ
ENGENHARIA ELÉTRICA

GUILHERME BEZERRA ALVES

**ANÁLISE DE PERDA DE VIDA ÚTIL EM TRANSFORMADORES
ISOLADOS EM ÓLEO CAUSADA POR SOBRECORRENTE**

TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

CORNÉLIO PROCÓPIO
2018

GUILHERME BEZERRA ALVES

**ANÁLISE DE PERDA DE VIDA ÚTIL EM TRANSFORMADORES ISOLADOS EM
ÓLEO CAUSADA POR SOBRECORRENTE**

Trabalho de Conclusão de Curso de graduação, apresentado à disciplina Trabalho de Conclusão de Curso 2, do curso de Engenharia Elétrica da Universidade Tecnológica Federal do Paraná – UTFPR, como requisito parcial para a obtenção do título de Bacharel.

Orientador: Prof. Esp. Ulisses Pereira
Rosa Borges

CORNÉLIO PROCÓPIO
2018



Universidade Tecnológica Federal do Paraná
Campus Cornélio Procópio
Departamento Acadêmico de Elétrica
Curso de Engenharia Elétrica



FOLHA DE APROVAÇÃO

Guilherme Bezerra Alves

ANÁLISE DE PERDA DE VIDA ÚTIL EM TRANSFORMADORES ISOLADOS EM ÓLEO CAUSADA POR SOBRECORRENTE

Trabalho de conclusão de curso apresentado às 10:30hs do dia 08/11/2018 como requisito parcial para a obtenção do título de Engenheiro Eletricista no programa de Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Tecnológica Federal do Paraná. O candidato foi arguido pela Banca Avaliadora composta pelos professores abaixo assinados. Após deliberação, a Banca Avaliadora considerou o trabalho aprovado.

Prof(a). Esp. Ulisses Pereira Rosa Borges - Presidente (Orientador)

Prof(a). Dr(a). Gabriela Helena Bauab Shiguemoto - (Membro)

Prof(a). Esp. Carlos Alberto Paschoalino - (Membro)

Dedico este trabalho à minha família, amigos e aos professores.

AGRADECIMENTOS

Agradeço ao meu orientador Prof. Esp. Ulisses Pereira Rosa Borges, pela sabedoria com que me guiou nesta trajetória.

Aos meus colegas de sala.

A Secretaria do Curso, pela cooperação.

Gostaria de deixar registrado também, o meu reconhecimento à minha família, pois acredito que sem o apoio deles seria muito difícil vencer esse desafio.

Enfim, a todos os que por algum motivo contribuíram para a realização desta pesquisa.

“O segredo do sucesso é a constância do propósito.”
(Benjamin Disraeli, 1880).

RESUMO

ALVES, Guilherme Bezerra. **Análise de Perda de Vida Útil em Transformadores Isolados em Óleo Causada por Sobrecorrente**. 2018. 104 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação) – Engenharia Elétrica. Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Cornélio Procópio, 2018.

O transformador a óleo tem queda de sua vida útil quando há uma temperatura acima da elevação máxima. Sendo assim, primeiramente há um estudo sobre a termodinâmica do transformador, que inclui os limites de temperatura, à temperatura do enrolamento em função da sobrecorrente e o tempo necessário para se atingir uma temperatura que levará a aceleração da degradação do isolamento. O principal efeito da perda de vida útil é a deterioração do papel isolante, o que acaba por determinar o tempo de operação do equipamento. Uma das maneiras de evitar este dano é utilizando óleo vegetal como substituto ao mineral. Uma sobrecorrente pode ser causada por uma sobrecarga, um baixo fator de potência, excesso de harmônicos no sistema, uma subtensão ou pode ser produzida por uma combinação de defeitos. Sobretensões produzem descargas parciais que podem evoluir para a perda total do isolamento; a alta temperatura de um curto-circuito tem o mesmo efeito. Para evitar tais defeitos deve haver um sistema de proteção adequado, uma manutenção periódica, instalação de filtros, correção do fator de potência e instalação de um regulador de tensão. Deste modo, estará assegurado que o transformador tenha a uma maior vida útil.

Palavras-chave: Transformador. Sobrecorrente. Temperatura. Vida. Útil.

ABSTRACT

ALVES, Guilherme Bezerra. **Analyze Of Lost Of Life Useful In Oil Isolate In Transformers Caused By Overcurrent.** 2018. 104 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação) – Engenharia Elétrica. Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Cornélio Procópio, 2018.

The oil transformer has its useful life drop when there is a temperature above the maximum elevation. Thus, first there is a study on the thermodynamics of the transformer, which includes the temperature limits, the winding temperature as a function of the overcurrent and the time required to reach a temperature that will lead to acceleration of the degradation of the insulation. The main effect of the loss of useful life is the deterioration of the insulation paper, which ends up determining the operating time of the equipment. One way to avoid this damage is by using vegetable oil as a substitute for the mineral. An overcurrent can be caused by an overload, a low power factor, excessive harmonics in the system, undervoltage or can be produced by a combination of defects. Overvoltages produce partial discharges that may lead to total loss of insulation; the high temperature of a short circuit has the same effect. To avoid such defects there must be an adequate protection system, periodic maintenance, installation of filters, correction of power factor and installation of a voltage regulator. This will ensure that the transformer has a longer life.

Keywords: Transformer. Overcurrent. Temperature. Life. Useful.

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1 – Elevação da temperatura máxima devido à sobre potência.....	8
Gráfico 2 – Elevação da temperatura com o tempo.....	9
Gráfico 3 – Queda de vida útil em função da elevação da temperatura.....	15
Gráfico 4 – Vida útil em função da taxa de sobrecorrente.....	17
Gráfico 5 – Comportamento da corrente eficaz de um curto-circuito.....	19
Gráfico 6 – Elevação da temperatura durante um curto-circuito.....	21
Gráfico 7 – Exemplo de sinal distorcido pela presença de harmônicos.....	23
Gráfico 8 – Elevação da corrente de acordo com o conteúdo harmônico.....	25
Gráfico 9 – Elevação térmica devido à distorção harmônica.....	26
Gráfico 10 – Vida útil devido à distorção harmônica.....	27
Gráfico 11 – Elevação da potência aparente com o decréscimo do fator de potência.....	28
Gráfico 12 – Corrente real para diferentes distorções harmônicas.....	31
Gráfico 13 - Temperatura para diferentes distorções harmônicas.....	32
Gráfico 14 – Vida útil do transformador para diferentes distorções harmônicas.....	33
Gráfico 15 – Curva de demanda.....	38
Gráfico 16 – Curva de geração fotovoltaica.....	39
Gráfico 17 – Curva de geração fotovoltaica em corrente alternada.....	40
Gráfico 18 – Crescimento da demanda.....	45

LISTA DE ABREVIATURAS

Trafo	Transformador
fp	Fator de potência
DHT	Distorção harmônica total
DHTi	Distorção harmônica total da corrente
DHTv	Distorção harmônica total da tensão
pu	Por unidade
CC	Corrente contínua
CA	Corrente alternada

LISTA DE SIGLAS

NBR	Norma Brasileira
ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional

LISTA DE ACRÔNIMOS

IEC	International Electrotechnical Commission
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	1
1.1	Delimitação do tema	1
1.2	Problemas e premissas	2
1.3	Objetivos	2
2	TEMPERATURA E REFRIGERAÇÃO	3
3	DANOS CAUSADOS POR SOBRECORRENTE	11
3.1	Perda de vida útil	11
3.1.1	Óleo isolante	13
3.1.2	Sobrecarga	14
3.1.3	Variação de tensão e sistema desequilibrado	16
3.1.4	Corrente de curto-circuito	18
3.1.5	Harmônicos	21
3.1.6	Fator de potência	27
3.2	Perda de vida útil combinada	29
3.3	Elevação das perdas	33
4	READEQUAÇÃO E CONFIABILIDADE	37
4.1	Redução da corrente elétrica no transformador	37
4.1.1	Fator de carga	37
4.1.2	Geração própria de energia	39
4.1.3	Correção do fator de potência	40
4.2	Regulador de tensão e tap	42
4.3	Previsão de carga em função do crescimento da empresa	43
4.4	Filtros ativos e passivos	45
4.5	Proteção e manutenção	48
4.5.1	Relés de proteção	49
4.5.2	Manutenção e análise do óleo	52
5	CONSIDERAÇÕES FINAIS	56
	REFERÊNCIAS	57
	APÊNDICE A – Programas desenvolvidos no MATLAB	65

1 INTRODUÇÃO

Neste trabalho haverá um estudo da vida útil de um transformador de 300 kVA de uma planta industrial, que estará sendo submetido a um acréscimo de cargas devido a ampliação das atividades de produção desta planta.

Este acréscimo de cargas acarretará no crescimento da demanda elétrica ativa e reativa. O comportamento desta demanda apresentará picos de utilização, ocorrendo sobrecorrentes devido às sobrecargas, com conseqüente diminuição da vida útil do transformador.

Além das análises de sobrecargas no transformador, também foram feitos estudos sobre a troca de calor, isolantes, variação de tensão, desequilíbrio de corrente e curto-circuito, avaliando a elevação de temperatura e conseqüentes defeitos internos.

Complementando a análise, serão consideradas as elevações de corrente elétrica no sistema provocado por correntes harmônicas e consumo de energia reativa excedente.

1.1 Delimitação do tema

A perda de vida útil de um transformador é um importante parâmetro a ser analisado. Nos capítulos subsequentes analisaremos os fatores que levam a essa perda e possíveis soluções que mitigarão este defeito.

1.2 Problemas e premissas

Excedendo a potência nominal, o transformador passa a apresentar defeitos que podem ocasionar falhas ao sistema, as quais geram paradas dos equipamentos fabris e setor administrativo, provocando prejuízos financeiros e stress.

O transformador trabalhando em regime de sobrecorrente causará um aumento em sua temperatura e nas perdas. O incremento da temperatura provoca redução de sua vida útil, pois danificará o material isolante.

1.3 Objetivos

Analisar a perda de vida útil para diferentes causadores: inadequação do fator de potência, harmônicos, curto-circuito, variação de tensão, desequilíbrio de fase e sobrecarga. Verificar o custo sobressalente de um sistema inadequado e apresentar as possíveis soluções que evitarão ou contiveram a elevação de temperatura, o envelhecimento do isolamento e o risco de falha.

2 TEMPERATURA E REFRIGERAÇÃO

A temperatura interna de um transformador tem consonância com sua durabilidade, segurança e confiabilidade. Mesmo que o transformador esteja trabalhando abaixo da sua capacidade nominal, a temperatura danificará as partes isolantes do equipamento.

Sempre que ultrapassar a temperatura nominal, haverá aceleração na deterioração das suas partes isolantes, o que caracteriza a perda de vida útil. Para evitar que o isolamento sobre aqueça, o equipamento possui aspectos construtivos que visam elevar a taxa de transferência de calor.

De acordo com a linha de pesquisa de Incropera (2011, p. 2) a transferência de energia térmica ocorre sempre que houver diferença de temperatura em um meio.

Existem três formas de transferência de calor: por condução, que ocorre entre sólidos e fluidos majoritariamente estacionários; por convecção, com fluidos em movimento, e por radiação, a qual emite energia por ondas eletromagnéticas.

Com o intuito de elevar o fluxo térmico, os fabricantes de transformadores adicionam radiadores aletados para ampliar a área superficial e escolhem materiais de alta condutividade térmica.

O óleo mineral, além de isolante, é utilizado para arrefecimento, acelerando a mudança de temperatura. Este pode ter circulação natural, com a temperatura mais alta na parte superior e a menor na parte inferior, ou com um fluxo dirigido aos enrolamentos com o auxílio de uma bomba (possui maior eficácia).

Outro método amplamente utilizado para a refrigeração é o de convecção forçada, o qual aumentará o coeficiente de transferência de calor por convecção, e reduzirá a temperatura da máquina.

Segundo a NBR 5356-2 (ABNT, 2007, p. 6) o resfriamento do transformador depende do meio externo, seja ar ambiente ou água de resfriamento e do ponto de combustão do óleo mineral ou líquido dielétrico.

As características da vizinhança e do transformador são oportunamente simplificadas através de um circuito térmico equivalente, assemelhando a um circuito elétrico. A Figura (1) apresenta o circuito térmico equivalente para um transformador trifásico. A capacidade térmica do transformador existe devido ao dielétrico (isolamento) entre as fases e entre fase e estrutura.

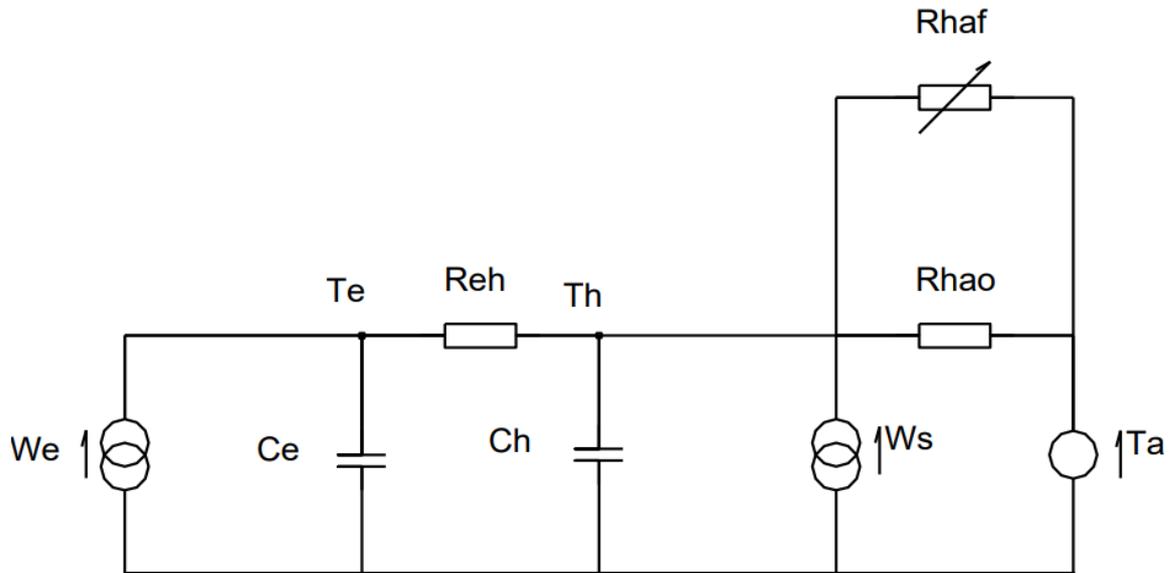


Figura 1 – Circuito térmico equivalente

Fonte: Adaptado de Ferraz apud Lopes e Martinez (2016, p.3).

C_e = Capacidade térmica do transformador.

C_h = Capacidade térmica do ambiente adjacente.

R_{eh} = Resistência térmica do equipamento.

R_{hao} = Resistência térmica do ambiente adjacente ao armazenamento.

R_{haf} = Resistência térmica convectiva.

T_e = Temperatura do equipamento.

T_h = Temperatura do local de armazenamento.

T_a = Temperatura ambiente.

W_e = Potência elétrica dissipada.

W_s = Calor inserido da radiação solar.

Com base na potência nominal do transformador, a potência que está sendo consumida, as perdas a vazio e em curto determina-se a com a equação a seguir, à temperatura máxima dos enrolamentos do transformador em regime permanente (MARTINEZ, 2015, p. 43). Sendo RTH a soma das resistências térmicas, que é calculada conhecendo um valor instantâneo para das demais variáveis.

$$T_{m\acute{a}x} = T_{amb} + RTH * \left(W_o + W_{cc} * \left(\frac{ST}{S_{nom}} \right)^2 \right) \quad (1)$$

Esta pode ser reescrita para se calcular a temperatura com base na corrente elétrica, podendo ser a do lado de alta ou o do lado de baixa da máquina.

$$T_{m\acute{a}x} = T_{amb} + RTH * \left(W_o + W_{cc} * \left(\frac{IT}{I_{nom}} \right)^2 \right) \quad (2)$$

As equações (1) e (2) podem ser substituídas pelas equações (3) e (4) que consideram os valores em por unidade:

$$T_{m\acute{a}x} = T_{amb} + RTH * (W_o + W_{cc} * (S_{pu})^2) \quad (3)$$

Ou

$$T_{m\acute{a}x} = T_{amb} + RTH * (W_o + W_{cc} * (I_{pu})^2) \quad (4)$$

$T_{m\acute{a}x}$ = Temperatura máxima;

T_{amb} = Temperatura ambiente [°C].

W_o = Perdas a vazio [W].

W_{cc} = Perdas com carga nominal [W].

ST = Potência consumida [W].

S_{nom} = Potência nominal [W].

I_T = Corrente consumida [A].

I_{nom} = Corrente nominal [A].

R_{TH} = Resistência térmica equivalente [$^{\circ}C/W$].

S_{pu} = Valor da potência [pu].

I_{pu} = Valor da corrente [pu].

A NBR 5356-2 (ABNT, 2007, p. 8) estabelece que para um transformador sem fluxo de óleo dirigido o limite de temperatura dos enrolamentos é de $95^{\circ}C$, com fluxo de óleo a temperatura é de $100^{\circ}C$ e o limite de temperatura do ponto mais quente é de $105^{\circ}C$ dependendo do material isolante.

Também é estabelecido que o limite de elevação da temperatura do topo do óleo, acima da temperatura ambiente, é de $50^{\circ}C$; o limite de aumento da temperatura média dos enrolamentos, acima da temperatura ambiente, é de $55^{\circ}C$ e o limite de elevação de temperatura do ponto mais quente dos enrolamentos é de $65^{\circ}C$. Estes limites se relacionam com a capacidade de refrigerar o transformador, evitando que ele sobreaqueça.

Há ainda o transformador que possui $65^{\circ}C$ de limite de ascensão da temperatura média dos enrolamentos e o limite de temperatura dos enrolamentos é de $110^{\circ}C$. Para ambos os modelos, sempre que a temperatura limite for ultrapassada, haverá aceleração na deterioração do isolamento.

De acordo com a norma NBR 5356-2 (ABNT, 2007, p. 9) a temperatura externa não deve ultrapassar $40^{\circ}C$ e a temperatura média diária deve ser inferior a $30^{\circ}C$; para uma temperatura ambiente entre $40^{\circ}C$ e menor que $50^{\circ}C$, o limite de elevação de temperatura da máquina deve ser reduzido.

Caso a temperatura ambiente seja elevada o trafo deve ser instalado em outro local, entrar em contato com o fabricante ou a temperatura externa deverá ser reduzida, por exemplo através de um ar-condicionado.

Ademais, se o transformador for instalado a uma altitude superior a 1000 metros em relação ao nível do mar, para cada 400 metros a cima, a temperatura limite deve ser reduzida em $1^{\circ}C$ como determinado pela NBR 5356-2 (ABNT, 2007, p. 9).

Para um transformador refrigerado com óleo isolante mineral, considerando ausência de transferência de calor por convecção externa e por convecção interna forçada, temperatura ambiente de 40°C, altitude inferior a 1000 metros; a taxa de dano à isolação se amplia a partir de 95°C no enrolamento.



Figura 2 – Transformadores de 300 kVA
Fonte: Indústria eletrotécnica Breda (2018).

A elevação da temperatura máxima em função da potência consumida foi simulada com o software Matlab e é apresentada no gráfico a seguir. Com o programa estando presente no Apêndice A.1.

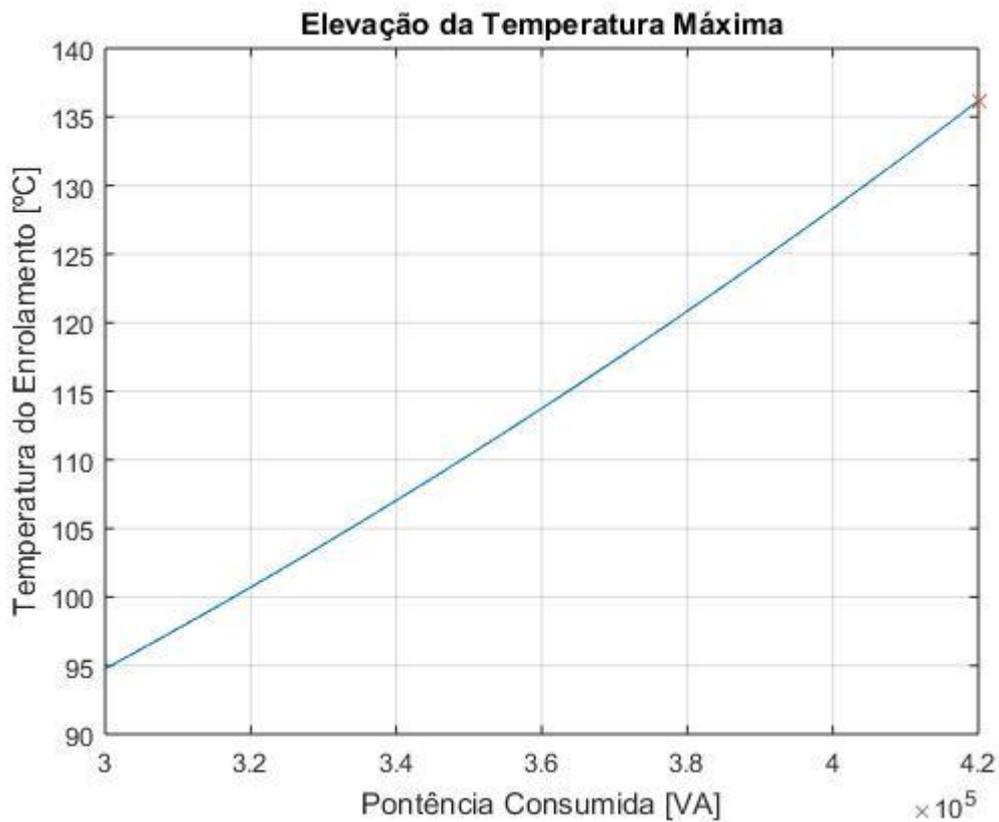


Gráfico 1 – Elevação da temperatura máxima devido à sobre potência
Fonte: Autoria Própria.

Martinez (2015, p. 45) aponta que por meio da simplificação do circuito térmico e utilizando a transformada inversa de Laplace, considerando o período transitório da energia térmica, se deduz a equação (5), a qual relaciona o valor instantâneo da temperatura com o tempo.

$$T(t) = \Delta T * \left(1 - e^{\frac{-t}{CTH * RTH}} \right) \quad (5)$$

CTH= Capacidade térmica equivalente [sW/°C].

RTH= Resistência térmica equivalente [°C/W].

ΔT = Temperatura máxima subtraída da temperatura ambiente [°C].

t= Tempo [s].

A equação acima pode ser reescrita isolando-se a variável tempo. A mesma estima o tempo que a máquina levará para atingir uma temperatura que passe a danificar seu isolamento. Quanto maior a sobrecorrente, mais rápido será o carregamento.

$$t = -(CTH * RTH) * \ln * \left(1 - \frac{\Delta T}{RTH * \left(W_o + W_{cc} * \left(\frac{IT}{I_{nom}} \right)^2 \right)} \right) \quad (6)$$

O Gráfico (2) apresenta a simulação para a elevação de temperatura com o tempo. Conforme os parâmetros externos variam, a duração e o calor mudaram. Com o programa presente no Apêndice A.2.

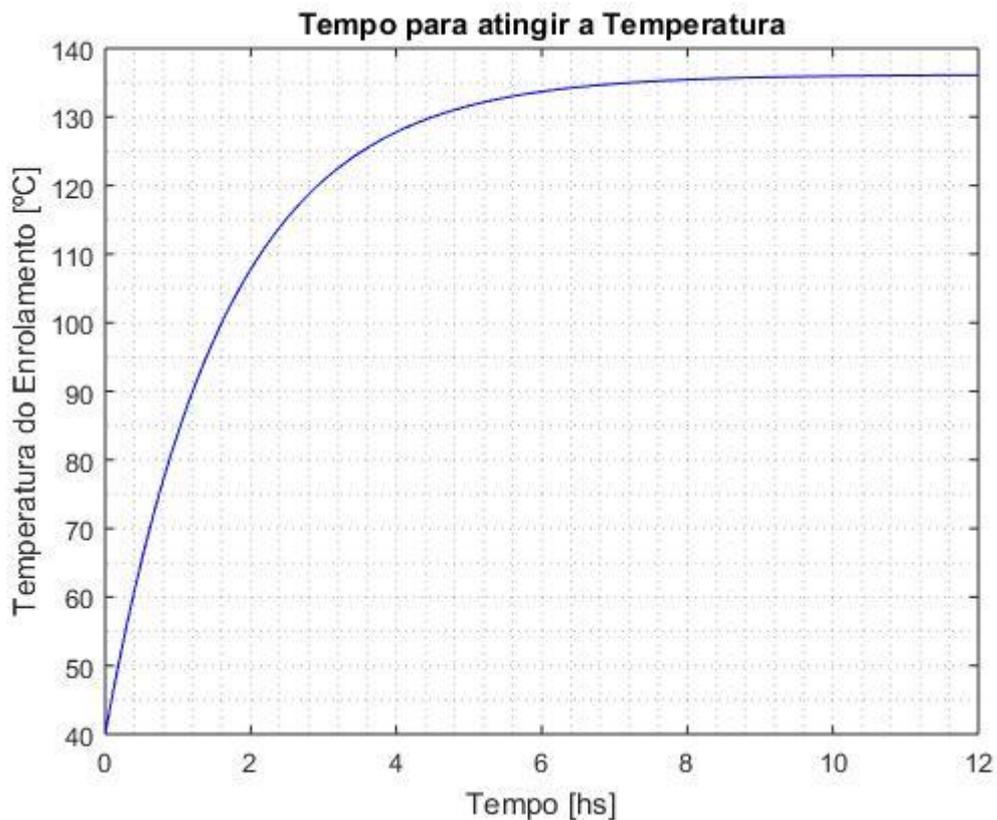


Gráfico 2 – Elevação da temperatura com o tempo

Fonte: Autoria Própria.

Partindo da temperatura de 40°C e com 1,4 pu de sobrecorrente, a celeridade da degradação aumentaria em cerca de 85 minutos.

3 DANOS CAUSADOS POR SOBRECORRENTE

A sobrecorrente em um transformador causa uma elevação na sua temperatura interna. Caso a temperatura exceda os valores de projeto, haverá dano ao isolamento do transformador, acarretando na redução de sua vida útil. Ademais, haverá um aumento de suas perdas e consequente queda de rendimento. Este capítulo além de descrever estes fenômenos, detalhará os principais originadores da perda de vida útil.

3.1 Perda de vida útil

O tempo de operação de um transformador está ligado a corrente de operação e a temperatura, quando se excede o valor nominal haverá degradação do isolamento, em especial o papel, resina, vernizes e o óleo de sua parte interna, podendo causar uma falha que poderia levar a perda do transformador e outros equipamentos conectados ao circuito caso a proteção não atue.

De acordo com Ortiz (2016, p. 1) o óleo e outras partes do transformador podem ser substituídos ao longo de sua vida útil, porém o custo para uma reforma no isolamento é elevado e nem sempre viável, o que acaba por determinar o período de utilização da máquina.

A figura a seguir mostra a parte interna de um transformador recém-fabricado.



Figura 3 – Parte interna de um transformador a óleo
Fonte: Seminar Paper (2018).

Com o intuito de ampliar a vida útil do transformador, deve-se trabalhar sempre dentro potência nominal, manter boas condições de serviço e se necessário fazer uso da ventilação forçada.

Haverá deterioração natural na isolação mesmo que o transformador trabalhe abaixo da sua capacidade nominal, porém quando há sobrecorrente a perda de vida útil é maior. Martins (2009) descreve que os processos de degradação da celulose do papel e do óleo interagem entre si e tendem a ampliar a velocidade de dano à isolação. Esta é a principal causa de falhas em transformadores.

Uma ascensão da temperatura de 6°C a 8°C em transformadores a óleo reduzirá pela metade a vida útil restante.

3.1.1 Óleo isolante

Antigamente o óleo de Ascarel era utilizado por resistir a altas temperaturas e ser um ótimo dielétrico, todavia devido a sua toxicidade e a contaminações ambientais, foi proibido de ser utilizado. Após, o óleo mineral (proveniente do refino de petróleo) passou a ser o mais utilizado por suas características e custo.

Atualmente há também o óleo vegetal, como o éster, o qual é orgânico e biodegradável, além de possuir uma alta resistência térmica. Possui também as vantagens de se degradarem em menor velocidade que o óleo mineral, além de ser facilmente filtrado, reciclado e descartado (TREETECH, 2018).

A imagem abaixo mostra a evolução da degradação do papel quando mergulhado em óleo éster e óleo mineral, o ensaio foi realizado em um transformador projetado que resisti a 65°C de elevação de temperatura.



Figura 4 – Degradação do papel

Fonte: Waukesha Transformers (2013, p.20).

Nota-se que o óleo de éster tem uma capacidade de resistir à elevação térmica maior. Segundo o estudo da Cargill Bioindustrial (2012, p. 2) o éster permite trabalhar em até 20°C a mais de ascensão da temperatura, tendo a mesma vida útil,

sem modificar o papel (para transformadores com 65°C de elevação), o que em condições normais de operação elevará a vida útil do equipamento.

Um dos motivos que permite uma elevação de temperatura maior é a capacidade do óleo vegetal de acomodar maior quantidade de água do que o óleo mineral. Quanto este elemento está em contato com o papel ele catalisa a degradação (TREETECH, 2018). Todavia o custo do óleo vegetal é maior.

O transcurso deteriorante depende no nível de oxigenação e hidrólise internas ao trafo, da temperatura e do tempo; uma manutenção adequada minimiza os dois primeiros citados. A ação combinada destes faz com que o óleo perca as suas características dielétricas, além de produzir diferentes gases e elevar a presença de bolhas no óleo. (WAUKESHA TRANSFORMERS, 2013).

Nos subcapítulos subsequentes serão discutidas as principais fontes de sobrecorrentes e o seus efeitos.

3.1.2 Sobrecarga

O excesso de carga em transformador fará com que um fluxo de corrente acima do valor nominal circule através dos enrolamentos de média e de baixa tensão. Com está sobrecorrente acarretará na elevação da temperatura interna e ao consequente dano ao isolamento.

Está deterioração varia com as perdas na máquina, corrente aplicada e com a classe de temperatura dos materiais isolantes, classificada pela NBR-7034 (ABNT, 1981, p. 1).

De posse da máxima temperatura é possível através de (7) determinar a perda de vida útil do equipamento (FITZGERALD, 2008, p. 633).

$$VIDA = A * e^{\frac{B}{T}} \quad (7)$$

Como A e B são constantes, sendo B um valor fixo e A variando com os parâmetros do isolamento e troca de calor de cada transformador. Reescreveremos a equação (7), inserindo valores para um transformador com limite de elevação de temperatura de 55°C, com óleo isolante mineral (COPEL, 2002, p. 1). Chega-se à equação (8) para a porcentagem de vida que o transformador terá em relação à vida máxima.

$$VIDA = 2,00 * 10^{-18} e^{\left(\frac{15000}{T+273}\right)} \quad (8)$$

VIDA= vida útil do transformador [pu].

T= temperatura do enrolamento [°C].

O gráfico a seguir demonstra o comportamento da perda de vida útil do transformador para cada temperatura. Com o programa presente no Apêndice A.1.

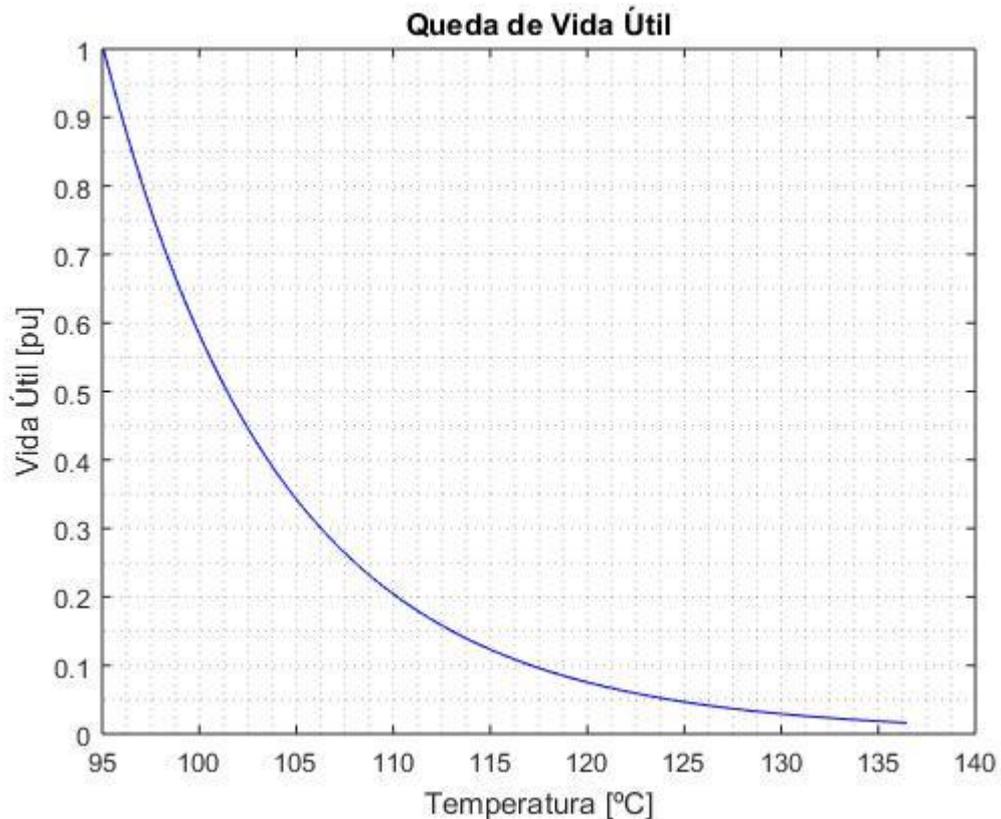


Gráfico 3 – Queda de vida útil em função da elevação da temperatura**Fonte: Autoria Própria.**

Uma elevação de menos de 5°C acarretará em 40% de perda de vida, 6°C em metade do tempo de operação e 15°C levará cerca de 80% de perda de vida útil pela degradação térmica.

3.1.3 Variação de tensão e sistema desequilibrado

Conforme se eleva a distância entre a subestação da concessionária e o consumidor, sucede-se uma queda da tensão, devido à impedância dos cabos. Para corrigir o decréscimo de tensão os transformadores possuem tap, que se estiver mal ajustado, acarretará em uma sobretensão ou em uma subtensão. A variação também pode vir da rede da concessionária.

Demais causas comuns para uma variação de tensão de longa duração são: acoplamento de um banco capacitivo, carregamento excessivo e entrada de grandes cargas, provocando subtensões. A retirada destes equipamentos pode provocar sobretensões.

Paulilo e Teixeira (2018, p. 39) apontam que quando um transformador é submetido a sucessivas sobretensões terá uma redução de sua vida útil.

Isto ocorre principalmente pela ocorrência de descargas parciais, que são descargas elétricas localizadas e de pequena intensidade, que não rompem a isolamento por completo, mas produzem um caminho na isolamento sem unir duas extremidades (IEC, 2012).

Também podem ocorrer falhas de operação em relés, além de o reativo fornecido pelo banco capacitivo (não automático) aumentar com o quadrado da tensão aplicada.

Uma sobretensão de grande magnitude e/ou a evolução de um dano causado por uma descarga parcial, podem exaurir o isolamento provocando um arco

voltaico interno ao transformador, o qual produziria gases aumentando a pressão interna, podendo levar a perda e/ou explosão do transformador.

De acordo com Cabral (2018) durante uma explosão, o óleo mineral se inflamaria em contato com o ar, ao contrário do óleo vegetal que não propaga facilmente a chama.

Já subtensões acarretam em um aumento de corrente para manter o abastecimento a carga. Deste modo, além de grandes cargas terem um elevado consumo, estas ainda podem causar subtensões, o que elevaria ainda mais a corrente elétrica.

A perda de vida útil em função da sobrecorrente em um transformador a óleo pode ser analisada pelo gráfico a seguir. Com o programa presente no Apêndice A.1.

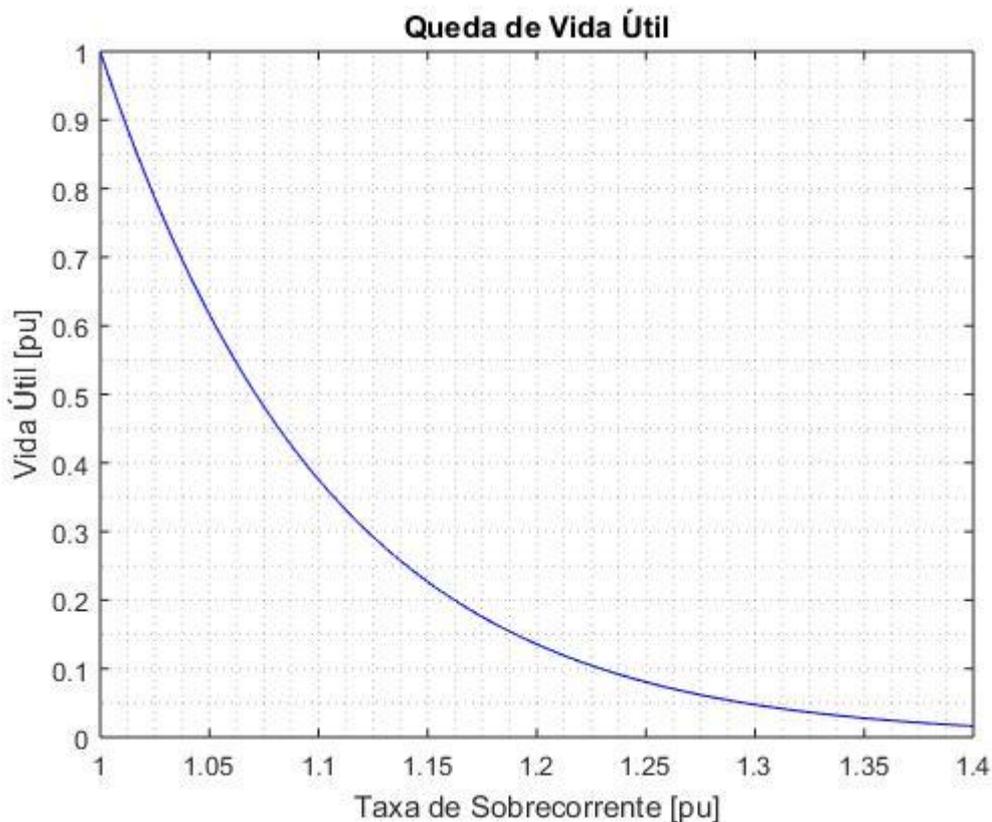


Gráfico 4 – Vida útil em função da taxa de sobrecorrente

Fonte: Autoria Própria.

Outro fator que pode levar a sobrecorrente em um transformador é o desequilíbrio entre as correntes, seja no módulo, na fase ou em ambos.

Caso haja diferentes impedâncias nos condutores e um desbalanço nas cargas instaladas em cada fase, as correntes podem ser diferentes. Este desbalanço também faz com que surja uma corrente no neutro.

De acordo com o estabelecido pelo módulo oito do Prodist (ANEEL, 2018, p. 17) o desequilíbrio da média tensão não deve ser maior que 3,0%. Caso a desproporcionalidade seja excessiva, uma sobrecorrente em uma ou mais fases do transformador, aumentará as perdas e comprometerá a sua vida útil.

3.1.4 Corrente de curto-circuito

O dano causado ao isolamento pode acarretar em um curto-circuito interno no transformador. Esta falta causaria um grande esforço mecânico e aumento da temperatura. Devido a isto as faltas devem ser do menor tempo possível para que não haja um grande dano ao transformador.

A NBR 5356-5 (ABNT, 2007) estabelece que uma corrente de curto-circuito nunca deva ser superior a 25 pu, não devem durar mais do que dois segundos, e a temperatura não deve ultrapassar 200°C para os enrolamentos feitos com alumínio e 250°C para enrolamentos feitos com cobre.

Se o sistema de proteção falhar, o transformador pode sofrer um grave dano, a ponto de ser inviável a sua recuperação.

Os curtos trifásicos representam apenas 5% das ocorrências, os bifásicos 15%, bifásico-terra 10% e o mais comum é o de monofásico, com 70% das ocorrências. A ruptura do isolamento é a causa mais comum de um curto-circuito e a que provoca maiores danos (SATO; FREITAS, 2015, p. 67).

A corrente de curto-circuito tem uma característica inicialmente assimétrica, a qual decresce para um valor constante. Com o programa presente no Apêndice A.3.

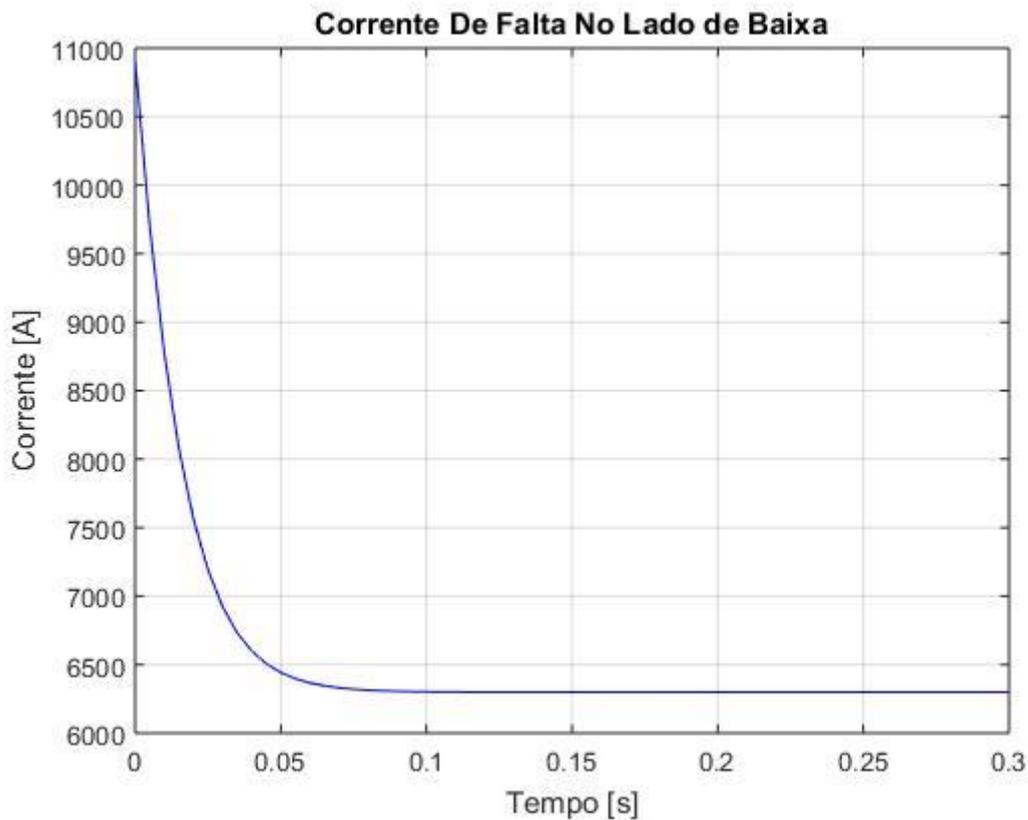


Gráfico 5 – Comportamento da corrente eficaz de um curto-circuito

Fonte: A autoria Própria.

Além dos danos elétricos, os esforços mecânicos nos enrolamentos danificam o transformador e podem inclusive gerar um curto-circuito adicional. É buscando minimizar o esforço mecânico, que os enrolamentos tem a forma de cilindros de base circular, muitos fabricantes constroem núcleos de seção circular, para distribuir igualmente os esforços em caso de falta. (WERLICH et al., 2018). Na Figura (6) no capítulo 3.3, há um núcleo com o formato descrito.

No transformador de 800 kVA sequente, as avarias na isolação que ocorreram durante a vida útil, resultaram em um curto-circuito entre as voltas do enrolamento e na sua retirada de serviço. (Félix et al, 2016, p. 2).



Figura 5 – Curto-circuito causado por dano ao isolamento
Fonte: Felix (2016, p.2).

Caso ocorra uma falta, o transformador terá uma redução de sua durabilidade e uma elevação de sua temperatura de acordo com a duração da falta, a equação abaixo mostra esta relação e é válida para até 10 segundos. (ABNT NBR 5356-5, 2007, p. 12).

$$T = T_i + \frac{2 * (T_i + C1)}{\left(\frac{C2}{\left(\frac{I_{cc}}{A}\right)^2} - 1 \right)} \quad (9)$$

T=temperatura média [°C].

T_i= temperatura do transformador [°C].

C1= constante com valor 235 para cobre e 225 para alumínio.

C2= constante com valor 106000 para cobre e 45700 para alumínio.

t= tempo do curto circuito [s].

A= área do condutor [mm²].

I_{cc}= corrente de curto [A].

O crescimento da temperatura média pode ser vista no gráfico a seguir. Em poucos segundos a temperatura se eleva vários graus, uma elevação consideravelmente veloz comparada ao carregamento simulado no capítulo 2.

Para a simulação, considerou-se uma falta de 8 pu no secundário do transformador, e a seção do condutor de alumínio é de 150mm², obtida pela norma de fornecimento em tensão primária da Copel (NTC 903100, 2018, p. 54). O programa está no Apêndice A.3.

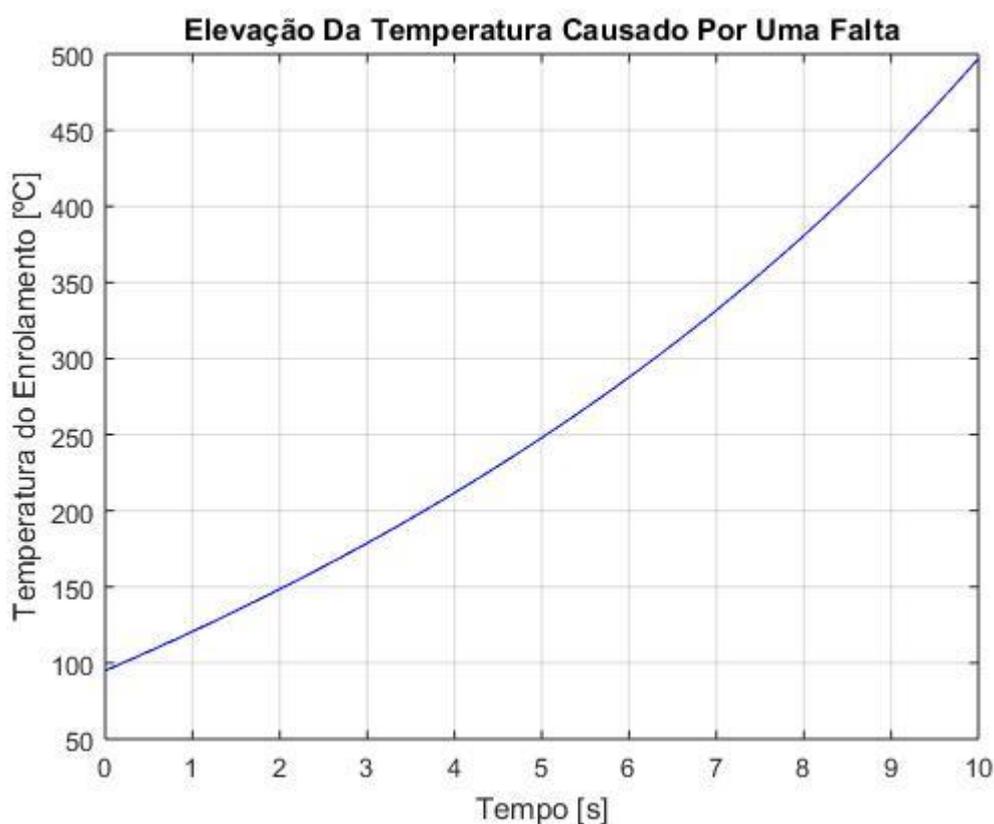


Gráfico 6 – Elevação da temperatura durante um curto-circuito

Fonte: Autoria Própria.

3.1.5 Harmônicos

Os harmônicos na tensão e corrente são ondas adicionais, as quais possuem uma frequência diferente da fundamental. A soma do conteúdo harmônico com o sinal ativo resulta em um sinal distorcido.

Estas correntes harmônicas podem causar falhas em equipamentos, má operação de dispositivos de proteção e gera interferências. Além de causar em transformadores (PAULILO; TEIXEIRA, 2013, p. 35-40):

- Aumento das perdas nos enrolamentos;
- Elevação das perdas por correntes de Foucault;
- Acréscimo das perdas por histerese;
- Gera risco de ressonância entre os enrolamentos e capacitores no circuito;
- Causa pequenas vibrações do núcleo;
- Acelera a saturação;
- Causa sobretensões;
- Causa sobrecorrentes;
- Ascensão da temperatura;
- E a conseqüente diminuição da vida útil.

A norma padrão IEEE 1459-2010 descreve que a partir da década de 60, foram instalados dispositivos que produzem correntes e tensões harmônicas, tais como (IEEE, 2010, p. 6):

Equipamentos de eletrônica de potência, como unidades de velocidade ajustáveis, retificadores controlados, conversores cíclicos, lâmpadas fluorescentes, fornos de arco e de indução, e grupos de computadores pessoais, estes representam grandes cargas não lineares e paramétricas proliferando entre clientes industriais e comerciais. Essas cargas têm o potencial de criar uma série de distúrbios para o utilitário e o equipamento do usuário final.

Além destes equipamentos não lineares, o transformador também gera harmônicos. Devido à histerese do núcleo e sua não linearidade.

Esta distorção terá a maior magnitude quando o sistema estiver levemente carregado e a tensão mais alta. Porém quando estiver trabalhando com

corrente nominal, a corrente magnetizante representará apenas 1-2% da nominal, não causando grandes danos (ARRILLAGA; WATSON, 2004, p. 62-65).

Se o núcleo saturar haverá a produção de harmônicos ímpares; este tipo de harmônico é o mais comum nos sistemas elétricos. Os transformadores também produzem harmônicos durante sua energização, devido a corrente de magnetização dos transformadores atingirem de 8 a 25 pu, durante este período surgem picos de densidade de fluxo, os quais causam uma grande saturação no núcleo.

A ligação delta auxilia na atenuação do terceiro harmônico e as componentes múltiplas de três em sistemas balanceados (ARRILLAGA; WATSON, 2004, p. 153).

Abaixo está um exemplo de uma onda com uma alta taxa de harmônicos. Com o programa presente no Apêndice A.4.

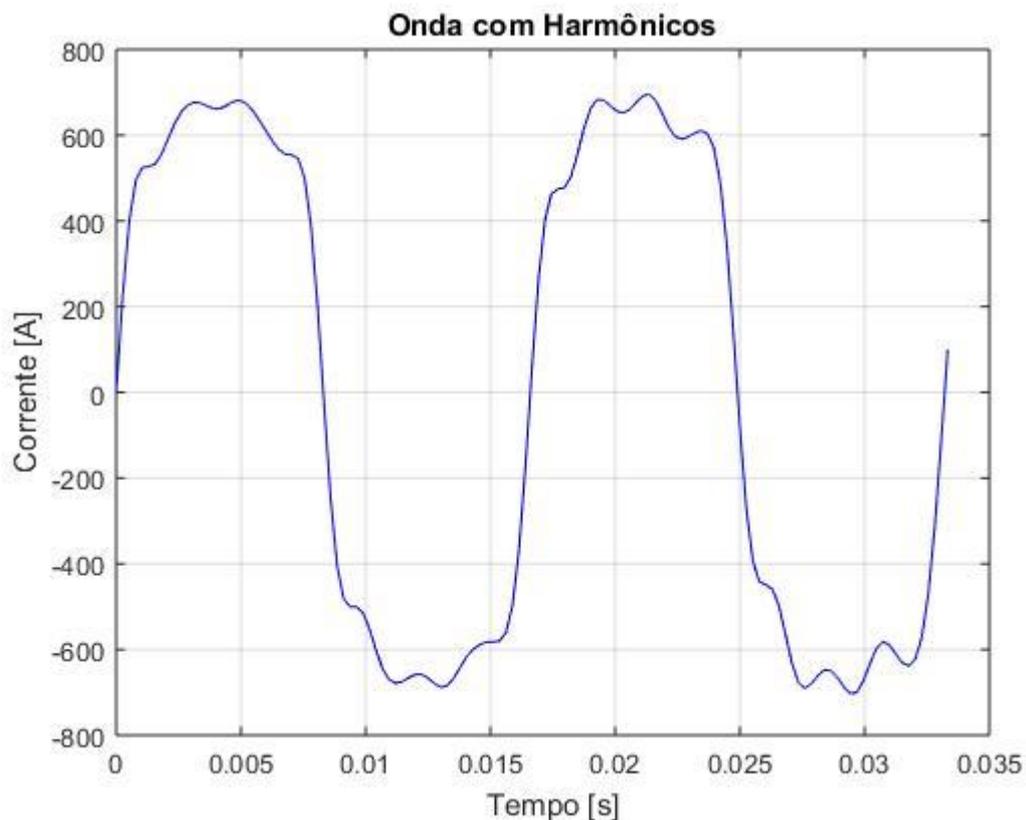


Gráfico 7 – Exemplo de sinal distorcido pela presença de harmônicos

Fonte: Autoria Própria.

A NBR-5356-1, visando evitar a elevação da temperatura do transformador, estabelece que a distorção harmônica da corrente do secundário não deve ser superior a 5% (ABNT, 2007, p. 21).

Em um sistema elétrico podem existir distorção harmônica na corrente (DHT_i) e distorção harmônica na tensão (DHT_v). Sendo que a DHT_i depende da carga e a DHT_v varia com a impedância equivalente; caso a carga não linear seja posta em outra parte do circuito, a DHT_v terá outra magnitude (PAULILO; TEIXEIRA, 2013, p. 36).

Os medidores usuais são projetados para medir grandezas na frequência fundamental, sem distorção, aferindo magnitudes inferiores ao real. Para tal, deve-se utilizar o medidor de qualidade de energia que indicam o valor eficaz verdadeiro.

Pela equação sequente, calcula-se a distorção harmônica da corrente (IEEE 1459-2010, 2010, p. 20-21):

$$DHT_i = \sqrt{\frac{I_1^2 + I_0^2 + \sum_{h \neq 1}^{\infty} I_h^2}{I_1^2}} - 1 \quad (10)$$

DHT_i= Distorção harmônica total da corrente [pu].

I₁= Corrente fundamental [A].

I_h= Correntes harmônicas [A].

I₀= Parcela da corrente contínua [A].

A partir da equação acima, pode-se deduzir a fórmula sequente, a qual calcula o valor eficaz real da onda distorcida (DUGAN et al., 2002, P.181):

$$I_{rmsv} = \sqrt{I_1^2 + I_0^2 + \sum_{h \neq 1}^{\infty} I_h^2} = I_1 \sqrt{1 + (DHT_i^2)} \quad (11)$$

I_{rmsv}= Corrente eficaz verdadeira [A].

No gráfico a seguir está a elevação da corrente elétrica de acordo com a taxa de distorção harmônica. Com o programa presente no Apêndice A.4.

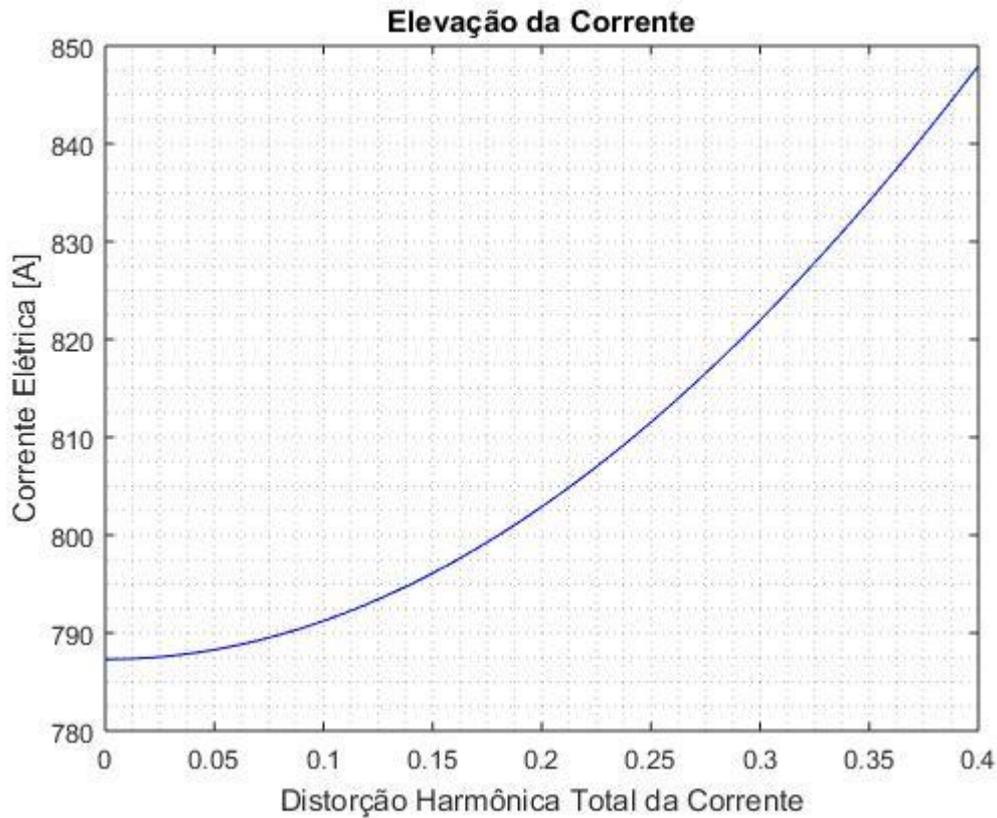


Gráfico 8 – Elevação da corrente de acordo com o conteúdo harmônico
Fonte: Autoria Própria.

Transformadores do tipo seco podem ser construídos com base no fator k , que garante o funcionamento do transformador, para um nível de não linearidade das cargas.

Estes transformadores são construídos com capacidade térmica adicional e visam reduzir os danos causados por harmônicos. Uma alternativa semelhante para classificar a tolerância a harmônicos é através do fator de perda harmônica.

Porém, transformadores a óleo não possuem esta diferenciação construtiva e apenas podem trabalhar com uma carga menor para que não tenham avarias, já que este modelo é projetado para trabalhar na frequência fundamental com uma variação mínima.

A elevação térmica para um transformador a óleo, está associada a corrente eficaz verdadeira, o aumento das correntes de Foucault e ao aumento das perdas pela histerese do núcleo.

O ascensão da temperatura produzido pela presença de harmônicos, deconsiderando o acréscimo de perdas no núcleo, é apresentada no gráfico abaixo. Com o programa presente no Apêndice A.4.

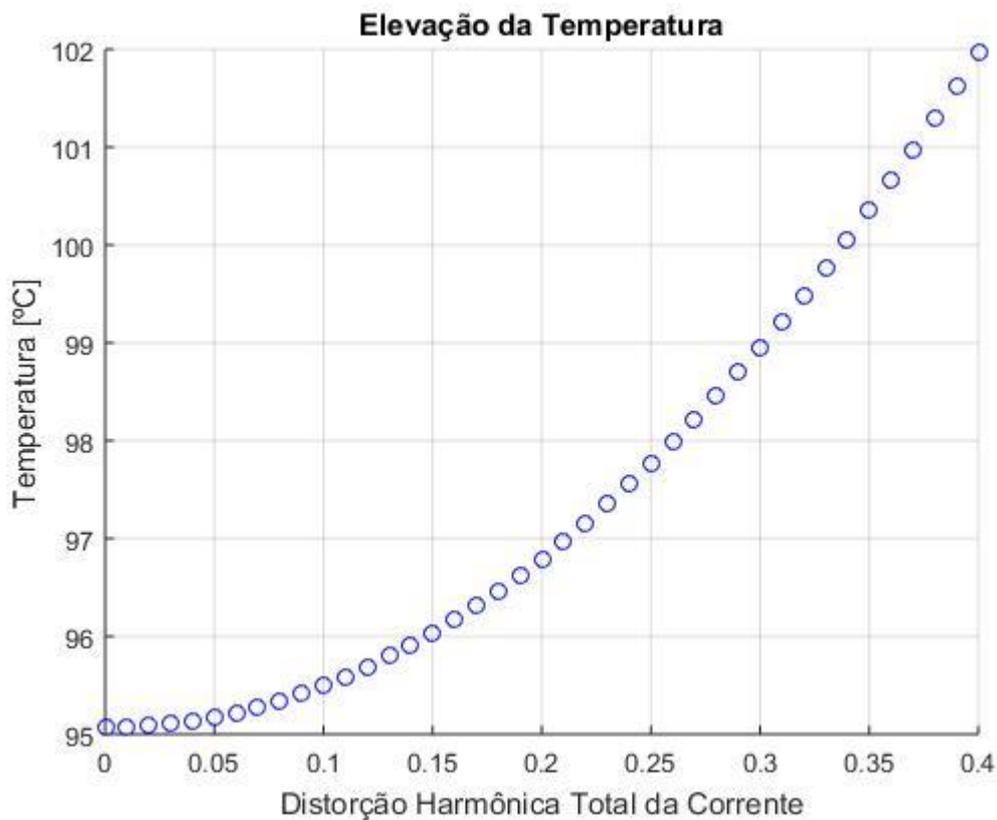


Gráfico 9 – Elevação térmica devido à distorção harmônica

Fonte: Autoria Própria.

O gráfico a seguir mostra a perda de vida útil em um transformador exclusivamente causada pelo aumento da taxa de distorção harmônica da corrente, desprezando o efeito dos harmônicos no núcleo.

Está redução da durabilidade dos equipamentos vem em acréscimo aos danos quando corrente fundamental já está acima da corrente nominal da máquina. Com o programa presente no Apêndice A.4.

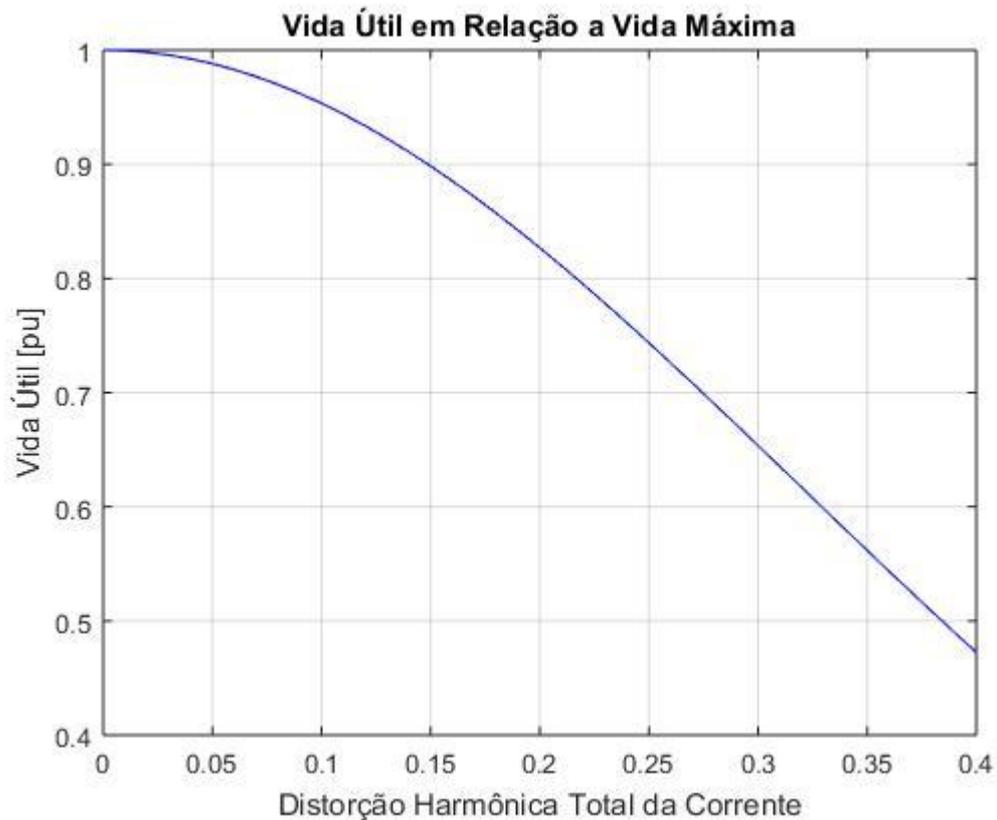


Gráfico 10 – Vida útil devido à distorção harmônica

Fonte: Autoria Própria.

Deste modo, em sistemas com alta taxa de harmônicos, deve-se reduzir o consumo elétrico ou deve-se instalar filtros, como será visto no capítulo 4.4.

3.1.6 Fator de potência

As empresas possuem diversas cargas indutivas e capacitivas, estas causam uma defasagem entre tensão e corrente, fazendo surgir a potência reativa. Sempre que a potência reativa total não for nula, a potência aparente consumida será maior que a potência ativa consumida.

O fator de potência (fp) é a razão entre a potência ativa e a potência aparente. Conforme o fp se reduz a corrente elétrica se elevará. Deste modo, o excesso de reativo pode levar a uma sobrecorrente.

Caso o fator de potência do consumidor seja inferior a 0,92 ele pagará uma taxa maior em sua tarifa. Os fabricantes em geral apresentam na placa junto ao transformador com o valor do fator de potência do seu equipamento.

Quanto mais baixo o fator de potência, maior será a potência aparente do sistema, como simulado no gráfico abaixo. Com o programa presente no Apêndice A.5.

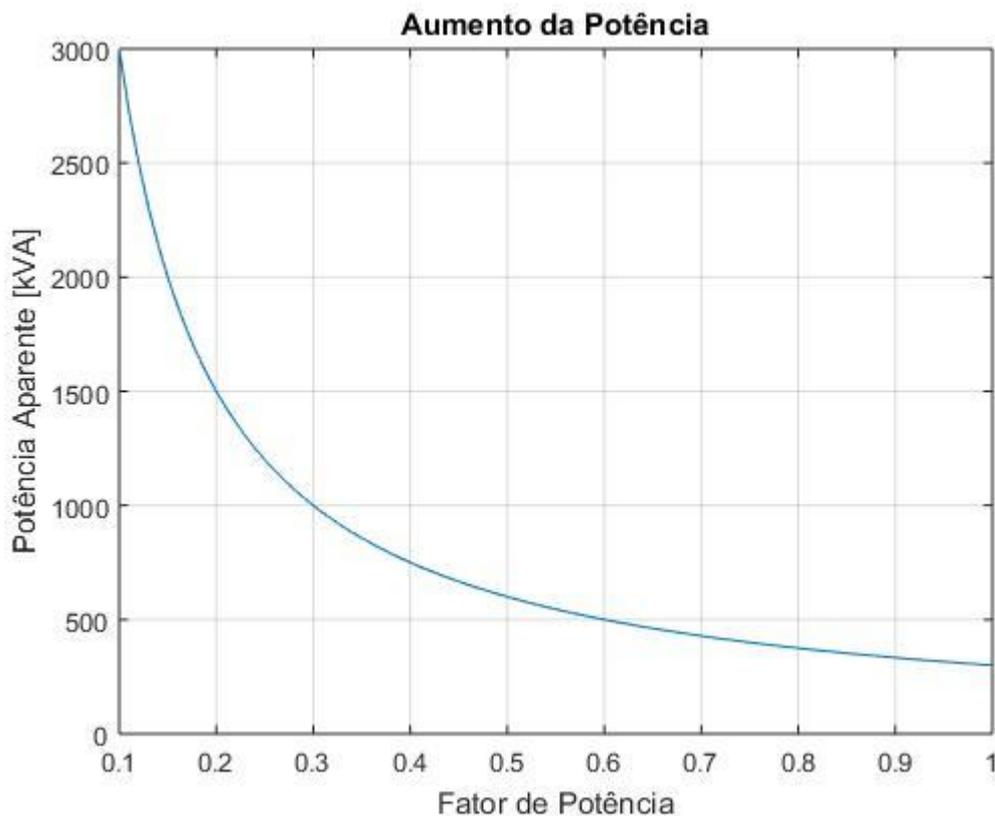


Gráfico 11 – Elevação da potência aparente com o decréscimo do fator de potência

Fonte: Autoria Própria.

O fator de potência convencional (de deslocamento) leva em consideração apenas as potências reativa, ativa e aparente, desconsiderando o efeito de cargas não lineares.

O fator de potência real leva em consideração a defasagem produzida por componentes harmônicas. Este é calculado pela equação abaixo, obtida na IEEE 1459-2010. O módulo do fator de potência real é inferior ao do fator de potência de deslocamento sempre que houver distorção (IEEE, 2010, p. 24).

$$f_{preal} = \frac{\left(1 + \frac{P_h}{P_1}\right) \cos \theta}{\sqrt{1 + DHT_i^2 + DHT_v^2 + (DHT_i * DHT_v)^2}} \quad (12)$$

f_{preal} = Fator de potência real.

P_h = Potência ativa do conteúdo harmônico [W].

P_1 = Potência ativa da fundamental [W].

$\cos \theta$ = Fator de potência fundamental.

DHT_i = Distorção harmônica total da corrente [pu].

DHT_v = Distorção harmônica total da tensão [pu].

Como o fator de potência eleva a potência aparente, ele pode torná-la maior que a demanda máxima do transformador. Tanto em circuitos com harmônicos quanto sem.

3.2 Perda de vida útil combinada

A corrente elétrica fundamental (não distorcida) aumenta por diversos fatores, e sempre que a corrente fundamental propiciar uma temperatura acima da nominal do transformador, por si só, levará a uma maior degradação do isolamento.

Se além do aumento da corrente fundamental houver distorção harmônica, a corrente real do sistema será ainda maior. Acelerando ainda mais a perda de vida útil.

Deste modo, uma sobrecorrente real depende da corrente nominal do transformador, da taxa entre a corrente fundamental e a corrente nominal, e da ascensão do conteúdo harmônico. Esta relação está expressa na equação a seguir.

$$I_{real} = I_{nom} * T_{xc} * \sqrt{1 + (DHT_i^2)} \quad (13)$$

Sendo:

$$T_{xc} = \frac{I_f}{I_{nom}} \quad (14)$$

I_{real} = Corrente real [A].

I_{nom} = Corrente nominal [A].

I_f = Corrente fundamental [A].

T_{xc} = Taxa entre corrente fundamental e nominal.

DHT_i = Distorção harmônica total da corrente [pu].

O Gráfico (12) apresenta o aumento da corrente real, em função da taxa entre uma corrente fundamental acima da corrente nominal; para diferentes níveis de distorção harmônica total da corrente. Com o programa presente no Apêndice A.6.

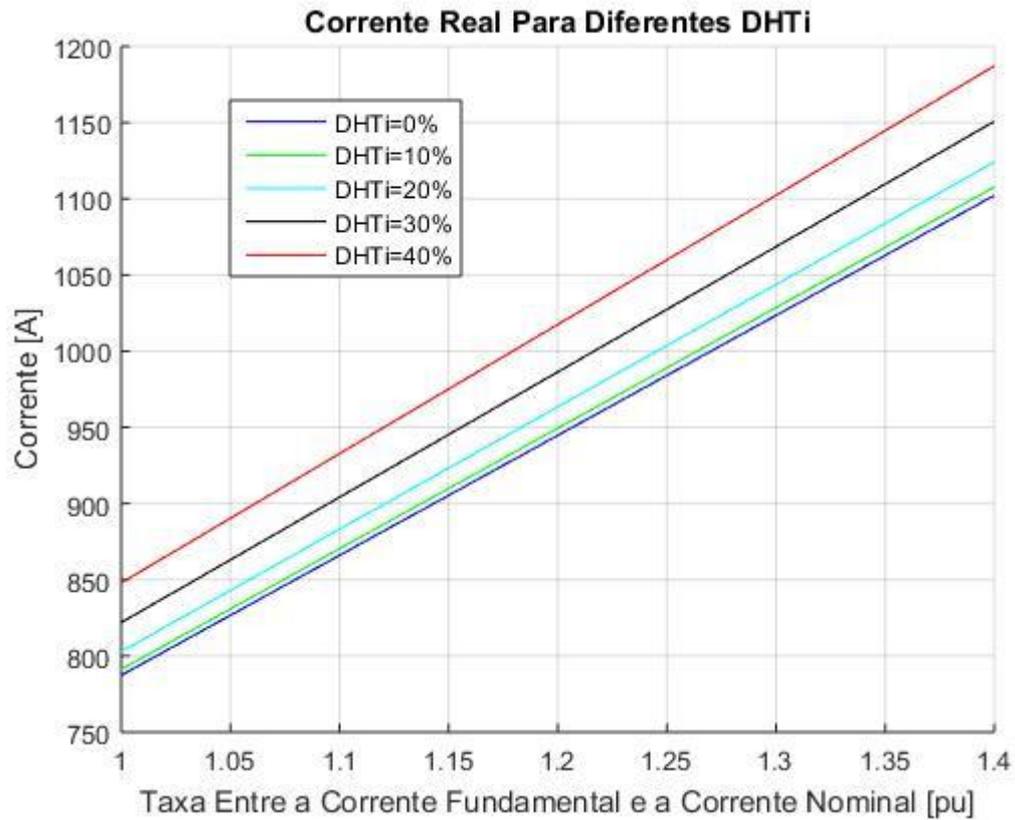


Gráfico 12 – Corrente real para diferentes distorções harmônicas

Fonte: Autoria Própria.

Proporcional à elevação da corrente, haverá o aumento da temperatura dos enrolamentos do transformador, que pode ser calculada pela equação (2), com simulação apresentada no gráfico seguinte.

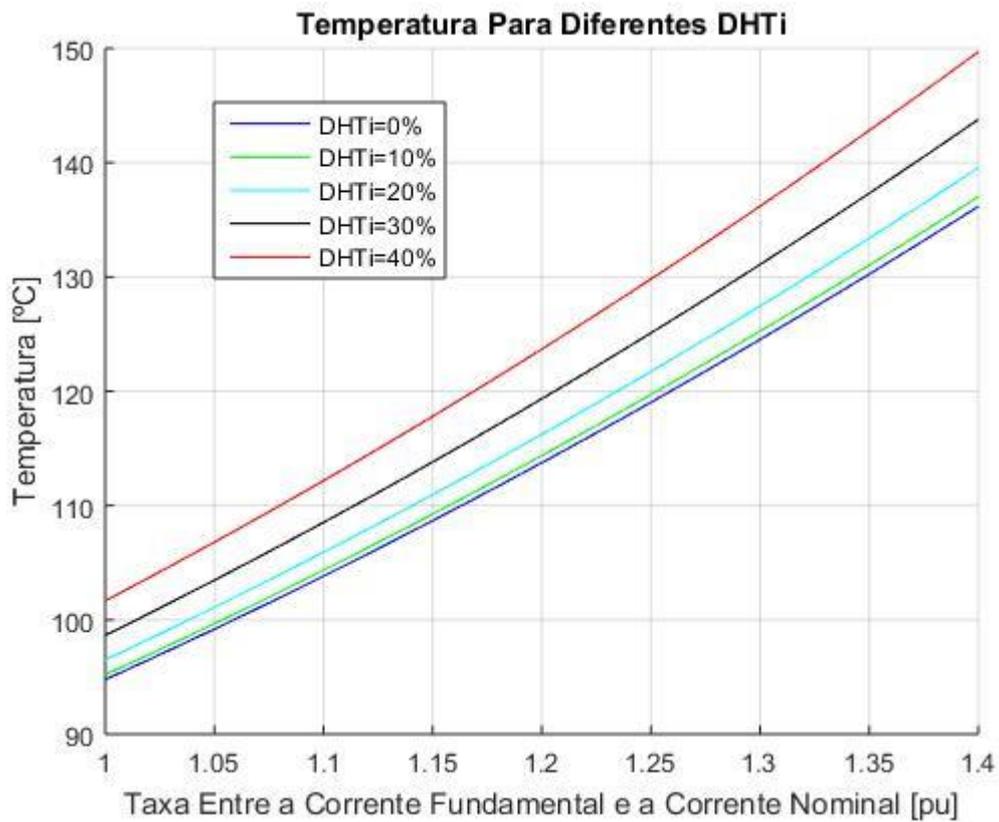


Gráfico 13 – Temperatura para diferentes distorções harmônicas

Fonte: Autoria Própria.

Com a elevação da temperatura haverá a queda de vida útil, também proporcional à taxa de aumento da corrente fundamental acima da corrente nominal, e a distorção harmônica presente no sistema. Como pode ser visto no gráfico a seguir.

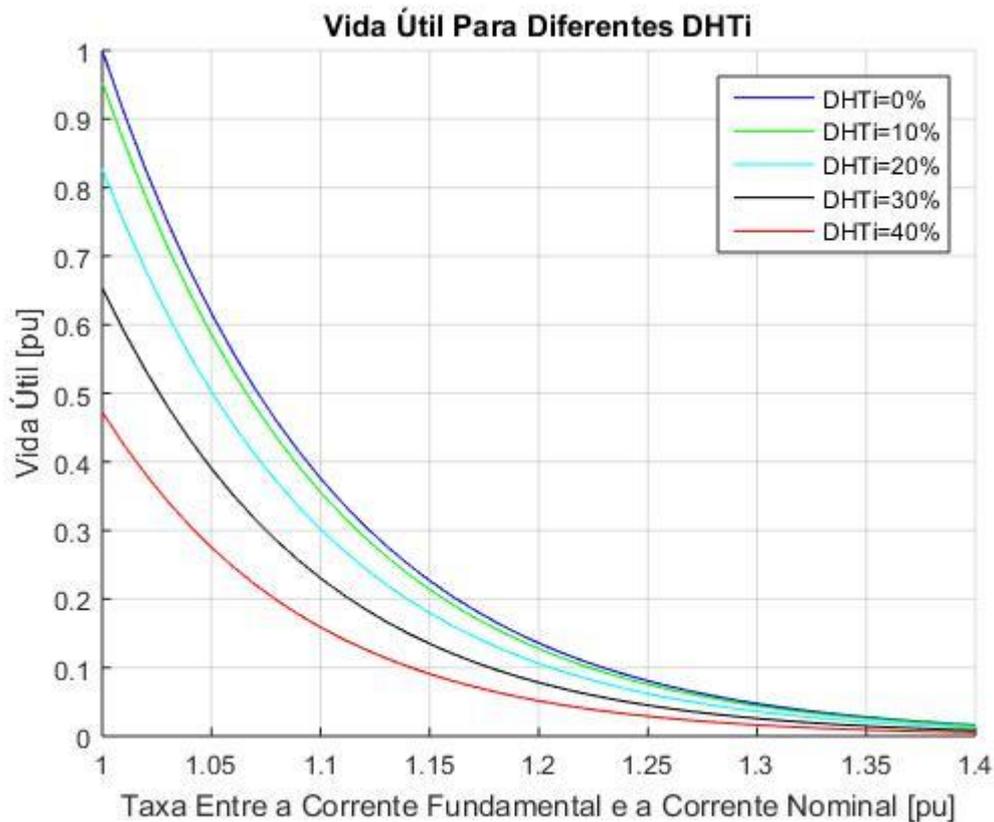


Gráfico 14 – Vida útil do transformador para diferentes distorções harmônicas
 Fonte: Autoria Própria.

3.3 Elevação das perdas

As perdas que um transformador possui em sua operação normal são as perdas nos enrolamentos e no núcleo. Estas perdas são maiores, em função da maior corrente.

As perdas Joule são causadas pela resistência dos condutores e se eleva com o quadrado da corrente aplicada, conforme mostra a equação seguinte. Há também perdas por dispersão devido a correntes circulantes dentro do condutor (CHAPMAN, 2013, p. 107).

$$P_c = RI^2 \quad (16)$$

P_c = Potência perdida no cobre [W].

R = Resistência elétrica [Ω].

I = Corrente elétrica [A].

O transformador possui perdas em seu núcleo causadas pelo Efeito de Foucault, perdas por histerese e perdas na magnetostricção que ocorrem devido a uma mudança de comprimento causada pelo campo magnético, esta perda pode ser desprezada por representar uma variação na ordem de micrometros. Além das perdas elétricas existem também as perdas mecânicas que são separadas em atrito, ventilação e ruídos (SIMONE, 1999, p. 151).

Há ainda correntes de Foucault que circulam no núcleo do transformador. Buscando a redução de sua magnitude destas correntes, o núcleo não é uma única peça sólida, mas sim formado por uma série de chapas metálicas, como visto na Figura (6). As perdas são calculadas pela equação abaixo (FITZGERALD, 2008, p. 632).

$$P_f = K_e * B^2 * f^2 * d^2 \quad (17)$$

P_f = Perdas por Foucault [W].

K_e = Constante que depende da resistividade e volume do ferro.

B = Campo magnético [T]

f = Frequência [Hz].

d = Espessura da chapa [mm].

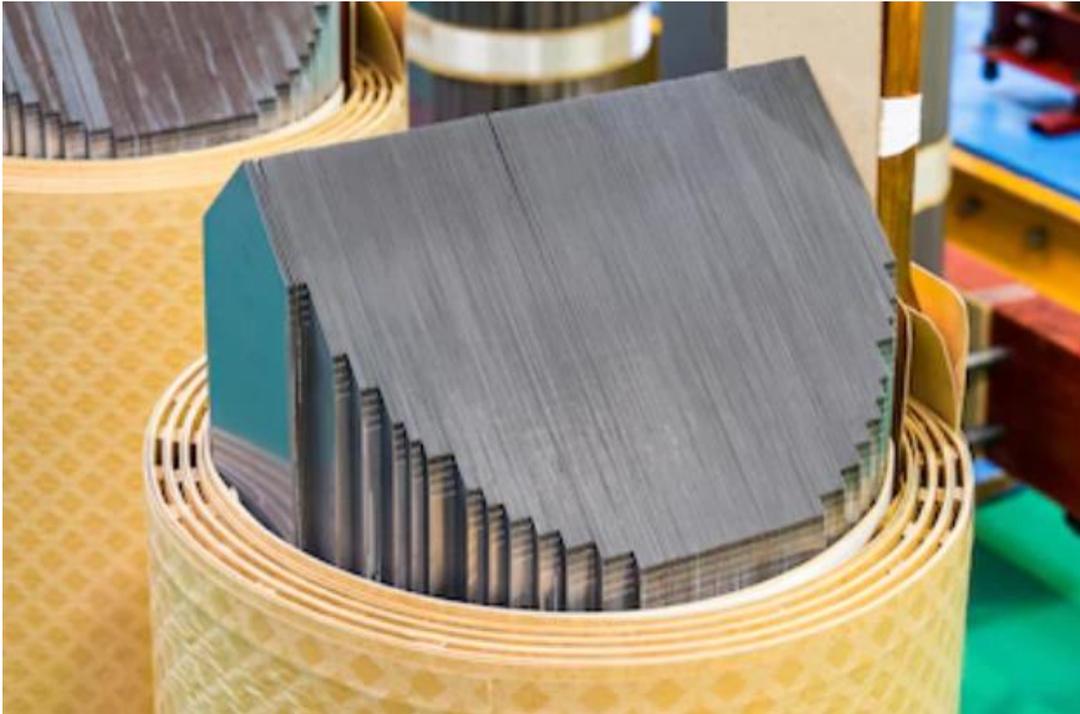


Figura 6 – Núcleo laminado de seção circular

Fonte: Shutterstock (2018).

Tanto as perdas por histerese como as de Foucault são afetadas pela distorção harmônica vinda da rede ou da carga, porque ambas são proporcionais frequência, além de a histerese ser uma fonte de harmônicos ímpares. Abaixo está a equação para calculo das perdas por histerese.

$$P_H = K_H * B^n * f \quad (18)$$

PH= Perda por histerese [W].

KH= Coeficiente que depende das características e volume do ferro.

n= Constante que varia entre 1,5 e 2,5; adotando-se 2,0 para fazer uma estimativa.

A soma das perdas por histerese e Foucault resulta nas perdas a vazio ou no núcleo do transformador, que pode ser calculada após um ensaio de circuito aberto, onde se aplica tensão nominal na baixa tensão com o lado de alta em aberto.

Já a perda por efeito Joule pode ser calculada após um ensaio de curto-circuito, medindo-se a tensão no lado de alta, e curto circuitando-se a baixa. Com

estes ensaios calculam-se também os parâmetros do circuito equivalente do transformador.

O rendimento de um transformador é reduzido quando há sobrecorrente. Esta redução se deve principalmente as perdas nos enrolamentos, que são proporcionais ao quadrado da corrente de carga.

Como pode ser visto na equação abaixo, a magnitude do rendimento está relacionada à corrente, tensão, ao fator de potência inicial, e as perdas no núcleo e enrolamentos (CHAPMAN, 2013, p. 102).

$$\eta = \frac{V_b * I_b * fp}{V_b * I_b * fp + Penr + Pn} \quad (19)$$

η = Rendimento.

V_b = Tensão no lado de baixa [V].

I_b = Corrente de carga no lado de baixa [A].

Fp = fator de potência.

$Penr$ = Perdas no enrolamento [W].

Pn = Perdas no núcleo [W].

Sendo assim, a aumento da corrente elétrica, a taxa de distorção harmônica e o fator de potência influenciam diretamente nas perdas de um transformador a óleo.

4 READEQUAÇÃO E CONFIABILIDADE

Este capítulo visa descrever os métodos que podem ser implementados para a redução da corrente, da variação de tensão, da taxa de distorção harmônica, proteção e a manutenção que deve ser realizada para garantir o máximo tempo de uso do transformador e uma maior confiabilidade do sistema.

4.1 Redução da corrente elétrica no transformador

A fim de se reduzir a corrente no transformador deve-se ter alguns procedimentos, dentro os quais: manutenção nos equipamentos, adequação das partidas de motores com a instalação de soft-starters, inversores de frequência, lubrificação de equipamentos e máquinas, dimensionar corretamente os motores, reduzir as perdas nas cargas e em condutores, corrigir distorções harmônicas, regularizar o consumo de energia reativa e melhorar o fator de carga da instalação.

4.1.1 Fator de carga

A sobrecarga não ocorre durante todas as horas do dia, como pode ser visto na Figura 1, existem picos de consumo em certos horários do dia, se estes picos forem longos causarão uma redução na durabilidade dos equipamentos (MAMEDE FILHO, 2012, p.11-12).

O fator de carga é a razão entre a demanda média e a demanda máxima, com valor maior do que zero e menor ou equivalente a um, desejando-se ter na instalação o valor mais elevado quanto possível.

Durante os intervalos em que há picos de consumo, o transformador pode ser submetido a uma sobrecorrente. Além disso, todo o sistema elétrico pode estar sobre dimensionado devido a estes períodos.

Para fazer o levantamento da curva de consumo pode-se utilizar um medidor ou estimar através dos equipamentos que são utilizados em cada horário.

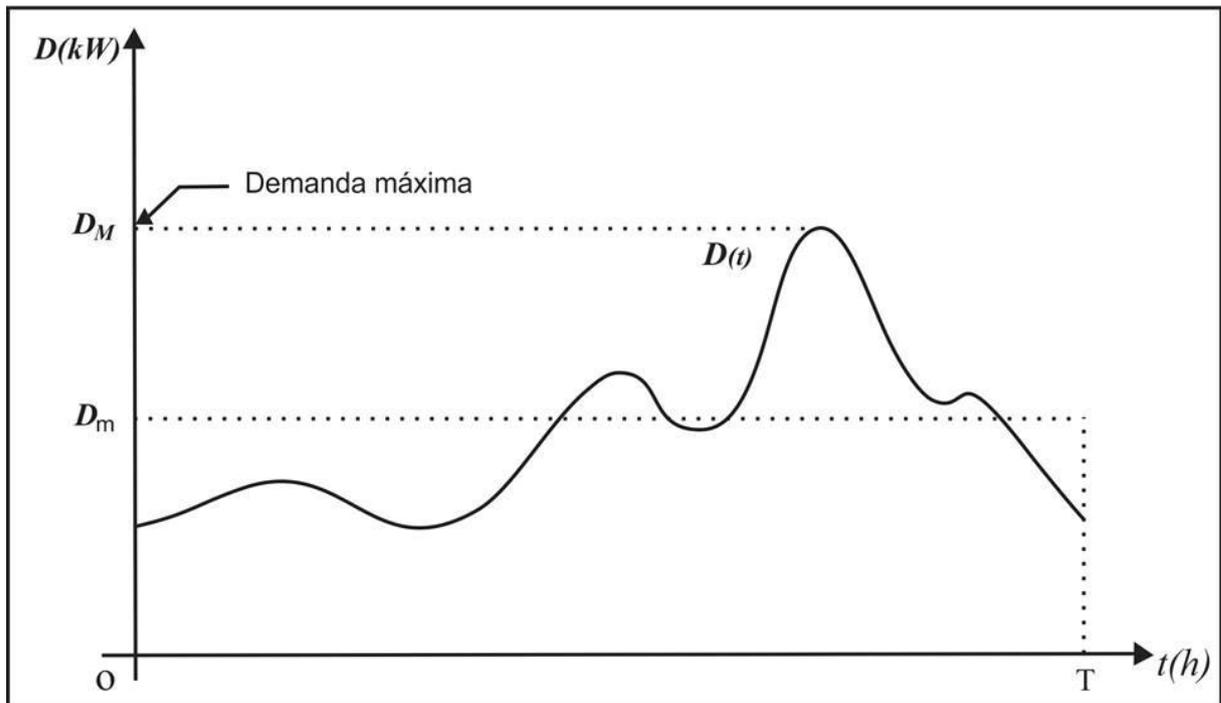


Gráfico 15 – Curva de demanda

Fonte: Adaptado de ABNT NBR 60050-826.

Deste modo, deve haver uma redistribuição das cargas ao longo dos horários do dia, seja programando o consumo ou realizando a automatização de equipamentos, de encontro à redução da magnitude dos picos e linearização do consumo.

Em faturas de energia, existe uma tarifa específica para a demanda máxima e uma para a demanda de ultrapassagem, sendo esta última a de maior custo. Havendo uma grande redução, pode-se inclusive contratar demandas menores junto à concessionária. Deste modo, além de preservar os equipamentos, reduzir picos de consumo também se reduziria o valor da fatura energia.

4.1.2 Geração própria de energia

Uma das maneiras de atenuar a sobrecorrente em um transformador, ao menos em determinados períodos, é utilizando um sistema de geração própria como o eólico, o biodigestores, sistema fotovoltaico, dentre outros.

Caso se instale fontes geradoras na indústria, como painéis fotovoltaicos, a empresa além de ter uma economia na energia, reduzirá a ocorrência de sobrecarga no transformador, pois a energia gerada será consumida diretamente pela empresa, e havendo a necessidade de usar a energia proveniente da concessionária, apenas parte será do transformador, diminuindo a solicitação deste equipamento e aumentando a vida útil do mesmo.

Sendo assim, apenas a diferença entre a corrente gerada e consumida passará pelo trafo. Reduzindo assim a corrente média e prolongando a vida útil. O gráfico a seguir mostra a curva de geração de um sistema fotovoltaico real instalado na cidade de Lobato-PR.

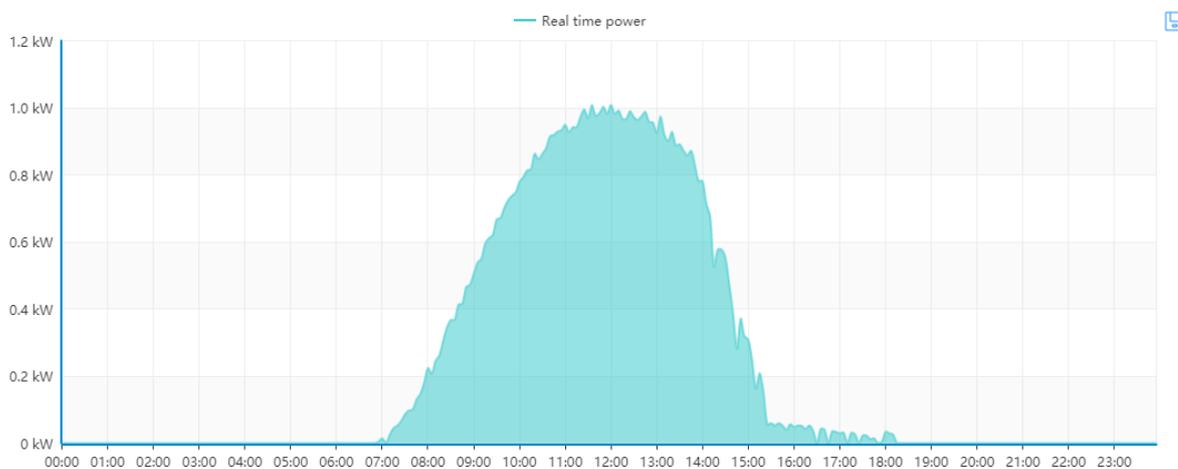


Gráfico 16 – Curva de geração fotovoltaica

Fonte: Shine Monitor- KSTAR.

Na figura decorrente está a energia injetada para consumo dos equipamentos, após o inversor converter a corrente contínua da saída dos módulos em corrente alternada.

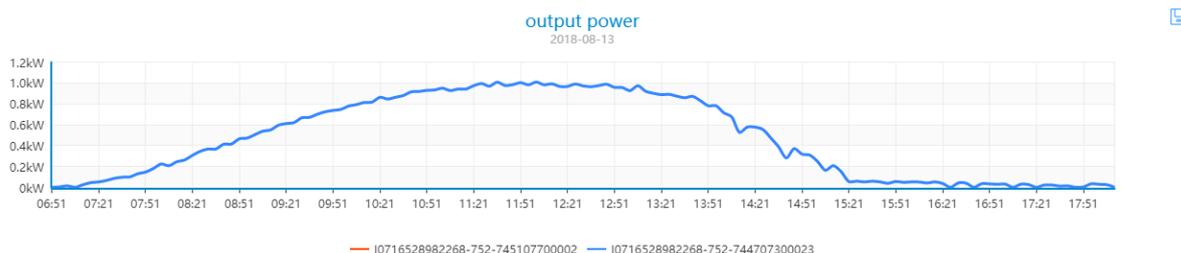


Gráfico 17 – Curva de geração fotovoltaica em corrente alternada

Fonte: Shine Monitor- KSTAR.

O excedente da potência gerada irá para a rede passando por um medidor bidirecional, que irá aferir o kWh consumido e injetado. A tarifa será calculada pela diferença entre os kWh e deste modo, além de reduzir a sobrecorrente no transformador, o proprietário terá uma redução em sua tarifa.

4.1.3 Correção do fator de potência

Com o intuito de evitar que uma alta potência danifique equipamentos, reduzir o valor da tarifa e reduzir as perdas Joule o fator de potência deve ser o mais próximo de unitário e ao menos ficar dentro da tolerância de 0,92.

Um dos métodos utilizados é instalando motores síncronos em detrimento aos convencionais assíncronos, pois estes equipamentos possuem a capacidade de correção do fator de potência.

Outro equipamento com esta capacidade é o inversor. Ao converter um sinal contínuo em alternado, ele pode ser conectado de modo a corrigir parte da diferença de fase do circuito.

Todavia o principal equipamento para a correção do fator de potência é o banco capacitivo. Que é composto por diversos capacitores ligados em série e

paralelo. Conforme cargas indutivas são conectadas ao sistema, capacitores são acionados para compensarem o reativo indutivo.

A equação seguinte determina a capacitância mínima de um banco que um banco necessita (WEG, 2007, p. 14).

$$C = \frac{Q}{2\pi f * V_{ff}^2 * 10^{-9}} \quad (20)$$

C= Capacitância do banco [μ F].

Q= Potência reativa [kVAr].

Vff= Tensão de fase-fase [V].

f= Frequência [Hz].

Existem três tipos de bancos, sendo o automático a melhor opção, este verifica o reativo indutivo e aciona automaticamente capacitores para compensar o reativo. O banco semiautomático aciona os capacitores durante o período em que é tarifado o fator de potência indutivo e desliga-os no restante do tempo. Já o banco fixo depende do acionamento manual.

A correção pode ser na entrada de energia, próxima às cargas ou de forma mista. Os bancos capacitivos são afetados por correntes harmônicas, e tem de se ter precaução quanto ao local de instalação para se evitar ressonâncias.

Como a queda de tensão devido à impedância dos cabos depende do fator de potência da instalação, a instalação de um banco reduz o efeito da subtensão.

A queda de tensão pode ser calculada através da fórmula abaixo, caso se conheça a tensão da fonte, a resistência, reatância e fator de potência da instalação (WEG, 2007, p. 9-10).

$$\Delta V = RI * \cos\theta \pm XI * \sin\theta \quad (21)$$

ΔV = Queda de tensão [V].

R= Resistência [Ω].

I= Corrente total [A].

Θ = Ângulo do fator de potência.

X= Reatância: (+) atrasada, (-) adiantada.

Sendo assim, ao se corrigir o fator de potência e o excesso de potência reativa; a corrente total se reduzirá e a tensão se elevará tornando-se mais próxima da nominal, reduzindo a subtensão.

Todavia a melhor maneira de garantir uma tensão adequada é através da regulação da tensão.

4.2 Regulador de tensão e tap

Um sistema elétrico de qualidade garante um bom funcionamento dos equipamentos conectados ao mesmo, reduz as perdas, os custos de manutenção e previne que hajam interrupções. Obtendo-se confiabilidade e maior durabilidade do transformador.

Um dos componentes que deve ser utilizado em empresas é o regulador de tensão, que tem a função de garantir que a tensão permaneça a mais constante possível e dentro de uma estreita faixa de operação, evitando subtensão e sobretensão na alimentação.

Trata-se de um autotransformador que varia automaticamente sua relação de transformação para regular a tensão de sua saída, geralmente corrigindo em até +/- 10% a tensão de entrada (ABB, 2015).



Figura 7 – Regulador de tensão.

Fonte: Material da empresa Siemens (SIEMENS, 2018).

Outra forma de se garantir que tensão permaneça dentro de um intervalo adequado, é regulando o TAP do transformador.

Para cada posição há a variação de 600V na média tensão. O transformador possui tensões de 13,8 kV a 11,4 kV. Entretanto o TAP permanecerá fixo, não havendo a automação que o regulador de tensão propicia.

4.3 Previsão de carga em função do crescimento da empresa

É possível prever quando o transformador passará a ser utilizado com sobrecarga, em função do crescimento percentual da carga e da potência do equipamento (MARTINEZ, 2015, p. 43).

Está previsão vem através do fator de carregamento adquirido através da equação (21) exposta a seguir.

$$F_c = \frac{S_{m\acute{a}x} * (1 + K)^n}{S_{nom}} \quad (22)$$

F_c= Fator de carregamento.

S_{máx}= Potência máxima atual [kVA].

K= crescimento percentual da carga anual [pu].

n= número de anos.

S_{nom}= Potência do transformador [kVA].

O fator de carregamento deve apresentar valor inferior ao unitário para garantir que durante a vida útil do transformador, mesmo com o crescimento da carga, ele não terá sobrecarga. Esta ferramenta ajuda a prever quando será necessária a instalação de ventilação forçada para evitar a perda de vida útil, bem como uma previsão de quando o equipamento passará a ter elevações térmicas.

No Gráfico (18) abaixo, após seis anos haveria necessidade de aumento da potência do transformador. Com o programa presente no Apêndice A.7.

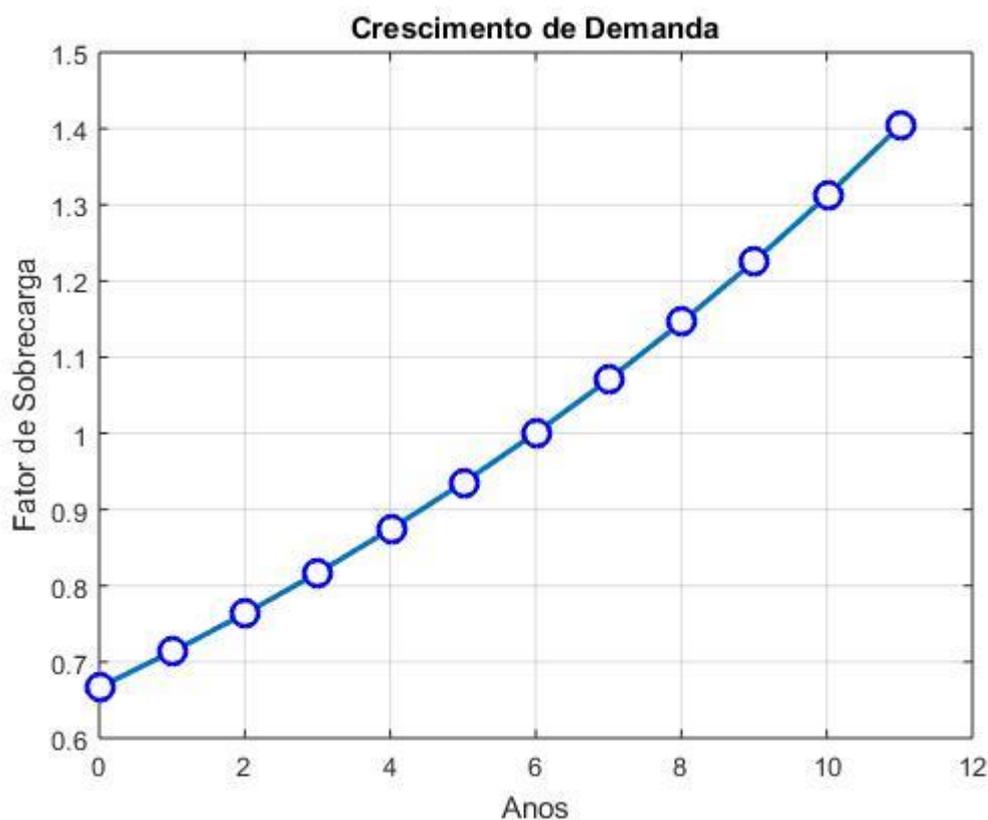


Gráfico 18 – Crescimento da demanda

Fonte: Autoria própria.

Sabendo quando o transformador passará a trabalhar em sobrecarga, pode-se determinar o tempo de operação deste transformador. Por exemplo: supondo um transformador com uma vida prevista de trinta anos, se após seis anos de operação, uma sobrecorrente levar a uma perda de vida útil média de 0,5 pu; a vida útil cairá de 30 para 18 anos.

Caso o trafo não tenha sido adquirido, deve-se utilizar este método para determinar a potência nominal de acordo com a potência na qual será necessária, evitando a perda de vida útil e o uso excessivo de ventilação forçada.

4.4 Filtros ativos e passivos

Caso haja um grande número de harmônicos é sugerida a instalação de filtros para eliminação deste conteúdo, que podem causar falhas ou mau funcionamento de equipamentos. O filtro também colabora para um fator de potência real maior e reduz a potência drenada, gerando economia.

Existem dois tipos de filtros: os passivos e os ativos. Para cada consumidor é necessário um estudo para se determinar qual a melhor composição.

Os filtros passivos são para atenuar e/ou rejeitar frequências fora de uma determinada faixa. São compostos por indutores, resistores e capacitores ligados em série e ou paralelo dependendo da frequência que se deseja retirar.

Para frequências baixas o indutor será visto como um curto e permitira a passagem das frequências elevadas, já para frequências elevadas o indutor será visto como uma grande reatância. Por dualidade, o capacitor possui um efeito contrário, tendendo a retirar frequências menores.

No filtro rejeita-faixa tem atuação restrita a frequências dentro de um intervalo, eliminando ou ao menos atenuando uma determinada frequência harmônica e as frequências adjacentes a está sem afetar as demais frequências (SABER ELÉTRICA, 2017).

Para cada frequência de corte os valores dos indutores e capacitores são alterados, estes são ligados em paralelo, e o resistor em série como mostrado na Figura abaixo.

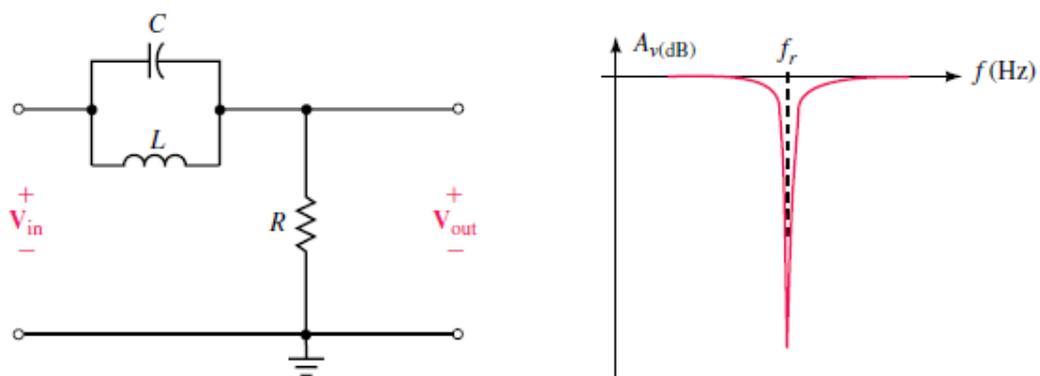


Figura 8 – Circuito do filtro passa-faixa paralelo e seu comportamento

Fonte: Sintonia Fina.

O valor da frequência de um filtro nunca é equivalente ao da harmônica, pois isso causaria uma ressonância e elevaria muito a corrente. Haveria sobrecarga no transformador e capacitores, além de aumentar a distorção harmônica da corrente e a da tensão.

O próprio transformador associado ao banco capacitivo se torna um filtro passivo, que pode reduzir parte do conteúdo harmônico. Neste caso também se deve levar em consideração a frequência de ressonância.

Para se atenuar as altas frequências, utiliza-se um filtro passa-baixas. Com a modificação dos valores destes elementos determina-se a frequência de corte, que deve ser ao menos uma década depois da frequência da rede, para que se atenuem as altas frequências sem atenuar a fundamental. Esta característica, bem como circuito elétrico, são apresentados na Figura abaixo.

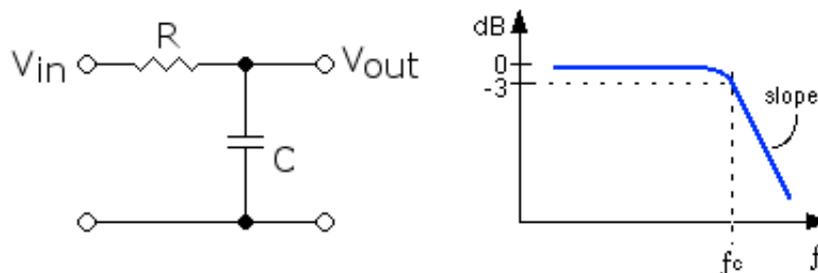


Figura 9 – Circuito do filtro passa-baixas e seu comportamento
Fonte: Saber Elétrica.

A equação que determina a partir de qual frequência haverá atenuação é apresentada abaixo.

$$f_c = \frac{1}{2\pi RC} \quad (23)$$

f_c = frequência de corte [Hz].

R = Resistência [Ω].

C = Capacitância [F].

Utilizando filtros passa-baixas e filtros rejeita-faixa, pode-se reduzir consideravelmente a distorção harmônica.

Outra forma de se eliminar componentes indesejados é através do filtro ativo. Podem corrigir a distorção harmônica de uma única carga ou da instalação completa quando instalado no secundário de um transformador de potência.

Estes filtros também elevam o fator de potência, podendo torna-lo unitário. Possuem dois tipos distintos: o série, que corrige distorções na tensão, e o filtro em derivação, o qual corrige os harmônicos presentes na corrente (Deckmann e Pomilio, 2018, p. 7). Podem ser dos tipos passa-baixa, passa-alta, passa-faixa ou rejeita-faixa. Ademais, possuem a vantagem de não necessitar de indutores.

A ligação dos resistores, capacitores e amplificador determina o tipo de filtro e sua ordem. Quanto maior a ordem do filtro, maior a atenuação da amplitude do sinal que se deseja filtrar.

Este filtro recebe a corrente da carga e envia um sinal de referência instantâneo em sua saída. Este sinal controlará um inversor que produzirá uma corrente proporcional ao sinal recebido. A somatória da corrente produzida pelo inversor e a corrente da rede resulta em na corrente fundamental, minimizando a distorção harmônica.

Os filtros ativos possuem maior precisão que os filtros passivos, porém são difíceis de serem implantados em sistemas de maior potência. Como solução pode-se instalar um sistema híbrido.

Nesta topologia, o filtro passivo atenuaria as harmônicas de maior potência e o filtro ativo atenuaria o restante. Ambos podem ser associados em série ou paralelo. Obtendo deste modo, uma corrente de saída com baixa distorção harmônica, evitando danos aos equipamentos da instalação.

4.5 Proteção e manutenção

O transformador é um equipamento de grande importância para uma empresa, pois sem ele não será possível o abastecimento de energia elétrica através da rede da concessionária. Devido a isto, torna-se inescusável haver equipamentos que garantam a sua proteção e é fundamental um plano de manutenção adequado.

4.5.1 Relés de proteção

Os consumidores que possuem transformador próprio, de até 300 kVA, a proteção contra sobrecorrentes no circuito em média tensão, pode ser realizada por chaves seccionadoras fusíveis do tipo HH (protegem de curto-circuito e sobrecarga). Na baixa tensão a proteção é através de disjuntores termomagnéticos.

Uma proteção adicional é a instalação de um disjuntor de média tensão, que será comandado por relés secundários microprocessados.

Nas instalações com transformadores com potência superior a 300 kVA, é obrigatório possuir uma subestação para realizar a medição, seccionamento através de disjuntores em média tensão e proteção por relés secundários de sobrecorrentes.

Para os relés atuarem a partir da corrente e tensão, utilizam-se transformadores de proteção: transformador de potencial (TP) e transformador de corrente (TC).

O relé necessita de uma fonte capacitiva, nobreak ou bateria para suprir sua alimentação na ocorrência da queda da tensão provocada pela corrente de curto circuito.

O relé atuará na operação disjuntor de média tensão através do sinal enviado à bobina de abertura (trip) do disjuntor.

A figura abaixo mostra como a ligação é feita.

O intertravamento Kirk é um sistema de segurança que visa garantir a segurança no procedimento de abertura dos dispositivos de proteção e manobra.

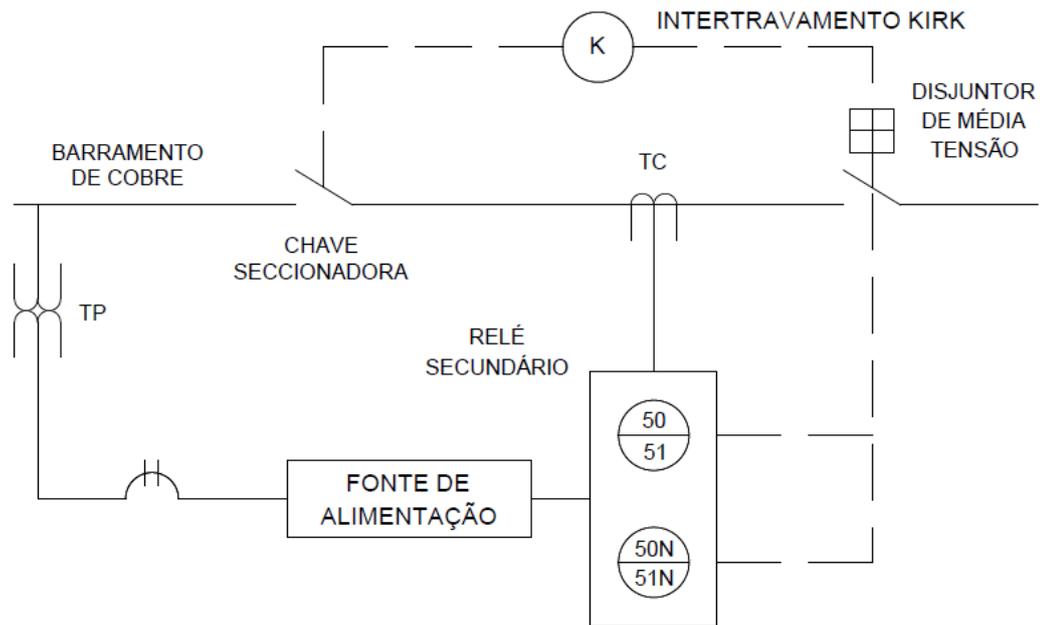


Figura 10 – Módulo de proteção

Fonte: Autoria Própria.

Existem diversos tipos de relés disponíveis no mercado que protegem o sistema aferindo diferentes parâmetros como: sobrecargas, curto-circuito, fuga a terra, nível de gás (Buchholz), frequência, dentre outros.

De acordo com o trabalho de Mamede Filho e Mamede (2013, p. 10-12) o relé digital domina o mercado; este possui um microprocessador e pode exercer mais de uma função de proteção. Existem também os relés eletromecânicos de indução e os eletrônicos.

Destaca-se a importância dos relés dos tipos 50 e 51, os quais protegem respectivamente de sobrecorrente instantânea e sobrecorrente temporizada. Sendo que a temporizada permite que haja sobrecorrente por um intervalo de tempo; quanto maior for o módulo da sobrecorrente, menor será o intervalo entre o início do evento e o seccionamento.

Os modelos 50N e 51N protegem de sobrecorrentes no neutro. Sempre que a corrente ultrapassar o valor previamente ajustado um sinal disparador (trip) é enviado ao disjuntor.

O relé diferencial de corrente (tipo 87) e o relé diferencial de sobrecorrente em corrente alternada (código 67) protegem o sistema de um grande

desbalanço nos módulos das correntes. Sempre que estiver acima do permitido, um sinal será enviado ao disjuntor, interrompendo o circuito.

Uma variação deste relé o do tipo diferencial com restrição percentual e por harmônicos, o qual faz com que o relé não atue durante a energização do transformador. Através de filtros, as componentes harmônicas são separadas, e devido à elevada quantidade de distorção durante a magnetização, nota-se que a alta corrente não é proveniente de uma falha (MAMEDE FILHO E MAMEDE, 2013, p. 142).

O relé de medição de ângulo de fase/ proteção por falta de sincronismo, código 78, atua quando há uma diferença entre os ângulos de fase de tensão e corrente, entre tensões ou entre correntes.

Os de sobrecarga protegem o transformador verificando a temperatura de topo de óleo (tipo 26) ou através da temperatura dos enrolamentos (tipo 49). Em geral, atuam em duas ou mais faixas de temperatura.

Uma possibilidade de ajuste em transformadores de maior potência é o de ligar a ventilação forçada quando se atinge 75°C, acionar o alarme e se necessário desligar cargas quando a temperatura atinge 85°C e seccionar o sistema elétrico quando a temperatura atingir 95°C (WEG S.A., 2018, p. 15). Antes do ajuste é preciso avaliar a temperatura ambiente média do local.

Já os de código 27 e 59 atuam quando ocorrem subtensão e sobretensão, possuem atuação geralmente instantânea, podendo também ser temporizada ajustável. Existem modelos de relés de tensão que atuam tanto para sub, quanto para sobretensão. Os modelos instantâneos atuam com 20% de diferença para mais ou para menos e o temporizado com pelo menos que 15% acima da nominal e 10% abaixo.

Se a potência do transformador for de 300 a 2000 kVA a instalação do relé 50/51 e 50/51N é obrigatória e cada concessionária pode exigir a instalação de relés adicionais para cada nível de potência.

A instalação de um ou mais relés garante uma maior proteção ao transformador e diminui a ocorrência de danos ao isolamento.

4.5.2 Manutenção e análise do óleo

A manutenção do transformador a óleo é importante para garantir o aumento da vida útil e bom funcionamento do equipamento, bem como a continuidade no fornecimento de energia para as instalações e reduzindo as perdas de produção.

Ao se planejar a manutenção e monitoramento de um transformador, é necessário levar em consideração os critérios técnicos, econômicos e estratégicos. A fim de garantir a segurança do sistema há uma necessidade em programar e analisar a viabilidade de manutenções.

Dentre as grandezas que devem ser coletadas estão a temperatura, corrente e as análises no óleo isolante: físico-químico, cromatográfico.

Como manutenção preditiva deve ser feita inspeções visuais para identificar se há vazamento de óleo ou obstrução a passagem de ar entre as aletas. Atentar-se a ruídos incomuns e verificar através dos instrumentos instalados se há alguma inconformidade.

Uma maneira de verificar se há algum defeito no transformador, em suas buchas ou nas conexões é através da imagem termográfica do equipamento. Se houver um aquecimento anormal, é um sinal de que há alguma inconformidade que pode levar a uma falha futuramente.

A figura abaixo apresenta uma imagem termográfica de um transformador a óleo. A figura demonstra uma temperatura maior no topo que na base.

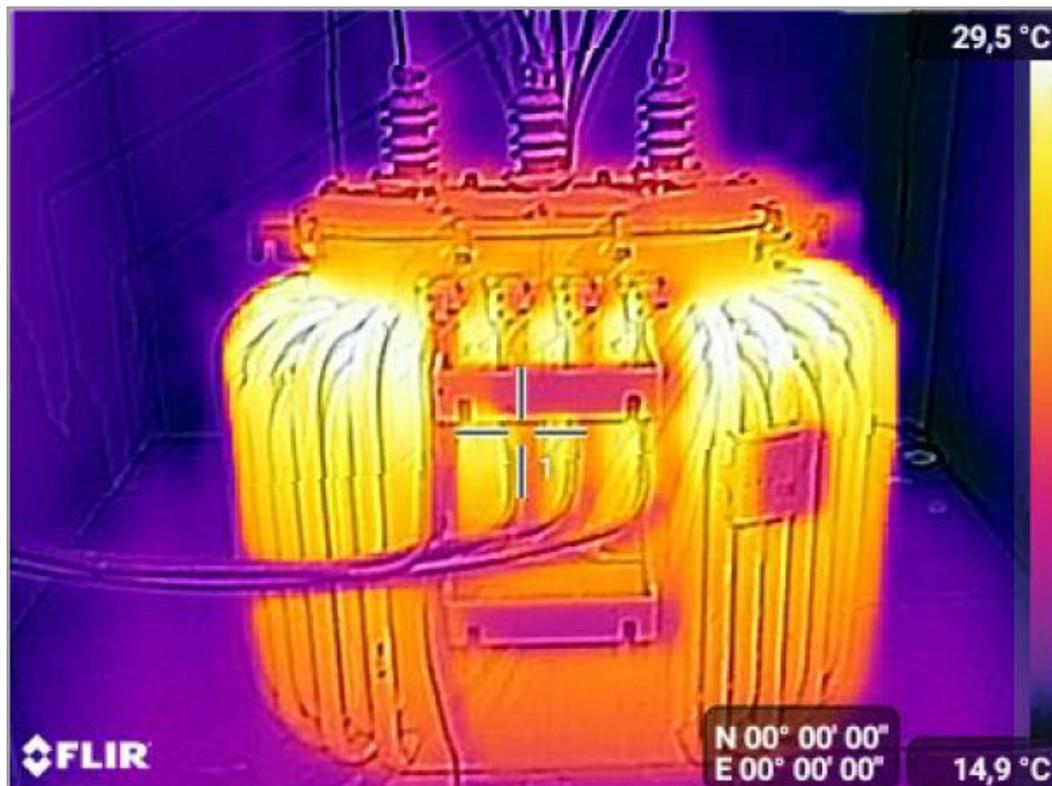


Figura 11 – Imagem termográfica de um transformador a óleo

Fonte: Gentilmente cedida por Fernomar Vieira.

A manutenção preventiva deve ser feita tanto no transformador em operação quanto no transformador reserva (se houver).

Deve-se verificar a calibração dos medidores, funcionalidade do sistema de ventilação e de circulação forçada de óleo (se houverem), estado do secador de ar, se há algum defeito na válvula de segurança e reparar vazamentos de óleo.

Outros averiguações e reparos devem ser feitos, atentando-se: ao nível do óleo, presença de vibração, estado da pintura, conexões, aterramento, buchas, funcionalismo dos relés e equipamentos auxiliares (WEG S.A., 2018, p. 42-49).

Testes periódicos de rotina complementam a análise do estado do transformador, como os que determinam: resistência do isolamento, fator de dissipação, fator de potência, dentre outros.

Um teste amplamente utilizado para averiguar o nível de degradação do isolamento é a análise do óleo isolante. Este teste visa identificar a concentração de

produtos provenientes da degradação da isolação e reagentes que deterioram o isolamento.

De acordo com o estudo de Junid, Li e Ni (2008, p. 25) os compostos presentes no óleo indicam se a degradação foi causada por: descargas parciais, contatos superaquecidos, pelo superaquecimento causado pela corrente no enrolamento, arcos, faíscas contínuas, se as temperaturas foram de até 150°C, se houve aquecimento entre 150°C e 300°C ou se houve apenas deterioração natural. Auxiliando na prevenção de futuros eventos.

Caso detecte-se a ação de descargas parciais, é possível identificar o local deste defeito através da medição de sinais elétricos ou acústico, facilitando a manutenção. Este defeito pode evoluir para um arco elétrico interno ao transformador como foi visto em 3.1.2.

A análise também identifica a concentração de composto que deterioram o isolamento. Segundo Zirbes, Rolim e Zürn (2005):

Os fatores que mais influenciam a degradação são a presença de oxigênio, temperaturas relativamente elevadas e contato com substâncias quimicamente ativas.

O oxigênio dissolvido no óleo eleva a acidez, produz gases e água. O efeito térmico quebra as cadeias de celulose e ainda produz gases e líquidos, incluindo a água, que também acelera o processo de degradação (MARTINS, 2010).

Segundo o estudo de Martins (2009) para reduzir a velocidade da degradação é preciso manter baixo o nível de oxigênio dissolvido no óleo, reduzir a temperatura, quantidade de sobretensões, abaixar o teor de água e reduzir o número e concentração de ácidos.

A redução destes elementos está ligada a qualidade do isolamento do papel e óleo, bem como a extensão da vida útil do transformador. Caso se verifique níveis altos de componentes nocivos, o óleo deve ser recuperado ou substituído, e feita manutenção no filtro de sílica (utilizado para absorver umidade).

Dependendo do nível de degradação do isolamento pode ser preciso uma reforma de todo o conjunto. Considerando a criticidade da operação do transformador e do seu estado, pode ser viável a substituição por um transformador

novo e/ou de maior potência, com o antigo passando a ser utilizado como equipamento reserva.

Com o intuito de evitar estes danos, realizar o acompanhamento e aquisição de dados simultâneos; deve-se instalar um software de monitoramento e diagnóstico do estado do transformador.

5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Conforme demonstrado graficamente, uma sobrecorrente eleva a perda de vida útil de um transformador, devido ao seu sobreaquecimento. Deve-se identificar quais fatores estão causando está sobrecorrente e corrigi-los, seja através de um banco capacitivo, um regulador de tensão ou instalando filtros.

Além disso, deve-se reduzir o consumo médio e se possível instalar uma fonte própria de geração de energia. É necessária a instalação de chaves seccionadoras fusíveis e de relés de proteção, para evitar que falhas do sistema afetem o transformador.

É imprescindível que haja um programa de manutenção e a realização de testes periódicos, podendo também ser instalado um sistema de monitoramento remoto.

Deste modo não haverá uma sobrecorrente no transformador, aumentando a vida útil do equipamento, também reduzindo os custos e bem como a melhora da qualidade de energia elétrica da instalação.

REFERÊNCIAS

SIMONE, Gilio Aluisio; CREPPE, Renato Crivellari. **Conversão Eletromecânica de Energia: Uma Introdução ao Estudo**. São Paulo: Editora Érica Ltda, 1999. 324 p.

ARRILLAGA, Jos; WATSON, Neville R.. **Power system harmonics**. 2. ed. Christchurch: John Wiley e Sons, Ltd, 2004. 399 p.

TREETECH (Atibaia). **Monitoração e Diagnóstico On-line de Transformador de Potência com Óleo Vegetal**. 2018. Disponível em: <<http://treetech.com.br/artigos/artigos-distribuicao/monitoracao-e-diagnostico-on-line-de-transformador-de-potencia-com-oleo-vegetal-3>>. Acesso em: 17 out. 2018.

COMISSÃO ELETROTÉCNICA INTERNACIONAL. **IEC 60270**: Comparison of IEC 60270 and RF partial discharge detection in an electromagnetic noise-free environment at differing pressures. Genebra: IEC, 2012

SATO, Fujio; FREITAS, Walmir. **Análise de curto-circuito e princípio de proteção em sistemas de energia elétrica: fundamentos e prática**. Rio de Janeiro: Elsevier, 2015. 447 p.

DUGAN, Roger C. et al. **ELECTRICAL POWER SYSTEMS QUALITY**. 2. ed. Nova Iorque: McGraw-hill Companies, 2002. 528 p.

CHAPMAN, Stephen J. **Fundamentos de Máquinas Elétricas**. 5. ed. Nova Iorque: Amgh Editora Ltda, 2013. 684 p. Tradução de: Anatólio Laschuk.

FITZGERALD, A e; KINGLEY JUNIOR, Charles; UMANS, Stephen D. **Máquinas Elétricas: Com introdução à eletrônica de potência**. 6. ed. Porto Alegre: Artmed Editora S.a., 2008. Tradução de: Anatólio Laschuk.

MAMEDE FILHO, João; MAMEDE, Daniel Ribeiro. **Proteção de Sistemas Elétricos de Potência**. Rio de Janeiro: Ltc- Livros Técnicos e Científicos Editora S.a., 2013. 604 p.

MAMEDE FILHO, João. **Instalações Elétricas Industriais**. 8. ed. Rio de Janeiro: Ltc- Livros Técnicos e Científicos Editora S.a., 2012. 666 p.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 5356-2**: Transformadores de potência Parte 2: Aquecimento. 2 ed. Rio de Janeiro: Abnt Editora, 2007. 27 p. Disponível em: <https://kupdf.net/download/nbr-5356-2-transformadores-de-pot-ecirc-ncia-aquecimento_58e68ca5dc0d60af3ada9809_pdf>. Acesso em: 01 out. 2018.

INCROPERA, Frank P. et al. **Fundamentos de transferência de calor e de massa**. 7. ed. Paris: Ltc- Livros Técnicos e Científicos Editora Ltda, 2011. 671 p.

INSTITUTO DE ENGENHEIROS ELETRICISTAS E ELETRÔNICOS-SA. **1459-2000**: IEEE Standard Definitions for the Measurement of Electric Power Quantities Under Sinusoidal, Nonsinusoidal, Balanced, or Unbalanced Conditions. 3 ed. Nova Iorque: Instituto de Engenheiros Eletricistas e Eletrônicos, 2010. 52 p. Disponível em: <https://edisciplinas.usp.br/pluginfile.php/1589271/mod_resource/content/1/IEEE%20Std%201459-2010.pdf>. Acesso em: 08 out. 2018.

JUNID, Adam; LI, Simin; NI, Lingfeng. **Dissolved Gas Analysis and its interpretation techniques for Power Transformers**. 2008. Disponível em: <file:///C:/Users/Guilherme/Desktop/Projectreport-DISSOLVED_GAS_ANALYSIS_AND_ITS_INTERPRETATION_TECHNIQUES_FOR_POWER_TRANSFORMERS_21oct08nocover.pdf>. Acesso em: 17 out. 2018.

WEG S.A. (Santa Catarina). **Manual para Correção do Fator de Potência**. 2007. Disponível em: <<http://www.gigawattsistemas.com.br/file/1-1314manual2.pdf>>. Acesso em: 09 out. 2018.

MARTINEZ, Manuel Luís Barreira. Carregamento e potência nominal dos transformadores: Análise de consumo de energia e aplicações. **O Setor Elétrico: Medição e gerenciamento de energia**, Itajubá, v. 111, n. 9, p.42-47, 02 abr. 2015. Mensal. Disponível em: <http://www.osetoreletrico.com.br/wp-content/uploads/documentos/fasciculos/ed-111_Fasciculo_Cap-IV-Analise-de-consumo-de-energia-e-aplicacoes.pdf>. Acesso em: 10 abr. 2017.

PAULILO, Gilson; TEIXEIRA, Mateus Duarte. Variações de tensão de longa duração: Capítulo IV. **O Setor Elétrico: Qualidade de energia**, Campinas, v. 1, n. 4, p.38-42, 30 abr. 2013. Mensal. Disponível em: <http://www.osetoreletrico.com.br/wp-content/uploads/2013/05/Ed87_fasc_qualidade_cap4.pdf>. Acesso em: 04 out. 2018.

PAULILO, Gilson; TEIXEIRA, Mateus Duarte. Harmônicos – conceitos: Capítulo II. **Qualidade de Energia**, Curitiba, v. 1, n. 2, p.34-42, 30 abr. 2013. Mensal. Disponível em: <http://www.osetoreletrico.com.br/wp-content/uploads/2013/03/Ed85_fasciculo_qualidade_cap2.pdf>. Acesso em: 08 out. 2018.

INDÚSTRIA ELETROTÉCNICA BREDA (Brasil). **Transformador de Distribuição a óleo 300KVA 15KV 380/220V ou 220/127V**. 2018. Disponível em: <<http://www.eletrobreda.com.br/conteudo/oferta/oferta.htm>>. Acesso em: 30 set. 2018.

RAVAGLIO, M. A. (Paraná). Copel Distribuição. **Avaliação da Vida Útil dos Transformadores da COPEL Distribuição - 2ª Etapa**. 2002. Disponível em: <<http://www.mfap.com.br/pesquisa/arquivos/20090424125932-Avaliacao da Vida Util dos Transformadores da.pdf>>. Acesso em: 15 maio 2017.

ZIRBES, Roberto; ROLIM, Jacqueline G; ZÜRN, Hans Helmut. **Metodologias para avaliação e diagnóstico do estado de isolamentos de papel impregnado com óleo mineral**. 2005. Disponível em: <http://www.scielo.br/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0103-17592005000300005>. Acesso em: 15 out. 2018.

CARGILL BIOINDUSTRIAL (Minnesota). **OPTIMIZING TRANSFORMER DESIGNS WITH NATURAL ESTERS**: Transformers utilizing the standardized high temperature capability can increase reliability and loading capability by up to 20% while reducing the amount of materials and fluid required to create smaller, more effective transformer designs. 2012. Disponível em: <<https://www.envirotempfluids.com.cn/content/uploads/2013/12/High-Temperature-Advertorial-11-13.pdf>>. Acesso em: 09 out. 2018.

MARTINS, Maria Augusta G.. **Envelhecimento térmico do papel isolante de transformadores. Investigação experimental. Modelos de degradação**. 2010. Disponível em: <http://www.scielo.mec.pt/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0870-83122010000100008>. Acesso em: 15 out. 2018.

MARTINS, Maria Augusta G.. **Gestão da vida útil dos transformadores**. 2009. Disponível em: <http://www.scielo.mec.pt/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0870-83122009000200002>. Acesso em: 15 out. 2018.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 07034: MATERIAIS ISOLANTES ELÉTRICOS CLASSIFICAÇÃO TÉRMICA**. Rio de Janeiro: Abnt Editora, 1981. 8 p. Disponível em: <https://intranet.ifs.ifsuldeminas.edu.br/eder.clementino/GEST%C3%83O%20AMBIENTAL/LEGISLA%C3%87%C3%83O%20AMBIENTAL_4%20GA/NORMAS%20BRASILEIRAS%20REGULAMENTADORAS/NBR%2007034%20-%201981%20-

%20Classifica%C3%A7%C3%A3o%20T%C3%A9rmica%20de%20Materiais%20Isolantes%20EI%C3%A9tricos.pdf>. Acesso em: 30 set. 2018.

WERLICH, Rafael E. et al. **CORRENTE DE CURTO CIRCUITO EM TRANSFORMADORES: AS BASES QUE VOCÊ PRECISA SABER**. 2018. Fundação Universidade Regional de Blumenau. Disponível em: <<http://iltech.com.br/blog/?p=1136>>. Acesso em: 03 out. 2018.

ORTIZ, Félix et al. **Assessment of the temperature distribution into a transformer through tensile index**. 2016. Disponível em: <https://www.researchgate.net/publication/312488761_Assessment_of_the_temperature_distribution_into_a_transformer_through_tensile_index>. Acesso em: 02 out. 2018.

SOUZA, Gabriel Schutz de; SOUZA, Gabriel Porto de; DAMACENO, Lucas. **Sintonia Fina**: Portal sobre os indutores. 2013. Disponível em: <<https://sintoniafinadotcom.wordpress.com/indutores/filtros/rejeita-faixa/>>. Acesso em: 26 set. 2018.

WEG S.A. (Santa Catarina). **TRANSFORMADOR A ÓLEO ATÉ 4000kVA: MANUAL**. 2018. Disponível em: <<http://ecatalog.weg.net/files/wegnet/WEG-transformadores-a-oleo-instalacao-e-manutencao-10000892317-12.10-manual-portugues-br.pdf>>. Acesso em: 12 out. 2018.

SIEMENS (Brasil). **Reguladores de Tensão**. 2018. Disponível em: <<https://www.energy.siemens.com/br/pt/transmissao-de-energia/transformadores/transformadores-de-distribuicao/reguladores-de-tensao.htm#content=Descri%C3%A7%C3%A3o>>. Acesso em: 20 set. 2018.

COPEL - COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA. **NTC 903100: FORNECIMENTO EM TENSÃO PRIMÁRIA DE DISTRIBUIÇÃO**. Curitiba: Editora Copel Ufpr, 2018. 140 p. Disponível em: <<http://www.copel.com/hpcopel/normas/ntcarquivos.nsf/6ACD0042883FA54D032578DA00606E34/%24FILE/NTC903100.pdf>>. Acesso em: 03 out. 2018.

SHUTTERSTOCK. **Transformer stacking core made of step lap lamination of cold rolled grain cutting edge of 45 degree joint showing the step lap joint**. 2018. Disponível em: <<https://www.shutterstock.com/pt/image-photo/transformer-stacking-core-made-step-lap-726577945?src=WuFQ2I5FzTI8kkK6rLrAeg-1-13>>. Acesso em: 02 out. 2018.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **PROCEDIMENTOS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO SISTEMA ELÉTRICO NACIONAL – PRODIST - RESOLUÇÃO NORMATIVA N° 794/2017**: Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica. 2018. 88 p. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/documents/65>>

POMILIO, José Antenor; DECKMANN, S. M.. **Condicionamento de Energia Elétrica e Dispositivos FACTS: FILTROS PASSIVOS E ATIVOS**. Campinas: Editora Unicamp, 2009. 48 p. Disponível em: <<http://www.dsce.fee.unicamp.br/~antenor/pdffiles/it741/cap7.pdf>>. Acesso em: 19 maio 2018.

POMILIO, José Antenor; DECKMANN, S. M.. **Avaliação da Qualidade da Energia Elétrica: Distorção harmônica: causas, efeitos, soluções e normas**. 2018. Disponível em: <<http://www.dsce.fee.unicamp.br/~antenor/pdffiles/qualidade/a5.pdf>>. Acesso em: 08 out. 2018.

WAUKESHA TRANSFORMERS (Wisconsin). **Transformer Loading & Thermal Design Considerations**: Waukesha: Visual, 2013. 32 slides, color. Disponível em: <<http://dedweb.uta.edu/cedwebfiles/Thursday%208%2030%20AM%20XF%20Loadin>>

g%20thermal%20design%20and%20operation%20considerations%20-John%20Pruente%20.pdf>. Acesso em: 02 out. 2018.

CABRAL, Sérgio H. L. et al. **Fundamentos sobre a explosão de Transformadores a Óleo que você deveria saber**. 2018. Disponível em: <<http://iltech.com.br/blog/?p=1132>>. Acesso em: 05 out. 2018.

ABB (Brasil). **ABB lança regulador de tensão para facilitar a integração de energias renováveis**. 2015. Disponível em: <<http://www.abb.com/cawp/seitp202/150a78ef560ea40ec1257e6c004f7061.aspx>>. Acesso em: 26 set. 2018.

FERRAZ, Guilherme Martinez Figueiredo; LOPES, Gustavo Paiva; MARTINEZ, Manuel Luis Barreira. **Cálculo do Tempo de Sobrecarga em Transformadores Através do Equivalente Térmico Simplificado**. 2016. Disponível em: <<http://www.swge.inf.br/anais/SBSE2012/PDFS/ARTIGOS/96932.PDF>>. Acesso em: 10 fev. 2018.

SEMINAR PAPER. **MODELING OF TRANSFORMERS**. 2018. Disponível em: <<https://seminarprojects.blogspot.com/2011/12/modeling-of-transformers.html>>. Acesso em: 01 out. 2018.

SABER ELÉTRICA (Brasil). **Uma Análise de filtros passivos**. 2017. Disponível em: <<https://www.sabereletrica.com.br/resposta-em-frequencia-filtros-passivos/>>. Acesso em: 26 set. 2018.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 5356-1: Transformadores de potência Parte 1: Generalidades**. 1 ed. Rio de Janeiro: Abnt Editora, 2007. 103 p. Disponível em: <<https://www.passeidireto.com/arquivo/24430855/nbr-5356-1-transformadores-de-potencia-parte-1-generalidades>>. Acesso em: 19 out. 2018.

ESCOLA POLITÉCNICA DA UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO. Departamento de Engenharia de Energia e Automação. **INTRODUÇÃO À ELETROMECAÂNICA E À AUTOMAÇÃO: TRANSFORMADORES**. São Paulo: Edusp, 2014. 28 p. Disponível em:

<https://edisciplinas.usp.br/pluginfile.php/349452/mod_resource/content/2/Transformadores_Teo_2014%20%281%29.pdf>. Acesso em: 26 set. 2018.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 5356-5: Transformadores de potência - Parte 5: Capacidade de resistir a curtos-circuitos**. 5 ed. Rio de Janeiro: Abnt Editora, 2007. 22 p.

APÊNDICE A – Programas desenvolvidos no MATLAB

A seguir estarão os programas de todas as simulações realizadas neste estudo.

A.1 Temperatura máxima e perda de vida útil por sobrecarga

%% Equação Temperatura Máxima e Vida Útil

clc; close all; clear all;

%CONDIÇÕES INICIAIS

Tamb = 40; %temperatura ambiente;

Wo= 792; %perdas a vazio;

Wcc= 2934; %perdas com carga nominal;

Snom= 3e5; %potencia nominal;

Tmaxconhecida=55; %temperatura do enrolamento

RTH = 0.0147; %resistência térmica.

%RTH=(75°C-20.3°C)/(792+2934)

CF=1.4 %Conversão Forçada

ST=Snom:100:Snom*CF; %potencia consumida;

var=((ST/Snom).^2);

Tmax=Tamb+RTH*(Wo+Wcc*var); %Temperatura máxima;

n=length(Tmax);

```
x=[Snom*CF];  
y=[Tmax(n)];
```

```
TempE=y    %Temperatura do Enrolamento
```

```
figure(1)  
plot(ST,Tmax)  
xlabel('Pontência Consumida [VA]')  
ylabel('Temperatura do Enrolamento [°C]')  
grid on  
hold on  
plot(x,y,'x');  
title ('Elevação da Temperatura Máxima')
```

```
%% Porcentagem de Vida útil em relação a vida máxima
```

```
A=2.0e-18;    %constante para 55°C fornecida pela IEEE 57.91-2011
```

```
B=15e3;
```

```
Tf=Tmax+273.2955;
```

```
m=length(Tf);
```

```
%vetor, incrementa vida útil ponto a ponto
```

```
for i=1:m
```

```
    v(i)=(B/Tf(i));
```

```
    VIDA(i)=A*(exp(v(i)));
```

```
end
```

```
Spu=ST/Snom;
```

```
V=VIDA;
```

```
figure(2)
```

```
plot(Spu,V, 'blue')
```

```
xlabel('Taxa de Sobrecorrente [pu]')
```

```
ylabel('Vida Útil [pu]')
```

```
title('Queda de Vida Útil')
```

```
grid minor
```

```
hold on
```

```
figure(3)
```

```
plot(Tmax,V, 'blue')
```

```
xlabel('Temperatura [°C]')
```

```
ylabel('Vida Útil [pu]')
```

```
title('Queda de Vida Útil')
```

```
grid minor
```

```
hold on
```

A.2 Tempo para atingir a temperatura

```
%% Tempo para atingir uma Temperatura
```

```
clc; close all; clear all;
```

```
%CONDIÇÕES INICIAIS
```

```

Tmax= 136.1768; %Temperatura máxima
Tamb= 40; %Temperatura ambiente
RTH= 0.0147; %Resistencia térmica

CTH= 401369.7; %capacidade térmica (calculada)

t=0:0.01:12;

Tint=(Tmax-Tamb)*(1-exp((-t*60*60)/(RTH*CTH)))+Tamb;

%Temperatura do Enrolamento

plot(t,Tint, 'blue')
xlabel('Tempo [hs]')
ylabel('Temperatura do Enrolamento [°C]')
grid minor
hold on
title ('Tempo para atingir a Temperatura!')

```

A.3 Comportamento assimétrico e temperatura de uma falta

```

%% TEMPERATURA DE CURTO CIRCUITO

%% Corrente do Lado de Baixa com o trecho assimétrico

tempo=0:0.005:0.3; %tempo do curto circuito

Iccbt1= 787.3*8*sqrt(1+2*exp(-2*tempo*377*0.1));

```

```

figure(1)
plot(tempo,lccbt1, 'blue')
xlabel('Tempo [s]')
ylabel('Corrente [A]')
title('Corrente De Falta No Lado de Baixa')
grid on
hold on

%% Tempo para Atingir a Temperatura do Lado de Alta

lcc= 787.3*8;

Ti=95;

A= 150;

Jbt=(lcc/A).^2;      %densidade de corrente

t=0:0.01:10;        %tempo do curto circuito

m=length(t);

%vetor, incrementa vida útil ponto a ponto

for k=1:m

    T(k)= Ti+((2*(Ti+225))/(45700/(Jbt*t(k))-1));

end

hj=length(T);

```

```
figure(2)
plot(t, T, 'blue')
xlabel('Tempo [s]')
ylabel('Temperatura do Enrolamento [°C]')
title('Elevação Da Temperatura Causado Por Uma Falta')
grid on
hold on
```

A.4 Perda de vida útil causada pela distorção harmônica

```
clc; close all; clear all;
```

```
%%Corrente Harmônica
```

```
I1=787.3;
```

```
dht=0:0.01:0.4;
```

```
k= 1+dht.^2;
```

```
Idht= I1*sqrt(k);
```

```
figure(1)
plot(dht,Idht, 'blue')
ylabel('Corrente Elétrica [A]')
xlabel('Distorção Harmônica Total da Corrente')
title('Elevação da Corrente')
grid minor
```

hold on

%% Variação de Temperatura em função do DHT

```
Tamb = 40;      %temperatura ambiente;
Wo= 792;      %perdas a vazio;
Wcc= 2934;    %perdas com carga nominal;
Tmaxconhecida=55; %Temperatura de topo de hora para calculo de RTH
RTH= 0.0147;  %resistência térmica.
```

```
Ipu=Idht/I1;
```

```
Tmax=Tamb+RTH*(Wo+Wcc*Ipu.^2); %Temperatura
```

```
figure(2)
scatter(dht,Tmax, 'blue')
title ('Elevação da Temperatura')
xlabel('Distorção Harmônica Total da Corrente')
ylabel('Temperatura [°C]')
grid on
hold on
```

%% Perda de Vida Útil em função do DHT

```
A=2e-18;
B=15e3;
Tf=Tmax+273.2955;
```

```
m=length(Tf);

for i=1:m
    variavel(i)=(B/Tf(i));
    VIDA(i)=A*(exp(variavel(i)));

end

V=VIDA;
figure(3)
plot(dht,V, 'blue')
xlabel('Distorção Harmônica Total da Corrente')
ylabel('Vida Útil [pu]')
title('Vida Útil em Relação a Vida Máxima')
grid on
hold on
```

```
%% EXEMPLO DE SINAL COM ALTA DISTORÇÃO HARMÔNICA
```

```
%CONDIÇÕES INICIAIS
```

```
A1= 787.3;    %corrente do secundário do transformador de 300 kVA
A3 = A1*0.2;
A5 = A1*0.1;
A7 = A1*0.08;
A9 = A1*0.03;
A11 = A1*0.01;
f1 = 60;
h = 3;
```

```
f3= f1*h;
```

```
f5= f1*5.043;
```

```
f7= f1*7.1;
```

```
f9= f1*9;
```

```
f11= f1*11;
```

```
f_amostragem = 3840;
```

```
t= 0:1/f_amostragem:33.4e-3;
```

```
onda= A1 * sin(2*pi*f1*t)+ A3 * sin(2*pi*f3*t)+ A5*sin(2*pi*f5*t)+ A7*sin(2*pi*f7*t)+
```

```
A9*sin(2*pi*f9*t)+ A11*sin(2*pi*f11*t);
```

```
%onda com até a sétima harmônica
```

```
figure (4)
```

```
plot(t,onda, 'blue')
```

```
title ('Onda com Harmônicos')
```

```
xlabel('Tempo [s]')
```

```
ylabel('Corrente [A]')
```

```
grid on
```

```
hold on
```

A.5 Fator de potência

```
clc; close all; clear all;
```

```
%% Aumento da Potência com o Decréscimo de fp
```

```
P=300;
```

```
fp=1:-0.01:0.1;

for i=1:length(fp)
    S(i)= P/fp(i);
end

figure(1)
plot(fp,S)
title ('Aumento da Potência')
xlabel('Fator de Potência')
ylabel('Potência Aparente [kVA]')
grid on
```

A.6 Sistema com sobrecorrente fundamental e com harmônicos

```
clc; close all; clear all;
```

```
%% Corrente Real, Harmônica e Sobrecarga
```

```
ln= 787.3;    %corrente nominal
```

```
x = 1:0.01:1.4;    %taxa entre corrente fundamental e corrente nominal
```

```
d0=0;
```

```
d1=0.1;
```

```
d2=0.2;
```

```
d3=0.3;
```

```
d4=0.4;
```

```
I0 = 787.3*x;
```

```
I1 = 787.3*x*(sqrt(1+d1.^2));
```

```
I2 = 787.3*x*(sqrt(1+d2.^2));
```

```
I3 = 787.3*x*(sqrt(1+d3.^2));
```

```
I4 = 787.3*x*(sqrt(1+d4.^2));
```

```
figure(1)
```

```
title('Corrente Real Para Diferentes DHTi')
```

```
grid on
```

```
hold on
```

```
plot(x,I0,'blue')
```

```
xlabel('Taxa Entre a Corrente Fundamental e a Corrente Nominal [pu]')
```

```
ylabel('Corrente [A]')
```

```
figure(1)
```

```
plot(x,I1,'green')
```

```
figure(1)
```

```
plot(x,I2,'cyan')
```

```
figure(1)
```

```
plot(x,I3,'black')
```

```
figure(1)
```

```
plot(x,I4,'red')
```

```
legend('DHTi=0%','DHTi=10%','DHTi=20%','DHTi=30%','DHTi=40%')
```

%% Variação de Temperatura em função do DHT

```
Tamb = 40;           %Temperatura ambiente;
Wo= 792;           %Perdas a vazio;
Wcc= 2934;        %Perdas com carga nominal;
Tmaxconhecida=55; %Elevação máxima de temperatura
RTH = 0.0147;     %resistência térmica.
```

```
T0=Tamb+RTH*(Wo+Wcc*(I0/In).^2);
T1=Tamb+RTH*(Wo+Wcc*(I1/In).^2);
T2=Tamb+RTH*(Wo+Wcc*(I2/In).^2);
T3=Tamb+RTH*(Wo+Wcc*(I3/In).^2);
T4=Tamb+RTH*(Wo+Wcc*(I4/In).^2);
```

```
figure(2)
title('Temperatura Para Diferentes DHTi')
grid on
hold on
plot(x,T0,'blue')
xlabel('Taxa Entre a Corrente Fundamental e a Corrente Nominal [pu]')
ylabel('Temperatura [°C]')
```

```
figure(2)
plot(x,T1,'green')
```

```
figure(2)
plot(x,T2,'cyan')
```

```
figure(2)
plot(x,T3,'black')
```

```
figure(2)
plot(x,T4,'red')
legend('DHTi=0%','DHTi=10%','DHTi=20%','DHTi=30%','DHTi=40%')

%% Perda de Vida Útil em função do DHT e Sobrecarga

A=2.00e-18;
B=15e3;

m=length(T0);

% Matriz, incrementa elemento a elemento
for i=1:m
    v(i)=B/(T0(i)+273.2955);
    V0(i)=A*(exp(v(i)));

end

for i=1:m
    v(i)=B/(T1(i)+273.2955);
    V1(i)=A*(exp(v(i)));

end

for i=1:m
    v(i)=B/(T2(i)+273.2955);
    V2(i)=A*(exp(v(i)));

end
```

```
for i=1:m
```

```
    v(i)=B/(T3(i)+273.2955);
```

```
    V3(i)=A*(exp(v(i)));
```

```
end
```

```
for i=1:m
```

```
    v(i)=B/(T4(i)+273.2955);
```

```
    V4(i)=A*(exp(v(i)));
```

```
end
```

```
figure(3)
```

```
title('Vida Útil Para Diferentes DHTi')
```

```
grid on
```

```
hold on
```

```
plot(x,V0,'blue')
```

```
xlabel('Taxa Entre a Corrente Fundamental e a Corrente Nominal [pu]')
```

```
ylabel('Vida Útil [pu]')
```

```
figure(3)
```

```
plot(x,V1,'green')
```

```
figure(3)
```

```
plot(x,V2,'cyan')
```

```
figure(3)
```

```
plot(x,V3,'black')
```

```
figure(3)
```

```
plot(x,V4,'red')
```

```
legend('DHTi=0%','DHTi=10%','DHTi=20%','DHTi=30%','DHTi=40%')
```

A.7 Previsão de carga

```
%% PREVISÃO DE CARGA
```

```
clc
```

```
clear all
```

```
close all
```

```
Smax= 2e5    %Potência máxima atual;
```

```
K= 0.07    %crescimento percentual anual da empresa;
```

```
n=0.01:12;    %número de anos;
```

```
Snom=3e5    %Potência do transformador.
```

```
Fs=(Smax*((1+K).^n))/Snom    %Fator de sobrecarga;
```

```
plot(n,Fs,'-
```

```
o','LineWidth',2,'MarkerSize',10,'MarkerEdgeColor','b','MarkerFaceColor',[1,1,1])
```

```
xlabel('Anos')
```

```
ylabel('Fator de Sobrecarga')
```

```
title('Crescimento de Demanda')
```

```
grid on
```

```
hold on
```