



**UNIVERSIDADE FEDERAL DO CEARÁ
CAMPUS DE SOBRAL
CURSO DE ENGENHARIA ELÉTRICA**

JURACI GOMES DE AGUIAR FILHO

**UTILIZAÇÃO DE UM MÉTODO ESTATÍSTICO PARA VALIDAR A RELAÇÃO DO
CARREGAMENTO DOS TRANSFORMADORES DE DISTRIBUIÇÃO COM A
TEMPERATURA NA CARÇAÇA**

**SOBRAL
2015**

JURACI GOMES DE AGUIAR FILHO

UTILIZAÇÃO DE UM MÉTODO ESTATÍSTICO PARA VALIDAR A RELAÇÃO DO
CARREGAMENTO DOS TRANSFORMADORES DE DISTRIBUIÇÃO COM A
TEMPERATURA NA CARCAÇA

Monografia apresentada ao Curso de Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Ceará – Campus de Sobral, como requisito parcial à obtenção do título de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. Marcus Rogério de Castro.

SOBRAL

2015

JURACI GOMES DE AGUIAR FILHO

UTILIZAÇÃO DE UM MÉTODO ESTATÍSTICO PARA VALIDAR A RELAÇÃO DO
CARREGAMENTO DOS TRANSFORMADORES DE DISTRIBUIÇÃO COM A
TEMPERATURA NA CARÇAÇA

Monografia apresentada ao Curso de Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Ceará – Campus de Sobral, como requisito parcial à obtenção do título de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. Marcus Rogério de Castro.

Aprovado em: 11/12/2015

Prof. Dr. Marcus Rogério de Castro (Orientador)
Universidade Federal do Ceará (UFC)

Prof. Dr. Éber de Castro Diniz
Universidade Federal do Ceará (UFC)

Engenheiro Eletricista Fabiano da Silva Teixeira
Universidade Federal do Ceará (UFC)

A Deus.

A minha família.

AGRADECIMENTOS

Grato a Deus pelo o dom da vida. Agradeço aos meus pais Juraci e Maria das Graças, meus maiores exemplos. Obrigado por cada incentivo, orientação e pelas orações ao meu favor.

Aos professores e funcionários da Universidade Federal do Ceará – campus de Sobral e Fortaleza.

À minha namorada, Renata Silveira, pelo apoio e dedicação, sempre contribuiu na minha carreira acadêmica.

Aos meus amigos: Valdeílson, Paulo Roberto Braga, Francisco Kelson, Halleno, Fernando, Edgleice e Jefferson que em diversas formas me ajudaram no desenvolvimento do meu trabalho.

Ao Prof. Dr. Marcus Rogério Castro que, com paciência e atenção, dedicou seu valioso tempo para me orientar em cada passo deste trabalho. Não podendo esquecer dos demais professores que me ajudaram de forma direta contribuindo na minha vida acadêmica.

“A humildade exprime, uma das raras certezas de que estou certo: a de que ninguém é superior a ninguém.”

(Paulo freire)

RESUMO

O presente trabalho propõe validar a relação do carregamento com a temperatura na carcaça dos transformadores de distribuição. Para isso, faz-se, inicialmente, um estudo do sistema de distribuição do Ceará, em seguida, estuda-se a gestão que é feita para correção das avarias detectadas na rede. Neste âmbito, a aplicação da termografia em subestações, linhas de alta tensão e linhas de média tensão são estudadas. Posteriormente, analisa-se o carregamento dos transformadores de distribuição através da medição de corrente elétrica nos enrolamentos secundários do equipamento e, paralelamente a isso, mede-se a temperatura na carcaça do transformador. Com isso, alguns fatores que influenciam no valor da temperatura na carcaça do equipamento são identificados, tais como: temperatura ambiente e valores de corrente no secundário do equipamento.

Palavras-chave: Sobrecarga. Temperatura. Carregamento. Transformadores de distribuição.

ABSTRACT

This paper proposes to assess the relationship of the loading of distribution transformers with the temperature in the housing. For this, it is initially a study of Ceará distribution system, then we study the management that is made to correct the faults detected on the network. In this context, the application of thermography in substations, power lines and medium voltage lines are studied. Subsequently, it analyzes the loading of distribution transformers by measuring electric current in the secondary windings of the machine and, parallel to this, measures the temperature in the transformer housing. With this, some factors that influence the temperature value in the equipment housing are identified, such as room temperature and current values on the secondary equipment.

Keywords: Distribution transformers. Overload. Temperature. Load.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 - Exemplo de condução.....	19
Figura 2 - Exemplo de convecção	20
Figura 3 - Processo de resfriamento do óleo isolante	20
Figura 4 – Transformador instalado ao ar livre.....	21
Figura 5 - Espectro da luz.	22
Figura 6 - Termovisores Fluke.....	23
Figura 7 - Termograma	24
Figura 8 - Transformadores de distribuição.....	30
Figura 9 - Medidor SAGA 1000	35
Figura 10 - Termopar tipo K	40
Figura 11 - Registrador LogBox-AA	41

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1 - Quantitativo de inspeções termográficas para 2015.....	26
Gráfico 2 - Defeitos encontrados na rede de média tensão em 2014	28
Gráfico 3 - Defeitos encontrados na rede de alta tensão em 2014	29
Gráfico 4- Quantidade de transformadores instalados	32
Gráfico 5 - Potência (MVA) instalada do sistema COELCE mensal.....	33
Gráfico 6 - Principais causas de defeitos dos transformadores de distribuição	33
Gráfico 7 - Diagramas de Dispersão	46
Gráfico 8 - Relação entre temperatura na carcaça e carregamento.....	50
Gráfico 9 – Temperatura na Carcaça versus Carregamento – 24°C.....	52
Gráfico 10 - Temperatura na Carcaça versus Carregamento – 25°C.....	53
Gráfico 11 - Temperatura na Carcaça versus Carregamento – 26°C.....	53
Gráfico 12 - Temperatura na Carcaça versus Carregamento – 27°C.....	54
Gráfico 13 - Temperatura na Carcaça versus Carregamento – 28°C.....	54
Gráfico 14 - Temperatura na Carcaça versus Carregamento – 29°C.....	55
Gráfico 15 - Temperatura na Carcaça versus Carregamento – 30°C.....	55
Gráfico 16 - Temperatura na Carcaça versus Carregamento – 31°C.....	56

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Conexões e Emendas.....	25
Tabela 2 - Disjuntores, Religadores e Chaves a Óleo.....	25
Tabela 3 – Potência dos transformadores trifásicos da COELCE	31
Tabela 4 – Potência dos transformadores monofásicos da COELCE	31
Tabela 5–Resultados obtidos com o medidor SAGA 1000	36
Tabela 6–Resultados obtidos com o medidor SAGA (continuação).....	37
Tabela 7- Resultados obtidos com o medidor SAGA (continuação).....	38
Tabela 8–Resultados obtidos com o medidor SAGA (Conclusão)	39
Tabela 9 – Medição de temperaturas.....	41
Tabela 10 – Medição de temperaturas (continuação)	42
Tabela 11 – Medição de temperaturas (continuação)	43
Tabela 12 – Medição de temperaturas (continuação)	44
Tabela 13 – Medição de temperaturas.....	45
Tabela 14 – Cálculo da covariância e correlação.....	47
Tabela15 – Cálculo da covariância e correlação (continuação)	48
Tabela 16– Cálculo da covariância e correlação (continuação)	49

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
COELCE	Companhia Energética do Ceará
LDMT	Linhas de Distribuição de Média Tensão
LDAT	Linhas de Distribuição de Alta Tensão
SED	Subestação de Distribuição
IT	Instrução de Trabalho
KW	Quilo Watts
KV	Quilo Volts
TC	Transformador de Corrente
TP	Transformador de Potência
HZ	Hertz
AT	Alta Tensão
MT	Média Tensão
BT	Baixa Tensão
DEC	Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora
FEC	Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora

SUMÁRIO

1.INTRODUÇÃO	13
1.2 Revisão bibliográfica.....	14
1.3 Objetivos e Motivações	16
1.4 Estrutura do trabalho	16
2. TERMODINÂMICA.....	18
2.1.Tipos de propagação de calor	18
2.1.1 Condução	18
2.1.2 Convecção	19
2.1.3 Radiação	21
2.2. Termometria e Termografia	22
2.3 Termovisor.....	23
2.4 Classificações da Criticidade dos Pontos Quentes	24
3. PROCEDIMENTOS APLICADOS NO SISTEMA ELÉTRICO DO CEARÁ	26
3.1 Manutenção Preventiva.....	26
3.2 Gestão dos defeitos no sistema elétrico	27
3.2.1 Defeitos encontrados no sistema de distribuição em 2014	28
3.3 Defeitos em subestações	29
4 TRANSFORMADORES DE DISTRIBUIÇÃO	30
4.1 Princípios de Funcionamento dos Transformadores	30
4.1 Divisão dos transformadores quanto à Finalidade	31
4.2 Divisões dos transformadores quanto ao número de fases.....	31
4.3 Divisões dos transformadores quanto ao meio isolante.....	32
4.7. Gestão dos transformadores de distribuição na Coelce	32
4.8. Modelo atual de manutenção em transformadores de distribuição	34
5 PROCEDIMENTOS E RESULTADOS	35
5.1 Procedimentos para aquisição de dados e equipamentos.....	35
5.2 Tratamento e interpretação dos dados obtidos	45
5.2.1 Diagramas de dispersão	45
5.2.2 Covariância e o coeficiente de correlação de Pearson.....	46
6 CONCLUSÃO GERAL	57

7 TRABALHOS FUTUROS.....	59
8 REFERÊNCIAS	60

1.INTRODUÇÃO

A Companhia Energética do Ceará (Coelce) é a concessionária responsável pela distribuição de energia elétrica no Ceará. É de sua responsabilidade fornecer energia com qualidade e com os níveis de tensão adequados ao consumidor, definido pela Resolução 456 da ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica). No qual, fazem parte do sistema da distribuidora: linha de transmissão, alimentadores, religadores, transformadores e outros equipamentos.

“Os Transformadores de distribuição são equipamentos elétricos estáticos, que através da indução eletromagnética transformam níveis de tensão e de corrente alternada existentes em seus enrolamentos, que, por sua vez, são isolados eletricamente com a mesma frequência (DEKKER, 2002)”.

Os transformadores que são de suma importância para o funcionamento do sistema elétrico de distribuição, estão frequentemente expostos e sujeitos a avarias durante o seu funcionamento. Nesse âmbito, através de um acompanhamento feito nos últimos anos pela concessionária de energia elétrica do Ceará, constatou-se que uma das principais causas de defeitos dos transformadores é a sobrecarga.

A sobrecarga nos transformadores é a consequência da circulação de um fluxo excessivo de corrente no enrolamento secundário, o que causa, dentre outras coisas, aumento adicional de temperatura. Essa elevação da temperatura pode causar a degradação do material isolante, comprometendo a vida útil do equipamento.

A celulose é o isolamento mais utilizado em transformadores de distribuição, sendo impregnado com óleo mineral isolante, devido a sua eficácia e custo reduzido. Das principais características deste isolamento, destaca-se a capacidade de minimizar o fluxo de corrente entre condutores submetidos a diferencial de potencial elétrico por suportar o campo elétrico resultante.

Contudo, é de conhecimento geral que a isolação do equipamento degrada com o tempo, mesmo estando sob condições normais de operação. Além disso, quando as características de temperatura e de carregamento estão acima dos níveis admissíveis ocorre uma aceleração no processo de degradação,

frequentemente denominada de degradação térmica, que é influenciada por inúmeros fatores que serão tratados ao longo deste trabalho. Essas condições extremas podem prejudicar o estado da isolação a ponto de inutilizar o equipamento.

O foco deste trabalho teve por base medições de temperatura, corrente elétrica e tensões realizadas em um transformador de 150KVA localizado na cidade de Maracanaú. Os dados de temperaturas foram obtidos através da instalação de dois termopares: um para realizar a medição da temperatura na carcaça e outro, a temperatura do ambiente. Esses sensores de temperatura foram acoplados em um registrador de dados eletrônicos. Além disso, um medidor SAGA 1000 foi instalado no enrolamento secundário do transformador para medir tensão e corrente, através desses valores foi calculado o carregamento do equipamento.

1.2 Revisão bibliográfica

Brice (1978) aponta a importância da manutenção preventiva nos equipamentos do sistema elétrico. Os principais problemas apresentados pelos equipamentos de subestação de alta tensão são pontos quentes devido à sobrecarga térmica ou mau contato. O método de detecção desses pontos quentes é feita através da termografia, devido emissão da radiação infravermelha do equipamento. O trabalho faz uma revisão dos sistemas de detecção da radiação infravermelha aplicáveis no sistema elétrico. A primeira parte do trabalho é uma breve introdução à detecção infravermelha e sistemas de imagem. Em seguida, é apresentada a pesquisa de sistemas disponíveis comercialmente, adequados para a tarefa. O trabalho finaliza destacando os novos desenvolvimentos na tecnologia infravermelha.

O trabalho de Madding (2002) mostra a importância da emissividade na influencia da medida de temperatura e discute técnicas para sua medição. Propõe a fabricantes que seus equipamentos sejam revestidos por materiais de alta emissividade e possuam informações a respeito de assinaturas térmicas e modelos térmicos sob todos os tipos de condição.

O trabalho de Santos (2006) tem a finalidade de definir as principais limitações e influências sobre uma inspeção termográfica em subestação de alta tensão. Analisou desde a influência de quem executa a termografia, as condições do

equipamento, até as influências de fatores ambientais sobre medição e a análise das anomalias térmicas encontradas. Apresentou de modo prático, através de ensaios em laboratório e campo, a implicação dessas influências e discutir meios de reduzi-las ou evita-las. A partir dos resultados desenvolveu uma metodologia de inspeção capaz de obter resultados mais confiáveis, possibilitando uma análise mais consistente dos defeitos encontrados.

Aragão (2009) utiliza um sistema distribuído para monitoramento de transformadores imersos em óleo isolante. Parte do sistema de monitoramento, diagnóstico e ferramentas de modelagem foi desenvolvida no âmbito do seu trabalho. A ideia consiste na construção de uma ferramenta para monitoramento e diagnóstico, fazendo uso de unidades de processamento conectadas por ethernet e protocolo TCP/IP, além de implementação de modelos matemáticos para a interpretação de temperatura, estimação de vida útil e limite do carregamento máximo admissível de transformadores.

O trabalho de Carvalho (2009) consiste em uma metodologia aplicada na recuperação de um transformador de distribuição, no qual foram aplicadas novas técnicas de projeto e materiais isolantes com melhores características térmicas e dielétricas. Obtendo como resultado um acréscimo de 100% da potência original, além de ter agregado ao equipamento algumas vantagens ecológicas que o diferencia dos transformadores de distribuição convencionais.

O trabalho de Tiago Franken (2011) explica que a termografia vem sendo vastamente utilizada como método para monitorar a temperatura de componentes elétricos, com o objetivo de detectar os problemas térmicos em seu estágio inicial, evitando as paradas desnecessárias dos equipamentos. Essa técnica está fundamentada no método preditivo de manutenção, com propósito de aumentar a confiabilidade dos equipamentos.

Comenta o cenário atual da tecnologia em termovisores, a aplicação da termografia com termovisores portáteis pesando não mais de 02 kg, conta como a tecnologia é capaz de detectar e converter em tempo real a radiação infravermelha em imagens visíveis. Comenta que a geração de imagens térmicas é utilizada em aplicações tais como a inspeção de equipamentos elétricos, processos e no diagnóstico de construções. Para a correta interpretação e coleta de dados, revisou

os conceitos básicos relacionados a aplicações físicas, principalmente relacionadas a calor, temperatura e os métodos de condução de calor.

Dentro da prática termográfica, cita que os componentes que envolvam eletricidade têm a maior aplicação, e ressalta que nos estudos realizados até o momento, a utilização da termografia como ferramenta de manutenção preditiva tem sido crescente, assim como o campo de aplicação da técnica e a tecnologia empregada.

1.3 Objetivos e Motivações

O objetivo principal deste trabalho é analisar a temperatura na carcaça do transformador de distribuição e verificar a relação com o carregamento desse equipamento.

Os objetivos específicos são:

- Estudar a gestão de defeitos encontrados no sistema de distribuição de energia elétrica do Ceará;
- Estudar o modelo atual de manutenção preventiva em transformadores de distribuição;
- Facilitar o trabalho das equipes de campo com a utilização do Termovisor.

Esse trabalho tem como motivação diminuir os indicadores coletivos de continuidade DEC (Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora) e FEC (Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora), reduzir o indicador de avaria de transformadores de distribuição por sobrecarga, reduzir os custos na compra de equipamentos de proteção individual e reduzir acidentes de trabalho em manutenção preventiva de transformadores.

1.4 Estrutura do trabalho

O capítulo 2 apresenta os tipos de propagação de calor: condução, convecção e radiação. É comentada a influência da temperatura na vida útil dos transformadores e a utilização de óleo mineral nesses equipamentos. Apresenta o equipamento utilizado para medição de temperatura no sistema de distribuição do

Ceará. Também é comentada a Instrução de Trabalho – 21 (IT-21) utilizada pela Coelce, que define os valores de temperatura para pontos quentes em emendas, conectores, equipamentos e para-raios.

O capítulo 3 apresenta o Planejamento Anual de Inspeções (PAI) realizado pela Coelce, em seu sistema de distribuição. Nesse capítulo é mostrada a quantidade de defeitos encontrados na rede de distribuição, em seguida, a gestão utilizada pela concessionária para solucioná-lo.

O capítulo 4 traz uma apresentação do princípio de funcionamento dos transformadores de distribuição. Com isso, mostra o quantitativo de transformadores instalados na área de concessão da COELCE. A parte construtiva do equipamento é abordada, também são discutidas as principais causas de sobrecargas no sistema elétrico da Coelce e os procedimentos utilizados atualmente para minimizar essas avarias.

O capítulo 5 apresenta a metodologia utilizada para realizar medições em campo, explicando o funcionamento de cada equipamento utilizado. Em seguida, são apresentados e analisados os resultados obtidos com a parte prática: medições de correntes e tensões nos transformadores de distribuição, leitura da temperatura da carcaça e o carregamento do equipamento. Também são discutidas as melhorias dos indicadores de qualidade das concessionárias de energia, sugerido a utilização de termovisores para facilitar o trabalho realizado em campo.

2. TERMODINÂMICA

Quando existir um gradiente de temperatura no interior de um sistema, haverá transferência dessa energia no sentido das temperaturas mais baixas. O gradiente de temperatura é definido como a taxa de variação de temperatura em uma área em particular. A energia em trânsito é chamada de calor, e o processo de transporte é denominado de transmissão de calor. A partir do estudo da termodinâmica é possível verificar a localização de temperaturas críticas na carcaça do transformador. Entretanto, faz-se necessário conhecer as formas de propagação de calor.

2.1. Tipos de propagação de calor

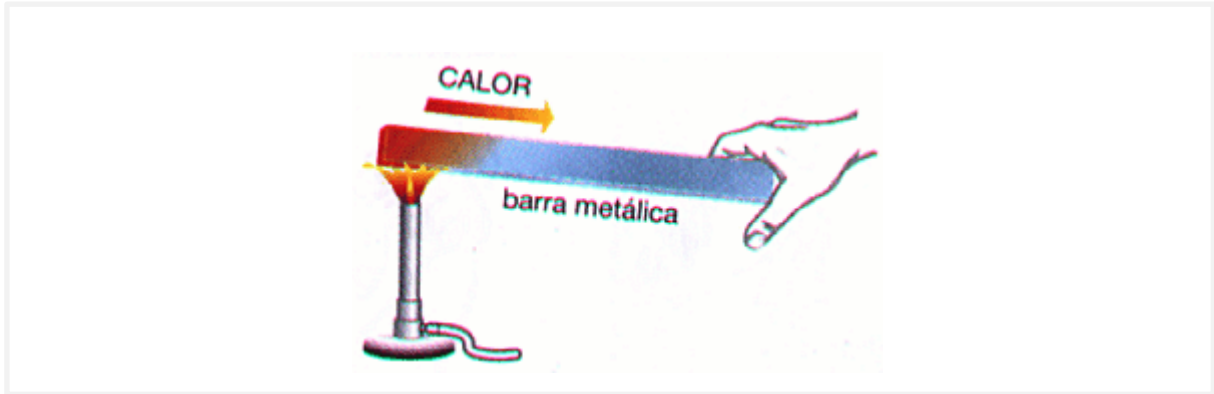
Para que ocorra a propagação de calor, é necessário que ele seja transferido de uma região a outra através do próprio corpo, ou de um corpo para outro. Existem três processos de transferência de calor estudados na termologia, são eles: condução, convecção e radiação. A radiação é a propagação de ondas eletromagnéticas que não precisam de meio para se propagar, enquanto que a condução e a convecção são processos de transferência que necessitam de um meio material para se propagar. Em seguida, cada processo será detalhado.

2.1.1 Condução

Condução é a transferência de energia térmica entre moléculas vizinhas em uma substância devido a um gradiente de temperatura. De outra forma, é um fenômeno de transferência térmica causado por uma diferença de temperatura entre duas regiões em um mesmo meio ou entre dois meios em contato no qual não se percebe movimento global da matéria na escala. Na condução o calor se transfere a camadas sucessivas do material através da difusão e energia cinética média das moléculas. Essa energia é maior nas regiões quentes e menor nas mais frias. A condutibilidade térmica é o parâmetro que determina a maior ou menor capacidade de um material conduzir calor.

A figura 1 apresenta um exemplo de transmissão de calor por condução, quando se aquece a ponta de uma barra de ferro, o calor irá se propagar na barra, devido à alta condutibilidade do material, sem alterações no seu estado físico.

Figura 1 - Exemplo de condução



Fonte: 10emtudo - 2015

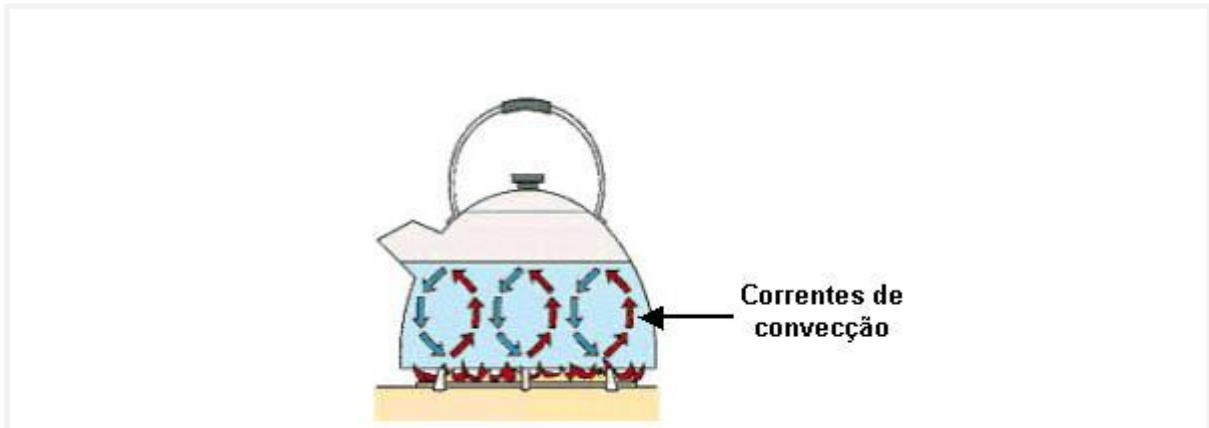
O mesmo processo ocorre na carcaça dos transformadores de distribuição que é feita de aço carbono, material que possui alta condutibilidade, o calor se propaga do ponto aquecido da carcaça sem alterar o estado físico do material.

2.1.2 Convecção

Convecção é um processo de transmissão de calor por condução de massa, característico dos fluidos (gases ou líquidos). O calor é transferido de uma região para outra devido as variações de densidade decorrentes da presença de gradientes térmicos. A convecção pode ser natural ou forçada. Para esse último caso, quando estimulada pela ação do vento, de um ventilador ou de uma bomba.

A figura 2 mostra um exemplo deste processo, quando se aquece um líquido numa chama, as camadas inferiores, ao se aquecerem, ficam menos densas e sobem, por causa do empuxo, ao mesmo tempo em que as camadas superiores mais frias e densas, descem por ação da gravidade. Assim, formam-se as correntes de convecção, fazendo com que as partes quentes se misturem continuamente com as partes frias, até que o líquido fique todo aquecido por igual. Da mesma forma, acontece a convecção nos gases.

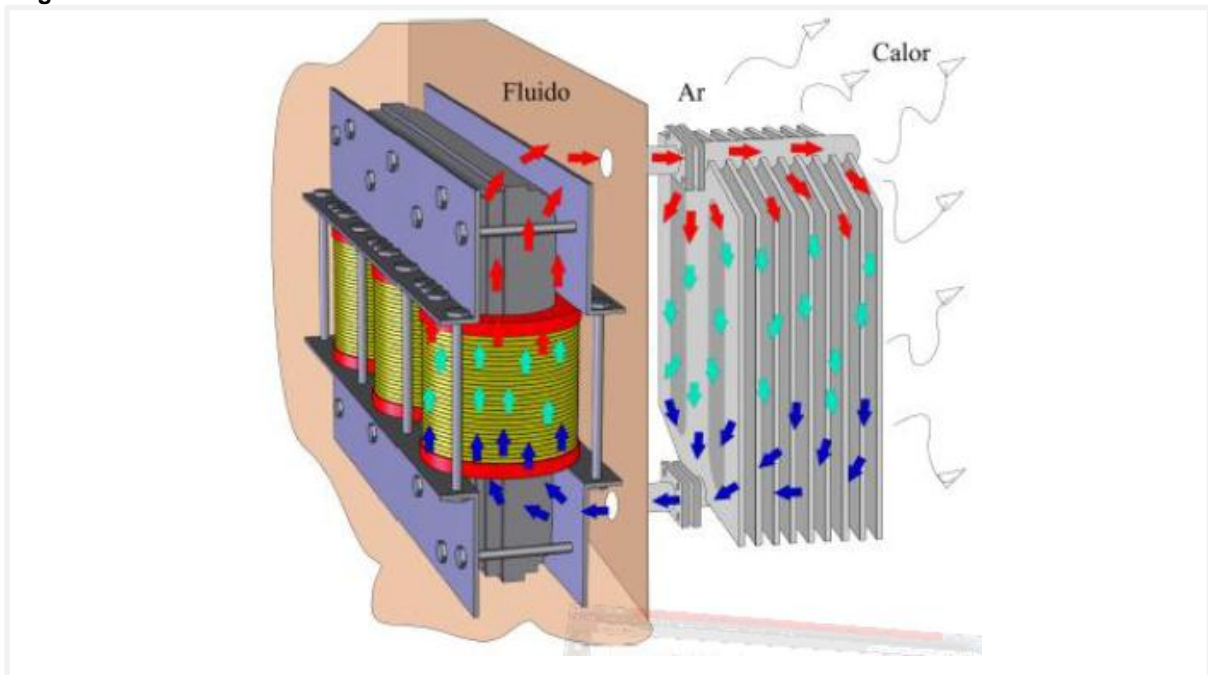
Figura 2 - Exemplo de convecção



Fonte: calorporconveccao - 2015

Outro exemplo de propagação de calor por convecção é o que ocorre nos transformadores de distribuição. O tanque dos transformadores é um compartimento onde se encontra a parte ativa (enrolamentos) e é preenchido com um fluido dielétrico, geralmente, o óleo mineral. Como os enrolamentos da parte ativa aquecem muito, é necessária que haja um sistema de refrigeração, por esse motivo a parte ativa é envolvida em óleo que além de contribuir para a isolação, permite a troca de calor com o ambiente. A figura 3 mostra o processo de resfriamento do óleo isolante no transformador.

Figura 3 - Processo de resfriamento do óleo isolante



Fonte: sigmatransformadores - 2015

Os enrolamentos do equipamento estão imersos no óleo, com a passagem de corrente elétrica, o óleo é aquecido. O calor no óleo se propaga por

convecção, pois ocorre o transporte da energia térmica de uma região para outra por meio do transporte de matéria. A movimentação das diferentes partes do fluido ocorre pela diferença de densidade que surge em virtude do aquecimento ou resfriamento, quanto maior a temperatura menos denso é o fluido, e quanto menor a temperatura mais denso é o fluido. As setas vermelhas representam o óleo com temperatura mais elevada, portanto menos denso, por isso tende a subir. Em contato com a parte metálica dos radiadores, o óleo é resfriado, perdendo calor por radiação. Já as setas azuis representam o óleo com temperaturas menores, ou seja, menos denso, portanto tende a descer. Dessa forma ocorre a circulação do óleo no transformador.

2.1.3 Radiação

Radiação é a transferência de calor através de ondas eletromagnéticas. Todos os corpos emitem naturalmente radiação eletromagnética em função da temperatura absoluta segundo a lei de Stefan-Boltzmann.

Pela radiação os corpos podem trocar calor sem qualquer contato físico, mesmo no vácuo. A maior ou menor capacidade do corpo em emitir radiação eletromagnética é dada pela sua emissividade.

Todos os corpos emitem radiações térmicas que são proporcionais à sua temperatura. Quanto maior a temperatura, maior a quantidade de calor que o objeto irradia. Os transformadores estão expostos à radiação solar, pois são instalados no poste ao ar livre, conforme mostra a figura 4. A temperatura irradiada pelo sol também contribui no aquecimento da carcaça dos transformadores de distribuição.

Figura 4 – Transformador instalado ao ar livre



Fonte: borges - 2015

. A figura 5 mostra as cores do espectro da luz solar, no século IX Willian Herschel, um astrônomo, usando um prisma para refletir a luz do sol tentava descobrir quais as cores do espectro que eram responsáveis pelo aquecimento de objetos, concluiu que à medida que a luz passava da cor violeta para vermelha a temperatura aumentava, e a maior temperatura ocorria na faixa do além-visível, que hoje são conhecidos como raios infravermelhos. A conclusão obtida no estudo de Willian é necessária para analisar as imagens termográficas obtidas através da utilização de Termovisor.

Figura 5 - Espectro da luz.



Fonte: infoescola - 2015

2.2. Termometria e Termografia

Termometria é a área da ciência que trata de medição de temperaturas. A temperatura se divide em duas áreas de acordo com o princípio de medição empregado: Medição de contato e Radiometria.

A Medição de contato visa à obtenção de um perfeito equilíbrio térmico entre o sensor e o meio medido, tipo de medição utilizado para construir o banco de dados de estudo. Tal equilíbrio é alcançado principalmente pelos mecanismos da condução e convecção.

A Radiometria se baseia na detecção da radiação eletromagnética, naturalmente emitida pelos corpos em função de sua temperatura absoluta, podendo ser realizada nas faixas espectrais do ultravioleta, visível, infravermelho ou micro-ondas, abrangendo grande número de técnicas, dentre as quais a termografia.

A Termografia é uma técnica de inspeção não destrutiva, que se baseia na detecção da radiação de Energia Térmica ou Infravermelha, emitida pelos equipamentos, e que permite conhecer as condições operacionais e outros itens críticos, como a identificação de componentes aquecidos, sem qualquer contato físico com os mesmos.

As medições termográficas são realizadas com a utilização de sistemas infravermelhos, tendo como princípio a comparação entre as intensidades de radiação provenientes do corpo observado e de uma referência de temperatura. Considera-se uma técnica de inspeção não destrutiva e apresentam as seguintes características: realização de medições sem contato físico com a instalação, aumentando a segurança no trabalho, verificação de equipamentos em pleno funcionamento não interferindo no funcionamento da instalação e inspeção de grandes superfícies em pouco tempo, aumentando o rendimento.

2.3 Termovisor

O Termovisor é o equipamento utilizado para geração de imagens térmicas, uma ferramenta muito utilizada pelas concessionárias de energia elétrica para detectar pontos quentes em conectores e dispositivos eletrônicos utilizados na rede de distribuição.

A figura 6 ilustra modelos de termovisores, dos mais robustos aos mais simples.

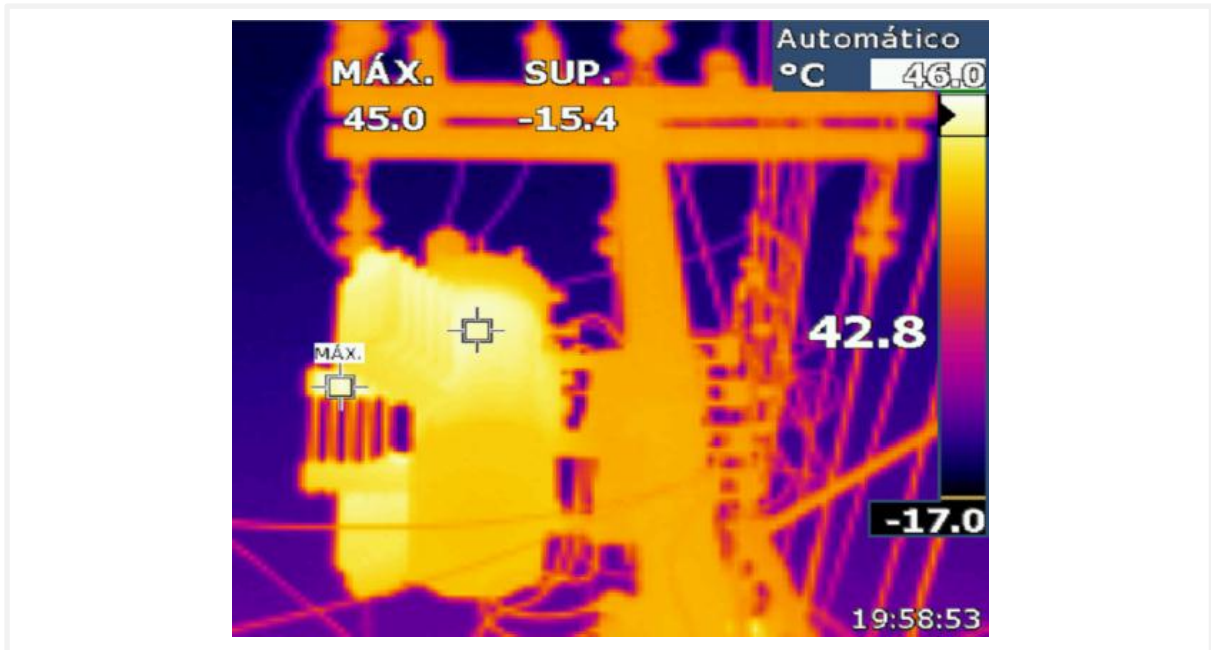
Figura 6 - Termovisores Fluke



Fonte: Fluke - 2015

Os termovisores geram imagens térmicas conhecidas como termograma. A figura 7 ilustra um termograma, esse foi obtido com a utilização do Termovisor no transformador de distribuição em estudo. Analisando a imagem, o posicionamento do cursor registra um valor de 42.8 °C, já o cursor máximo, esse tem a finalidade de detectar o maior valor de temperatura, para este caso foi detectado 45°C na carcaça do transformador.

Figura 7 - Termograma



Fonte: Autor - 2015

Na imagem, também é possível observar a variação das cores do espectro, nas regiões mais frias (no ar) predomina a cor ultravioleta, já na carcaça do equipamento predomina a cor vermelha, região mais quente da imagem.

O Termovisor calcula simultaneamente a temperatura de 76800 pontos ou mais, estabelece os limites superior e inferior e cria uma paleta que associa cores a intervalos de temperatura. Essa paleta oferece uma grande variabilidade de intervalos de representação gráfica tornando a inspeção mais detalhada. As áreas mais quentes estão coloridas em branco contornadas por vermelho (topo da escala) e as mais frias em azul contornadas por violeta (base da escala).

2.4 Classificações da Criticidade dos Pontos Quentes

Para identificar e classificar os pontos de possíveis falhas, possibilitando ações antes que elas ocorram, determina-se o grau de criticidade do ponto quente considerando o impacto que pode provocar a paralisação do equipamento ou instalação.

A criticidade do ponto quente é decorrente da temperatura detectada e do objeto submetido à inspeção termográfica. A norma da Coelce, Instruções de Trabalho - 21 classifica o tipo de manutenção.

A tabela 1 indica o tipo de intervenção a ser realizada dependendo da temperatura detectada quando o componente inspecionado é uma conexão e emendas. As temperaturas inferiores as menores temperaturas indicadas a seguir não são consideradas pontos quentes.

Tabela 1 - Conexões e Emendas

Temperatura	Tipo de intervenção
40°C à 99°C	Manutenção programada
100°C à 160°C	Manutenção de urgência
Acima de 160°C	Manutenção de emergência

Fonte: Instruções de Trabalho - 21 Coelce

A tabela 2 indica o tipo de intervenção a ser realizada quando o equipamento inspecionado é um disjuntor, religador ou uma chave à óleo.

Tabela 2 - Disjuntores, Religadores e Chaves a Óleo

Temperatura	Tipo de intervenção
45°C à 99°C	Manutenção programada
100°C à 160°C	Manutenção de urgência
Acima de 160°C	Manutenção de emergência

Fonte: Instruções de Trabalho - 21 Coelce

Quando o equipamento inspecionado é um pára-raio e a temperatura medida é superior a 5° C em relação à temperatura ambiente, classificar a intervenção como manutenção programada.

Quando da inspeção termográfica em transformadores de força houver diferença de temperatura entre os radiadores, é sugerida a verificação da existência de válvulas fechadas.

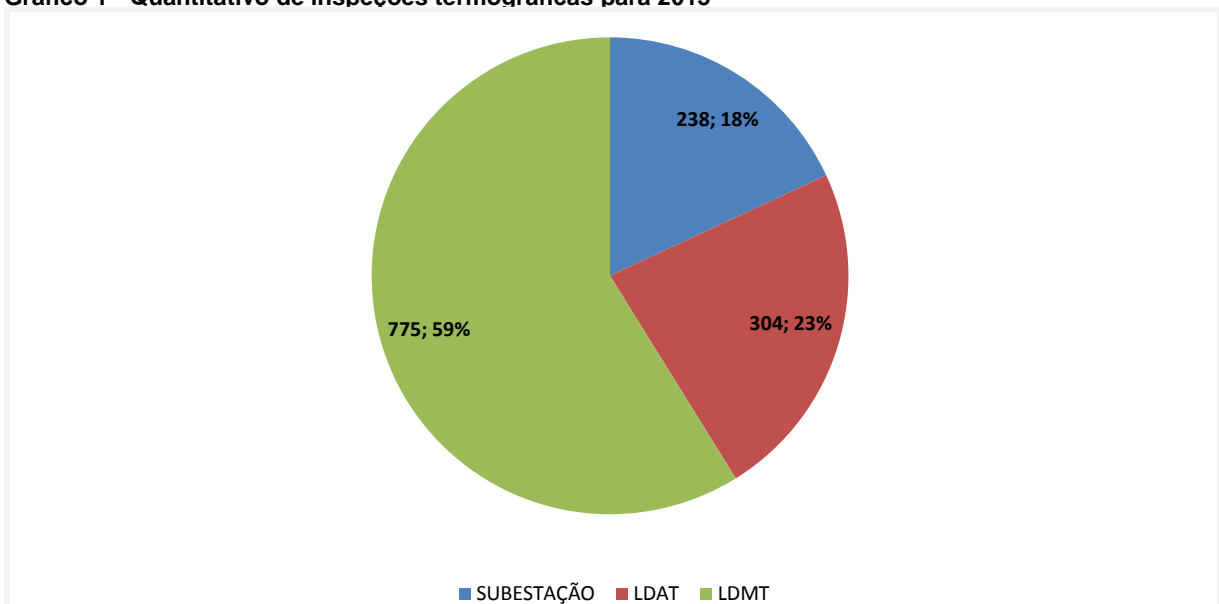
3. PROCEDIMENTOS APLICADOS NO SISTEMA ELÉTRICO DO CEARÁ

Dentre as medidas de manutenção preventiva na rede de distribuição do Ceará estão às inspeções termográficas. O objetivo é medir a temperatura superficial de diferentes materiais através dos raios infravermelhos emitidos pelos equipamentos, permitindo a observação de padrões diferenciais de distribuição de calor, sem contato físico com as partes inspecionadas. Com a aplicação em manutenções preventivas, a inspeção termográfica tornou-se fundamental para o sistema elétrico, por detectar grandes quantidades de defeitos que futuramente prejudicaria o sistema de distribuição.

3.1 Manutenção Preventiva

A concessionária de distribuição de energia do Ceará elabora um Planejamento Anual de Inspeções (PAI), nesse é programada todas as inspeções termográficas que serão realizadas em Subestações, Linha de Alta tensão (LDAT) e Linha de média tensão (LDMT) para o ano vigente. O gráfico 1 ilustra o quantitativo de inspeções termográficas, planejadas para o ano de 2015.

Gráfico 1 - Quantitativo de inspeções termográficas para 2015



Fonte: Autor - 2015

De acordo com o gráfico, observa-se que durante o ano é realizado a quantidade maior de inspeções termográficas na rede de média tensão, totalizando 775 inspeções. A distribuidora local, atualmente, possui 1395 Alimentadores, sendo

que desses, 775 possui um histórico maior de defeitos que podem ser detectados com a inspeção termográfica, e em sequência corrigidos. Através dessa técnica de detecção de defeitos é possível reduzir a quantidade de avarias na rede de média tensão. Com isso, reduzem-se os indicadores de qualidade DEC (Duração Equivalente de Interrupção do Consumidor) e FEC (Frequência Equivalente de Interrupção do Consumidor) que indicam a duração e frequência, respectivamente, que o consumidor teve o fornecimento de energia elétrica interrompida. Mensalmente esses indicadores são fiscalizados pelo órgão regulador do sistema elétrico (ANEEL), sendo a responsabilidade de a concessionária ressarcir o cliente, em casos acima da meta.

As inspeções termográficas são consideradas preventivas, pelo fato de detectar um defeito ou anomalia antes dos mesmos danificarem o sistema de distribuição. A inspeção realizada em subestações tem finalidade de avaliar a vida útil de alguns conectores e se os mesmos foram instalados corretamente, pois em ambos os casos, através da inspeção é detectado “ponto quente”, em seguida realizada a correção do defeito, com isso evita-se que a subestação seja desenergizada indevidamente.

Para realizar inspeção termográfica em linhas de alta tensão que operam em vazio, é necessário um planejamento junto ao departamento de operação, para que no momento da inspeção a linha seja energizada com no mínimo 80% da carga nominal, pois somente com esse nível de carregamento é possível detectar avarias na Linha de transmissão.

3.2 Gestão dos defeitos no sistema elétrico

Como resultado das inspeções em redes de média tensão, determinam-se os defeitos que devem ser corrigidos. Esses defeitos se classificam segundo o seu grau de criticidade em: críticos, maiores, menores e informativos.

Os defeitos críticos: são aqueles cuja razão ou a experiência adquirida do inspetor determinam a existência clara de um risco que implica em perigo em um curto espaço de tempo para as pessoas, bens ou meio ambiente. O tempo para a correção do defeito é de uma semana a partir de sua constatação.

Nos defeitos maiores: são aqueles cuja razão ou a experiência adquirida determina a não existência de um perigo de imediato para a segurança de pessoas, bens ou meio ambiente, mas que podem originar uma falha nas instalações, ou que podem reduzir a sua capacidade de utilização. O tempo para a correção do defeito é no máximo três meses a partir de sua constatação.

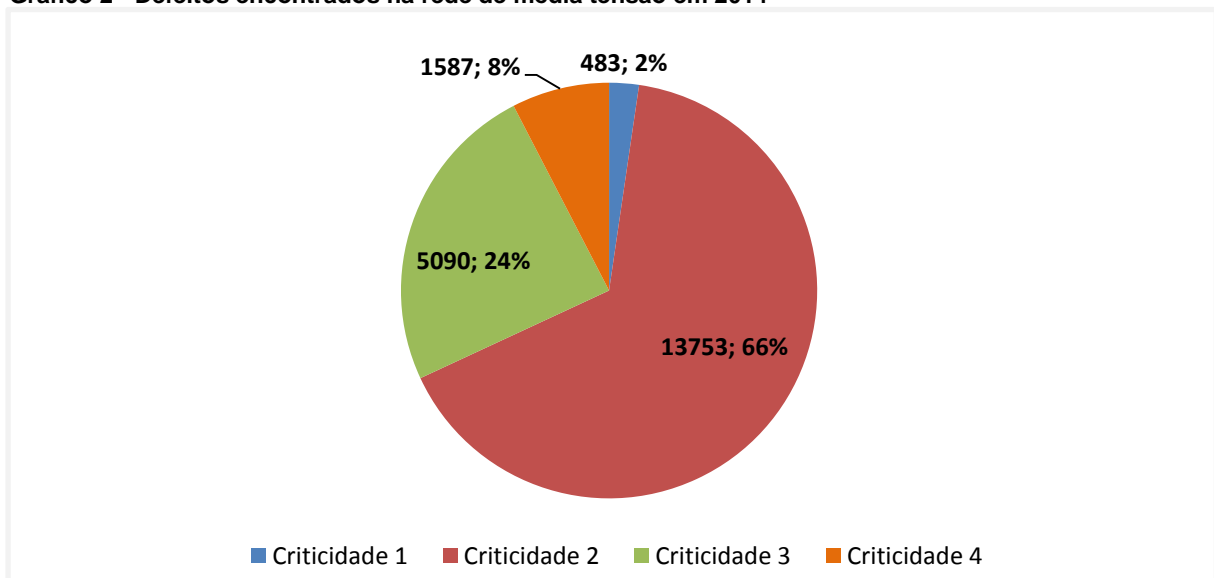
Nos defeitos menores: são aqueles cuja razão ou a experiência adquirida determina a não existência de um perigo de imediato para a segurança de pessoas, bens ou meio ambiente, não perturbam o funcionamento de imediato das instalações, e sua correção não tem o valor significativo para o uso efetivo ou o bom funcionamento das instalações. O tempo máximo para a correção do defeito.

Os defeitos informativos: são aqueles considerados menores, que interessa seguir sua evolução e cuja correção não é obrigatória.

3.2.1 Defeitos encontrados no sistema de distribuição em 2014

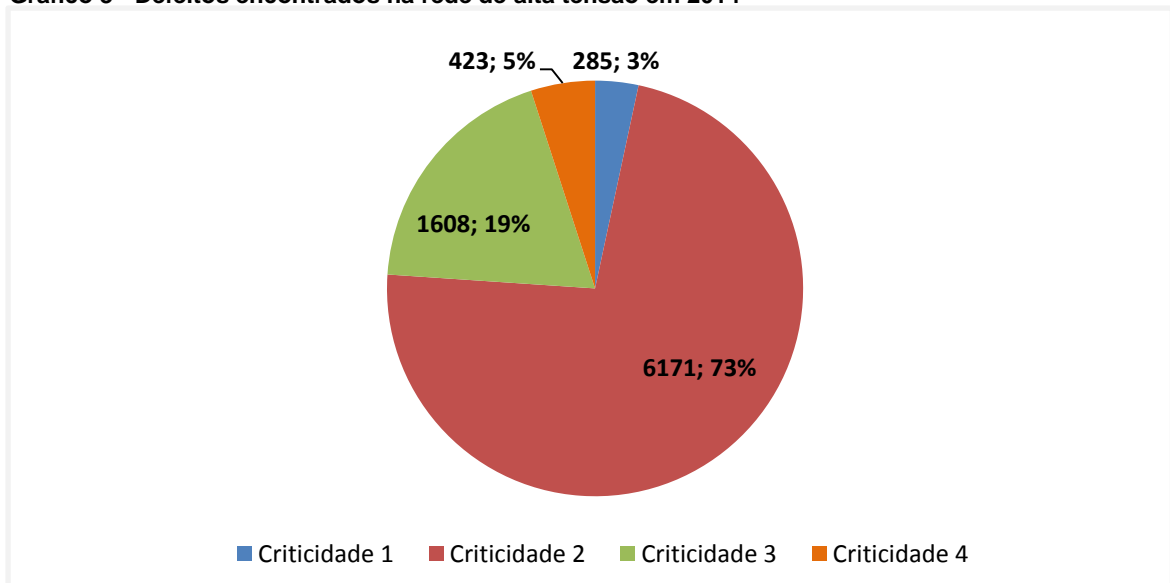
Os gráficos ilustram o quantitativo de defeitos encontrados no sistema de distribuição do Ceará, no ano de 2014, classificando-os de acordo com sua criticidade. O gráfico 2 ilustra a quantidade de defeitos encontrados na rede de média tensão e o gráfico 3 ilustra a quantidade de defeitos encontrados na rede de alta tensão.

Gráfico 2 - Defeitos encontrados na rede de média tensão em 2014



Fonte: Autor - 2015

Gráfico 3 - Defeitos encontrados na rede de alta tensão em 2014



Fonte: Autor - 2015

Analisando os gráficos supracitados, conclui-se que a quantidade maior de defeitos encontrados nas redes de média e alta tensão possui um prazo de três meses para serem corrigidos. Os principais defeitos encontrados na rede de distribuição são: isoladores quebrados, cruzetas danificadas, alças danificadas, amarrações deteriorada, cabo de aterramento danificado, condutor com corrosão, emendas defeituosas, entre outros.

3.3 Defeitos em subestações

Para subestações, os defeitos encontrados são classificados da seguinte maneira: ANE, ANU e ANT.

ANE – Anomalia de caráter de emergência e requer uma manutenção de emergência que deve ocorrer no prazo de 24 horas;

ANU – Anomalia de caráter de urgência requer uma manutenção de urgência que deve ocorrer no prazo de 72 horas;

ANT – Anomalia de termografia que não é crítica requer uma manutenção programada que deve ocorrer no prazo máximo de 3 meses.

4 TRANSFORMADORES DE DISTRIBUIÇÃO

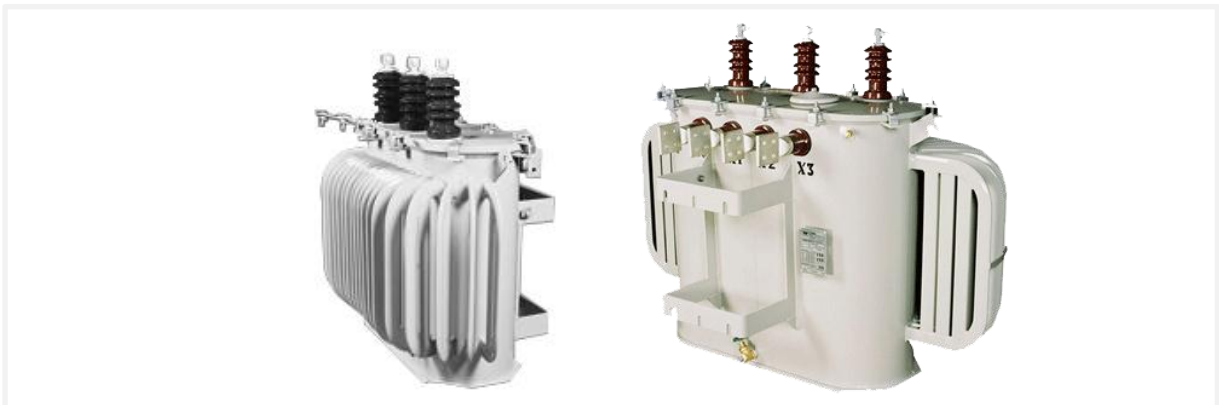
Os transformadores são equipamentos necessários para manter o funcionamento do sistema elétrico de distribuição, os mesmos transferem energia de um circuito elétrico a outro, para ajustar a tensão de saída de um estágio do sistema à tensão da entrada do seguinte.

4.1 Princípios de Funcionamento dos Transformadores

O princípio básico de funcionamento de um transformador é baseado no fenômeno conhecido como indução eletromagnética, este fenômeno ocorre quando um circuito é submetido a um campo magnético variável, no qual surge uma corrente elétrica cuja intensidade é proporcional às variações do fluxo magnético.

Os transformadores utilizados no sistema de distribuição, de um modo geral, são constituídos de dois enrolamentos de cobre (o primário e o secundário), que geralmente envolvem os braços de um quadro metálico (o núcleo). Quando uma corrente alternada é aplicada na bobina do primário (enrolamento de alta) produz um campo magnético proporcional à intensidade dessa corrente e ao número de espiras do enrolamento (número de voltas do fio em torno do braço metálico). Através do metal, o fluxo magnético quase não encontra resistência e, assim, concentra-se no núcleo. Dessa forma, chega ao enrolamento secundário com um mínimo de perdas. Então, ocorre a indução eletromagnética: no secundário surge uma corrente elétrica, que varia de acordo com a corrente do primário e com a razão entre os números de espiras dos dois enrolamentos. A figura 8 mostra tipos de transformadores de distribuição.

Figura 8 - Transformadores de distribuição



A tabela 4 mostra a potência dos transformadores utilizada pela Coelce em seu sistema de distribuição.

Tabela 3 – Potência dos transformadores trifásicos da COELCE

Potência dos transformadores trifásico (kVA)								
10	15	30	45	75	112,5	150	225	300

Fonte: Produção do autor

Tabela 4 – Potência dos transformadores monofásicos da COELCE

Potência dos transformadores monofásicos (kVA)			
3	5	10	15

Fonte: Produção do autor

O transformador, nos sistemas elétricos e eletromecânicos, poderá assumir outras funções tais como isolar eletricamente os circuitos entre si, ajustar a impedância do estágio seguinte a do anterior, ou, simplesmente, todas estas finalidades citadas.

A caracterização do transformador se dá basicamente de acordo com a sua finalidade, conexão entre enrolamentos, forma construtiva do núcleo, número de fases, meio isolante e de trocas térmica. Estes itens são apresentados em seguida:

4.1 Divisão dos transformadores quanto à Finalidade

Quanto a sua finalidade os transformadores se classificam em:

- Transformadores de corrente (TC);
- Transformadores de Potencial (TP);
- Transformadores de Distribuição;
- Transformadores de Força.

4.2 Divisões dos transformadores quanto ao número de fases

- Monofásico;
- Polifásico.

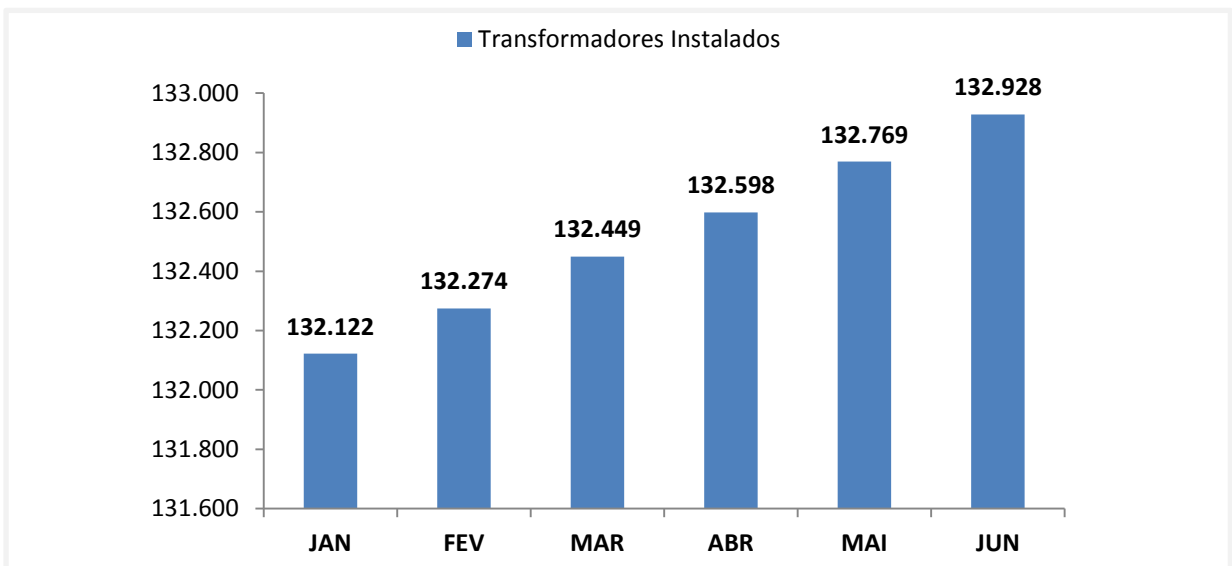
4.3 Divisões dos transformadores quanto ao meio isolante

- Parte ativa imersa em líquido isolante (transformador imerso), podendo ser óleo vegetal, mineral ou sintético, com base celulósica, esse modelo foi mostrado na figura 3 e 11;
- Parte ativa envolta pelo ar ambiente (transformador a seco), com isolamento sólido formado com resinas epóxi.

4.7. Gestão dos transformadores de distribuição na Coelce

Um dos principais equipamentos utilizado na distribuição de energia, a Coelce possui, atualmente, 132.928 (cento e trinta e dois mil e novecentos e vinte oito) transformadores de distribuição instalados na sua área de concessão. O gráfico 4 esboça o quantitativo de transformadores instalados na distribuidora de energia durante o ano vigente. O quantitativo informado é referente até o mês de junho de 2015.

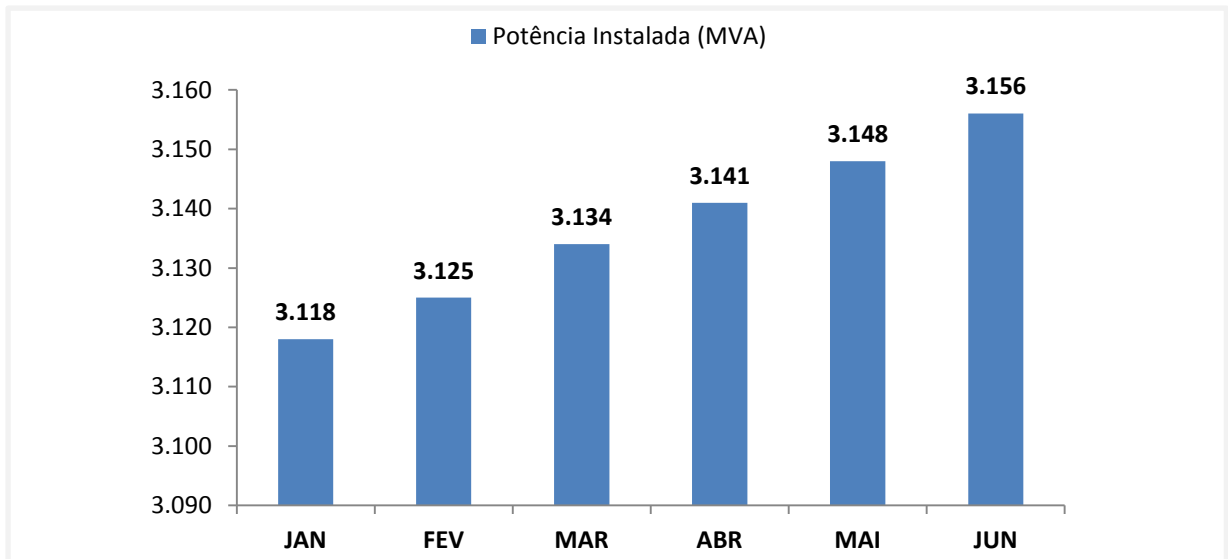
Gráfico 4- Quantidade de transformadores instalados



Fonte: Autor - 2015

A concessionária de energia também informou a potência em MVA, equivalente à quantidade mensal de transformadores instalados na sua área de concessão, até junho de 2015, com isso montou-se o gráfico 5.

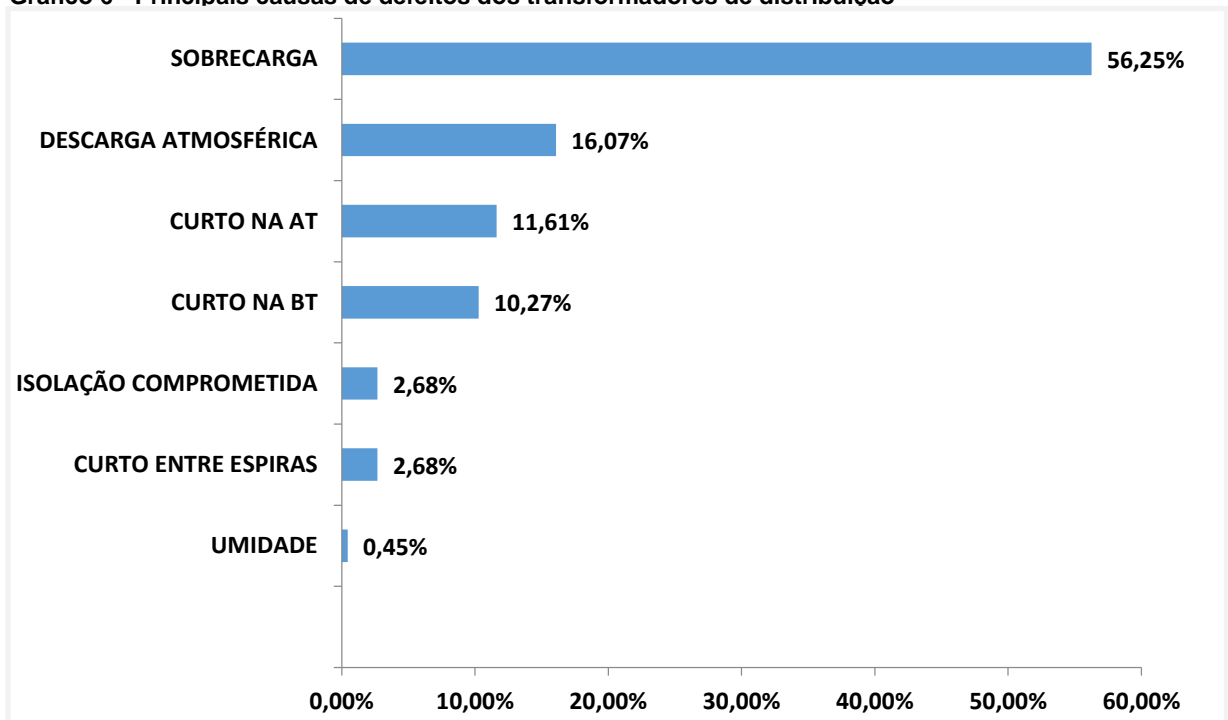
Gráfico 5 - Potência (MVA) instalada do sistema COELCE mensal



Fonte: Autor - 2015

Os transformadores de distribuição são instalados ao ar livre, exposto a radiação solar, chuvas e outras causas de defeitos. Para definir as principais causas de avarias desses equipamentos foi elaborado um gráfico com os dados de Janeiro à Junho de 2015, fornecidos pela Coelce.

Gráfico 6 - Principais causas de defeitos dos transformadores de distribuição



Fonte: Autor - 2015

Interpretando o gráfico supracitado é fácil definir que as principais causas de defeitos nos transformadores de distribuição são a sobrecarga e descargas

atmosféricas. Com o objetivo de diminuir a quantidade de transformadores danificados por estas causas são realizados transferência de cargas e instalados para-raios para prevenir que descargas atmosféricas danifiquem o equipamento.

4.8. Modelo atual de manutenção em transformadores de distribuição

O modelo atual de manutenção preventiva para detectar sobrecarga em transformadores de distribuição é realizado através da medição de corrente elétrica e tensão nos enrolamentos secundários do equipamento, em seguida calculado o carregamento. Para realizar este tipo de manutenção, os procedimentos de segurança da empresa exige uma equipe com no mínimo dois colaboradores, sinalizar a área com cones e correntes, os colaboradores devem utilizar luvas isoladas de borracha para o nível de tensão adequado, cinto de segurança tipo pára-quedista, talabarte de posicionamento, trava-queda e outros. Em um carro é feito o deslocamento da equipe e da escada para que o eletricista alcance, no poste, o enrolamento secundário do equipamento, e realize a medição. Em seguida, os valores medidos são analisados no escritório pelo engenheiro responsável. Devido a grande quantidade de equipamentos instalados no sistema elétrico, a quantidade de equipes não consegue atender toda a demanda. Estes e outros fatores impeditivos são os motivos da grande quantidade transformadores danificados.

5 PROCEDIMENTOS E RESULTADOS

No capítulo anterior foi possível verificar que a sobrecarga é a principal causa de avarias nos transformadores de distribuição.

O objetivo principal desse trabalho é analisar a temperatura na carcaça do transformador de distribuição e verificar a relação com o carregamento desse equipamento. Com isso, foi realizado um estudo em campo para analisar o carregamento do equipamento.

5.1 Procedimentos para aquisição de dados e equipamentos

Iniciando a parte experimental, instalou-se um medidor SAGA 1000 no secundário do transformador, esse realiza medições instantâneas de corrente elétrica e tensão nos enrolamentos secundários do transformador e armazena esses valores. Programou-se para a cada dez minutos, o medidor realizar a medição instantânea e armazená-la. Através destas medições é possível calcular o carregamento instantâneo do equipamento. A figura13 ilustra o medidor SAGA 1000.

Figura 9 - Medidor SAGA 1000



Fonte: Autor - 2015

Um transformador com potência de 150KVA, instalado na cidade de Maracanaú, com a finalidade de atender os consumidores de baixa tensão da concessionária do Ceará, foi monitorado durante dois dias pelo medidor SAGA 1000,

obteve-se 143 (cento e quarenta e três) registros instantâneos. Os valores foram extraídos do medidor SAGA1000 e salvo em uma planilha no Excel, os mesmos foram analisados e em sequencia calculou-se o carregamento do transformador.

De acordo com a Decisão Técnica – 072 da Coelce, a métrica do carregamento é feito da seguinte forma:

$$P_c = \frac{V_m \cdot (I_a + I_b + I_c)}{1000} \text{ kVA} \quad (4.1)$$

No qual:

P_c : carregamento do transformador de distribuição.

V_m : tensão medida em volts, entre fase e neutro.

I_a, I_b, I_c : corrente medidas, em Ampères, nas fase a, b e c.

A tabela 5 apresenta os valores obtidos de corrente elétrica e tensão e o percentual de carregamento, calculado pela equação 4.1.

Tabela 5–Resultados obtidos com o medidor SAGA 1000

Registro	Data	Hora	Vmax (V)	I1 (A)	I2 (A)	I3 (A)	Carregamento
1	08/04/2015	15:30:00	223,75	180,42	211,67	177,73	127%
2	08/04/2015	15:40:00	224,00	178,96	213,87	179,20	128%
3	08/04/2015	15:50:00	223,88	210,69	230,22	188,72	141%
4	08/04/2015	16:00:00	223,69	189,94	233,89	182,13	136%
5	08/04/2015	16:10:00	225,25	182,86	231,93	181,40	134%
6	08/04/2015	16:20:00	225,69	175,05	223,88	187,99	132%
7	08/04/2015	16:30:00	225,69	185,79	223,63	180,66	133%
8	08/04/2015	16:40:00	225,19	195,07	217,77	185,30	135%
9	08/04/2015	16:50:00	225,94	186,28	215,09	178,96	131%
10	08/04/2015	17:00:00	224,81	190,19	218,75	175,29	131%
11	08/04/2015	17:10:00	225,44	185,06	213,38	168,21	128%
12	08/04/2015	17:20:00	226,19	174,80	213,13	173,34	127%
13	08/04/2015	17:30:00	227,19	172,36	210,21	163,82	124%
14	08/04/2015	17:40:00	227,19	165,28	208,01	167,48	123%
15	08/04/2015	17:50:00	226,31	160,89	205,57	170,90	122%
16	08/04/2015	18:00:00	224,88	156,01	203,86	169,68	119%
17	08/04/2015	18:10:00	225,69	132,81	200,68	158,20	111%

Tabela 6–Resultados obtidos com o medidor SAGA (continuação)

Registro	Data	Hora	Vmax (V)	I1 (A)	I2 (A)	I3 (A)	Carregamento
18	08/04/2015	18:20:00	225,75	130,86	193,36	156,74	109%
19	08/04/2015	18:30:00	225,81	125,98	186,77	149,90	104%
20	08/04/2015	18:40:00	225,81	129,64	187,99	156,74	107%
21	08/04/2015	18:50:00	226,31	134,52	198,24	149,17	109%
22	08/04/2015	19:00:00	226,75	117,68	182,37	135,50	99%
23	08/04/2015	19:10:00	226,75	118,90	171,14	142,82	98%
24	08/04/2015	19:20:00	227,06	115,23	178,47	142,33	99%
25	08/04/2015	19:30:00	227,31	110,11	171,63	138,43	96%
26	08/04/2015	19:40:00	227,81	108,89	162,84	131,59	92%
27	08/04/2015	19:50:00	228,44	114,75	156,25	131,59	92%
28	08/04/2015	20:00:00	228,44	111,82	150,63	128,42	89%
29	08/04/2015	20:10:00	228,63	110,11	151,61	126,46	89%
30	08/04/2015	20:20:00	228,25	109,38	153,32	124,27	88%
31	08/04/2015	20:30:00	228,25	110,84	147,22	123,54	87%
32	08/04/2015	20:40:00	228,06	112,55	141,11	120,12	85%
33	08/04/2015	20:50:00	226,69	111,33	138,92	116,70	83%
34	08/04/2015	21:00:00	227,00	89,84	127,20	101,07	72%
35	08/04/2015	21:10:00	226,44	95,46	126,46	106,93	74%
36	08/04/2015	21:20:00	225,50	95,21	124,27	107,42	74%
37	08/04/2015	21:30:00	226,25	93,75	122,07	106,45	73%
38	08/04/2015	21:40:00	226,63	83,74	111,82	99,12	67%
39	08/04/2015	21:50:00	226,56	76,17	106,69	90,82	62%
40	08/04/2015	22:00:00	227,19	63,23	97,66	85,21	56%
41	08/04/2015	22:10:00	226,44	61,77	96,68	84,72	55%
42	08/04/2015	22:20:00	226,88	60,06	93,26	84,47	54%
43	08/04/2015	22:30:00	226,75	60,06	91,80	83,01	53%
44	08/04/2015	22:40:00	226,31	62,99	95,46	82,03	54%
45	08/04/2015	22:50:00	227,38	56,15	92,04	81,79	52%
46	08/04/2015	23:00:00	227,25	61,04	89,11	88,38	54%
47	08/04/2015	23:10:00	227,38	53,96	83,98	83,50	50%
48	08/04/2015	23:20:00	228,06	54,20	88,62	83,74	52%
49	08/04/2015	23:30:00	228,19	59,08	85,69	81,30	52%
50	08/04/2015	23:40:00	227,19	56,64	87,65	84,96	52%
51	08/04/2015	23:50:00	228,69	49,56	83,98	75,93	48%
52	09/04/2015	00:00:00	228,13	51,76	81,54	71,53	47%
53	09/04/2015	00:10:00	228,69	46,88	81,05	73,73	46%
54	09/04/2015	00:20:00	228,25	54,69	85,21	79,83	50%
55	09/04/2015	00:30:00	227,88	54,44	86,91	76,42	50%
56	09/04/2015	00:40:00	226,06	47,61	82,52	73,49	46%
57	09/04/2015	00:50:00	226,06	45,41	83,98	71,04	45%
58	09/04/2015	01:00:00	226,25	51,51	85,94	74,71	48%
59	09/04/2015	01:10:00	226,88	51,03	82,52	68,12	46%

Tabela 7- Resultados obtidos com o medidor SAGA (continuação)

Registro	Data	Hora	Vmax (V)	I1 (A)	I2 (A)	I3 (A)	Carregamento
60	09/04/2015	01:20:00	226,25	50,78	87,40	76,66	49%
61	09/04/2015	01:30:00	226,63	41,02	87,16	70,07	45%
62	09/04/2015	01:40:00	227,44	43,46	86,18	69,82	45%
63	09/04/2015	01:50:00	227,56	44,68	90,09	70,07	47%
64	09/04/2015	02:00:00	227,81	44,43	91,31	72,75	47%
65	09/04/2015	02:10:00	227,31	45,17	90,58	65,43	46%
66	09/04/2015	02:20:00	227,00	45,90	89,60	74,71	48%
67	09/04/2015	02:30:00	227,25	48,58	93,75	80,81	51%
68	09/04/2015	02:40:00	227,19	54,20	92,77	77,64	51%
69	09/04/2015	02:50:00	227,38	45,65	88,13	73,97	47%
70	09/04/2015	03:00:00	227,56	47,36	92,29	73,97	49%
71	09/04/2015	03:10:00	227,81	52,73	93,26	76,42	51%
72	09/04/2015	03:20:00	227,81	50,78	95,46	79,83	52%
73	09/04/2015	03:30:00	226,94	47,85	86,67	68,85	46%
74	09/04/2015	03:40:00	227,44	48,58	89,11	78,13	49%
75	09/04/2015	03:50:00	227,63	48,83	85,45	66,65	46%
76	09/04/2015	04:00:00	227,19	56,64	88,87	74,22	50%
77	09/04/2015	04:10:00	227,50	48,10	83,01	66,65	45%
78	09/04/2015	04:20:00	227,50	51,51	85,69	73,49	48%
79	09/04/2015	04:30:00	226,63	44,92	80,57	67,38	44%
80	09/04/2015	04:40:00	226,50	46,39	84,47	81,79	48%
81	09/04/2015	04:50:00	226,50	52,73	88,62	76,42	49%
82	09/04/2015	05:00:00	226,81	52,00	88,87	80,32	50%
83	09/04/2015	05:10:00	226,75	52,73	83,98	77,15	48%
84	09/04/2015	05:20:00	226,56	56,88	83,50	78,37	50%
85	09/04/2015	05:30:00	228,06	49,56	78,86	68,36	45%
86	09/04/2015	05:40:00	229,50	43,70	73,24	61,04	41%
87	09/04/2015	05:50:00	226,94	42,48	78,37	59,57	41%
88	09/04/2015	06:00:00	225,56	46,39	72,02	70,31	43%
89	09/04/2015	06:10:00	225,13	41,75	69,82	66,65	40%
90	09/04/2015	06:20:00	225,19	52,25	75,20	74,71	46%
91	09/04/2015	06:30:00	224,06	59,81	78,37	78,13	48%
92	09/04/2015	06:40:00	223,44	62,74	82,76	82,52	51%
93	09/04/2015	06:50:00	223,63	79,10	103,76	83,74	60%
94	09/04/2015	07:00:00	222,13	91,31	115,72	105,22	69%
95	09/04/2015	07:10:00	222,88	92,04	109,38	98,63	67%
96	09/04/2015	07:20:00	223,38	103,27	114,01	107,42	73%
97	09/04/2015	07:30:00	223,31	101,81	127,44	93,75	72%
98	09/04/2015	07:40:00	222,44	131,59	153,32	118,90	90%
99	09/04/2015	07:50:00	222,44	148,93	168,70	123,78	98%
100	09/04/2015	08:00:00	222,13	159,18	175,78	124,27	102%
101	09/04/2015	08:10:00	221,06	176,27	188,23	142,58	112%

Tabela 8–Resultados obtidos com o medidor SAGA (Conclusão)

Registro	Data	Hora	Vmax (V)	I1 (A)	I2 (A)	I3 (A)	Carregamento
102	09/04/2015	08:20:00	220,75	187,74	197,75	164,79	121%
103	09/04/2015	08:30:00	221,38	192,63	200,93	157,71	122%
104	09/04/2015	08:40:00	221,31	198,24	205,81	175,29	128%
105	09/04/2015	08:50:00	219,94	194,82	219,73	165,53	128%
106	09/04/2015	09:00:00	220,00	197,51	219,73	175,29	130%
107	09/04/2015	09:10:00	219,56	197,51	213,62	171,39	128%
108	09/04/2015	09:20:00	219,19	211,67	231,69	179,93	137%
109	09/04/2015	09:30:00	218,38	212,16	230,47	186,77	137%
110	09/04/2015	09:40:00	218,88	215,33	239,75	186,52	140%
111	09/04/2015	09:50:00	219,19	220,95	238,28	207,03	146%
112	09/04/2015	10:00:00	219,31	195,31	233,64	192,38	136%
113	09/04/2015	10:10:00	219,69	193,85	237,79	198,24	138%
114	09/04/2015	10:20:00	219,63	198,49	233,89	191,41	137%
115	09/04/2015	10:30:00	218,75	202,15	245,36	202,15	142%
116	09/04/2015	10:40:00	218,75	205,81	244,63	197,02	142%
117	09/04/2015	10:50:00	217,63	210,69	245,85	203,86	144%
118	09/04/2015	11:00:00	219,06	189,45	238,53	199,46	137%
119	09/04/2015	11:10:00	219,13	191,16	236,33	195,31	136%
120	09/04/2015	11:20:00	219,44	196,78	235,35	195,07	138%
121	09/04/2015	11:30:00	220,25	191,41	221,68	178,22	130%
122	09/04/2015	11:40:00	220,56	193,36	226,07	187,50	134%
123	09/04/2015	11:50:00	219,75	192,14	227,05	187,50	133%
124	09/04/2015	12:00:00	221,69	193,85	225,34	164,31	129%
125	09/04/2015	12:10:00	222,25	174,80	225,59	157,96	124%
126	09/04/2015	12:20:00	221,75	165,04	217,53	153,08	119%
127	09/04/2015	12:30:00	221,69	167,97	211,18	153,32	118%
128	09/04/2015	12:40:00	221,56	181,64	210,45	164,31	123%
129	09/04/2015	12:50:00	220,75	180,42	207,03	169,43	123%
130	09/04/2015	13:00:00	221,25	194,09	210,94	159,42	125%
131	09/04/2015	13:10:00	219,69	189,70	207,28	171,88	125%
132	09/04/2015	13:20:00	218,13	207,76	219,48	179,44	132%
133	09/04/2015	13:30:00	219,00	181,64	217,53	177,25	126%
134	09/04/2015	13:40:00	219,06	180,42	225,59	189,21	130%
135	09/04/2015	13:50:00	219,44	185,55	223,63	185,06	130%
136	09/04/2015	14:00:00	219,63	181,15	223,39	170,90	126%
137	09/04/2015	14:10:00	218,50	188,96	223,39	171,63	128%
138	09/04/2015	14:20:00	219,00	188,23	227,05	178,96	130%
139	09/04/2015	14:30:00	218,25	201,17	238,77	194,82	139%
140	09/04/2015	14:40:00	217,13	210,45	233,89	197,75	139%
141	09/04/2015	14:50:00	218,19	205,81	236,82	185,79	137%
142	09/04/2015	15:00:00	221,50	203,37	243,90	192,38	142%
143	09/04/2015	15:10:00	221,50	208,25	234,86	203,86	143%

Analisando a tabela, identifica-se que durante o dia 08/04/2015 no horário de 15:30 às 18:50 o equipamento operou em sobrecarga, isso justifica a grande demanda de energia dos consumidores conectados a esse equipamento, nesse intervalo de tempo. A partir das 19:00 horas o equipamento tem seu carregamento reduzido, e continua operando abaixo da sua capacidade nominal até às 07:50 do dia 09/04/2015. No intervalo de 08:00 horas até 15:10 do dia 09/04/2015, o transformador funciona em condições de sobrecarga. Sabe-se que em condições de sobrecarga o tempo de vida útil do equipamento é reduzido devido o desgaste da isolamento, podendo ocasionar um curto circuito entre as bobinas.

Paralelamente a medição realizada pelo medidor Saga, utilizou-se dois termopares conectados a um Registrador Eletrônico, LogBox-AA, com o objetivo de realizar medição de temperatura. Antes de realizar medições com os termopares, os mesmos foram aferidos com um Termovisor.

Com a finalidade de medir a temperatura ambiente e a temperatura na carcaça do equipamento os dois termopares do tipo K foram fixados um na carcaça e outro medindo a temperatura ambiente. A figura 14 mostra o termopar utilizado.

Figura 10 - Termopar tipo K



Fonte: Eletrodex - 2015

Os termopares são robustos e de baixo custo, sendo amplamente utilizados nos mais variados processos de medição de temperatura. Sua constituição é feita através de dois metais distintos que, unidos por sua extremidade formam um circuito fechado.

O termopar tipo K é formado por fios de Cromel (90% Níquel e 10% Cromo), como termoelemento positivo e Alumel (95% Níquel e 5% Alumínio), como termoelemento negativo. Seu uso é adequado para medições contínuas desde -50°C até 750°C, tendo sensibilidade de aproximadamente 41 μ V/°C.

O registrador de dados utilizados para conectar os termopares, foi o LogBox – AA, esse é ilustrado na figura 15.

Figura 11 - Registrador LogBox-AA



Fonte: Novus - 2015

O LogBox-AA é um data logger com 2 canais de entrada universais, para medição de sinais analógicos compatíveis com uma vasta gama de sinais e sensores industriais. A configuração, coleta, plotagem, análise e exportação dos registros foram feitos através do software LogChart II. A comunicação entre o LogBox e o computador é realizada por meio ótico infra-vermelho sem contato. Seu resistente invólucro à prova d'água permite aplicações nos mais difíceis e remotos locais, que é o caso dos transformadores, sempre expostos ao ar livre e sujeitos a chuvas.

A tabela 9 mostra os registros da temperatura na carcaça e do ambiente, coletados pelos termopares e armazenados no LogBox-AA. Adicionou-se uma coluna na tabela, com o carregamento do transformador medido no mesmo instante das medições de temperatura.

Tabela 9 – Medição de temperaturas

Registro	Hora	Carcaça °C	Ambiente °C	Carregamento
1	15:30:00	47	29	127%
2	15:40:00	45	28	128%
3	15:50:00	46	27	141%
4	16:00:00	44	28	136%
5	16:10:00	45	28	134%
6	16:20:00	46	28	132%
7	16:30:00	46	28	133%
8	16:40:00	45	27	135%

Tabela 10 – Medição de temperaturas (continuação)

Registro	Hora	Carcaça °C	Ambiente °C	Carregamento
9	16:50:00	46	27	131%
10	17:00:00	44	27	131%
11	17:10:00	41	27	128%
12	17:20:00	44	26	127%
13	17:30:00	42	26	124%
14	17:40:00	44	26	123%
15	17:50:00	45	27	122%
16	18:00:00	44	26	119%
17	18:10:00	45	26	111%
18	18:20:00	43	26	109%
19	18:30:00	45	26	104%
20	18:40:00	45	26	107%
21	18:50:00	44	25	109%
22	19:00:00	43	26	99%
23	19:10:00	42	26	98%
24	19:20:00	42	26	99%
25	19:30:00	42	26	96%
26	19:40:00	42	26	92%
27	19:50:00	40	26	92%
28	20:00:00	43	26	89%
29	20:10:00	42	26	89%
30	20:20:00	41	26	88%
31	20:30:00	41	26	87%
32	20:40:00	41	26	85%
33	20:50:00	41	26	83%
34	21:00:00	39	26	72%
35	21:10:00	41	26	74%
36	21:20:00	41	26	74%
37	21:30:00	40	26	73%
38	21:40:00	39	26	67%
39	21:50:00	40	26	62%
40	22:00:00	39	26	56%
41	22:10:00	39	26	55%
42	22:20:00	38	26	54%
43	22:30:00	38	26	53%
44	22:40:00	39	26	54%
45	22:50:00	36	26	52%
46	23:00:00	38	26	54%
47	23:10:00	36	26	50%
48	23:20:00	37	26	52%
49	23:30:00	35	26	52%
50	23:40:00	34	26	52%
51	23:50:00	33	24	48%

Tabela 11 – Medição de temperaturas (continuação)

Registro	Hora	Carcaça °C	Ambiente °C	Carregamento
52	00:00:00	32	24	47%
53	00:10:00	34	24	46%
54	00:20:00	34	24	50%
55	00:30:00	34	25	50%
56	00:40:00	31	25	46%
57	00:50:00	29	24	45%
58	01:00:00	32	24	48%
59	01:10:00	32	24	46%
60	01:20:00	31	24	49%
61	01:30:00	34	24	45%
62	01:40:00	34	24	45%
63	01:50:00	31	24	47%
64	02:00:00	32	24	47%
65	02:10:00	30	24	46%
66	02:20:00	33	24	48%
67	02:30:00	31	24	51%
68	02:40:00	31	24	51%
69	02:50:00	30	24	47%
70	03:00:00	29	24	49%
71	03:10:00	28	24	51%
72	03:20:00	26	23	52%
73	03:30:00	25	23	46%
74	03:40:00	27	23	49%
75	03:50:00	28	24	46%
76	04:00:00	29	24	50%
77	04:10:00	30	23	45%
78	04:20:00	30	24	48%
79	04:30:00	28	24	44%
80	04:40:00	27	23	48%
81	04:50:00	25	23	49%
82	05:00:00	27	23	50%
83	05:10:00	27	23	48%
84	05:20:00	29	23	50%
85	05:30:00	29	23	45%
86	05:40:00	29	23	41%
87	05:50:00	29	23	41%
88	06:00:00	29	23	43%
89	06:10:00	31	23	40%
90	06:20:00	31	23	46%
91	06:30:00	32	23	48%
92	06:40:00	32	23	51%
93	06:50:00	30	24	60%
94	07:00:00	32	24	69%

Tabela 12 – Medição de temperaturas (continuação)

Registro	Hora	Carcaça °C	Ambiente °C	Carregamento
95	07:10:00	34	24	67%
96	07:20:00	35	24	73%
97	07:30:00	36	25	72%
98	07:40:00	36	25	90%
99	07:50:00	36	24	98%
100	08:00:00	37	23	102%
101	08:10:00	37	23	112%
102	08:20:00	38	23	121%
103	08:30:00	39	24	122%
104	08:40:00	39	24	128%
105	08:50:00	41	25	128%
106	09:00:00	42	28	130%
107	09:10:00	45	31	128%
108	09:20:00	44	26	137%
109	09:30:00	45	30	137%
110	09:40:00	47	30	140%
111	09:50:00	44	29	146%
112	10:00:00	44	27	136%
113	10:10:00	45	28	138%
114	10:20:00	44	29	137%
115	10:30:00	48	30	142%
116	10:40:00	47	29	142%
117	10:50:00	46	31	144%
118	11:00:00	45	29	137%
119	11:10:00	44	28	136%
120	11:20:00	44	29	138%
121	11:30:00	46	30	130%
122	11:40:00	47	30	134%
123	11:50:00	46	28	133%
124	12:00:00	46	29	129%
125	12:10:00	45	28	124%
126	12:20:00	45	27	119%
127	12:30:00	43	27	118%
128	12:40:00	41	27	123%
129	12:50:00	42	27	123%
130	13:00:00	45	27	125%
131	13:10:00	44	28	125%
132	13:20:00	43	27	132%
133	13:30:00	43	27	126%
134	13:40:00	42	27	130%
135	13:50:00	40	26	130%
136	14:00:00	44	24	126%
137	14:10:00	44	24	128%

Tabela 13 – Medição de temperaturas

Registro	Hora	Carcaça °C	Ambiente °C	Carregamento
138	14:20:00	42	24	130%
139	14:30:00	44	24	139%
140	14:40:00	39	24	139%
141	14:50:00	43	24	137%
142	15:00:00	43	24	142%
143	15:10:00	45	24	143%

Fonte: Autor - 2015

Com os dados obtidos, verifica-se que a temperatura ambiente variou entre 23°C a 31°C durante os dois dias, já a temperatura na carcaça variou de 25°C a 48°C.

5.2 Tratamento e interpretação dos dados obtidos

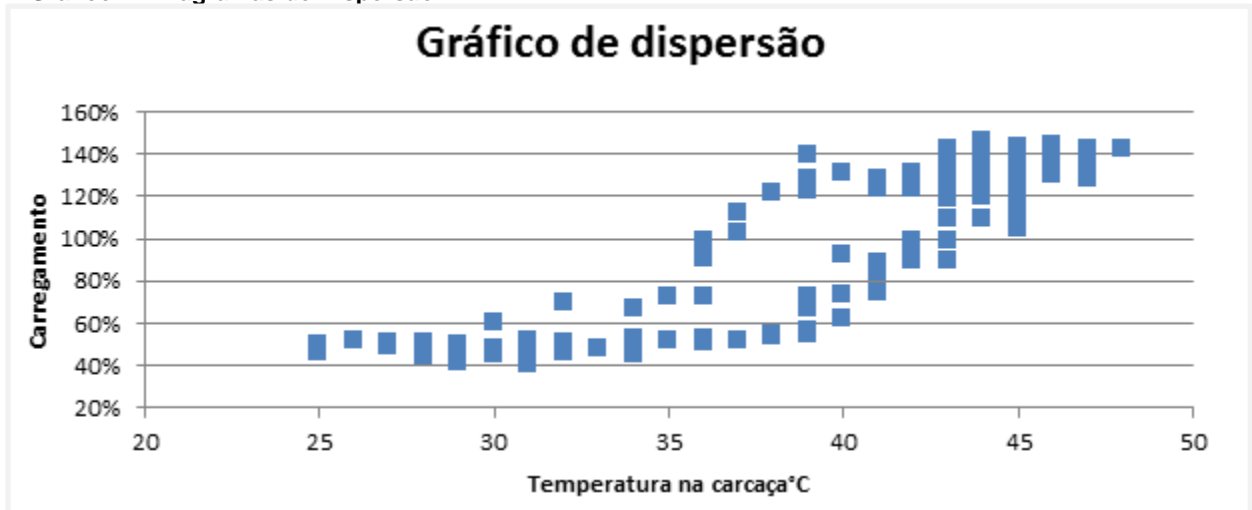
Para avaliar o grau de relacionamento entre as variáveis: temperatura na carcaça e carregamento é possível descobrir com precisão, o quanto uma variável interfere no resultado da outra. As técnicas associadas à Análise de Correlação representam uma ferramenta fundamental de aplicação na Engenharia. Existem diversos critérios de avaliação dessa relação, alguns próprios para variáveis que seguem uma distribuição normal e outros para variáveis que não seguem uma distribuição teórica conhecida. É comum a utilização do Coeficiente de correlação de Pearson. No entanto, existem situações em que o relacionamento entre duas variáveis não é linear, ou uma delas não é contínua ou as observações não são selecionadas aleatoriamente. Nesses casos, alternativas de coeficientes são aplicadas.

5.2.1 Diagramas de dispersão

Um dos métodos mais utilizados para a investigação de pares de dados é a utilização de diagramas de dispersão cartesianos. Geometricamente, um diagrama de dispersão é simplesmente uma coleção de pontos num plano cujas duas coordenadas cartesianas são os valores de cada membro do par de dados. Esse é o melhor método de examinar os dados no que se refere à ocorrência de tendências (lineares ou não), agrupamentos de uma ou mais variáveis, mudanças de espalhamento de uma variável em relação à outra e ocorrência dos valores

discrepantes. O gráfico 7 mostra a dispersão das variáveis: temperatura na carcaça e carregamento.

Gráfico 7 - Diagramas de Dispersão



Fonte: Autor - 2015

Analisando o gráfico 7 se observa a relação linear entre as duas variáveis. Em seguida, serão apresentados coeficientes que auxiliarão na quantificação do grau de relacionamento entre as variáveis de interesse.

5.2.2 Covariância e o coeficiente de correlação de Pearson

Quando se estuda a relação entre duas variáveis X e Y deve-se inicialmente compreender a definição de covariância. Se a variância é uma estatística através da qual se chega ao desvio padrão que é uma medida de dispersão, da mesma maneira a covariância é uma estatística através da qual se chega ao coeficiente de correlação que mede o grau de associação “linear” entre duas variáveis aleatórias X e Y. Sejam X e Y, a temperatura na carcaça e o carregamento do transformador, respectivamente, a tabela 13 mostra o cálculo dos componentes da covariância e correlação.

Tabela 14 – Cálculo da covariância e correlação

Carcaça °C (X)	Carregamento (%) (Y)	DesvioX $(X_1 - \bar{X})$	DesvioY $(Y_1 - \bar{Y})$	DX*DY $(X_1 - \bar{X}) * (Y_1 - \bar{Y})$	DESvioX ² $(X_1 - \bar{X})^2$	DESvioY ² $(Y_1 - \bar{Y})^2$
47	127	9	36	324	81	1296
45	128	7	37	259	49	1369
46	141	8	50	400	64	2500
44	136	6	45	270	36	2025
45	134	7	43	301	49	1849
46	132	8	41	328	64	1681
46	133	8	42	336	64	1764
45	135	7	44	308	49	1936
46	131	8	40	320	64	1600
44	131	6	40	240	36	1600
41	128	3	37	111	9	1369
44	127	6	36	216	36	1296
42	124	4	33	132	16	1089
44	123	6	32	192	36	1024
45	122	7	31	217	49	961
44	119	6	28	168	36	784
45	111	7	20	140	49	400
43	109	5	18	90	25	324
45	104	7	13	91	49	169
45	107	7	16	112	49	256
44	109	6	18	108	36	324
43	99	5	8	40	25	64
42	98	4	7	28	16	49
42	99	4	8	32	16	64
42	96	4	5	20	16	25
42	92	4	1	4	16	1
40	92	2	1	2	4	1
43	89	5	-2	-10	25	4
42	89	4	-2	-8	16	4
41	88	3	-3	-9	9	9
41	87	3	-4	-12	9	16
41	85	3	-6	-18	9	36
41	83	3	-8	-24	9	64
39	72	1	-19	-19	1	361
41	74	3	-17	-51	9	289
41	74	3	-17	-51	9	289
40	73	2	-18	-36	4	324
39	67	1	-24	-24	1	576
40	62	2	-29	-58	4	841
39	56	1	-35	-35	1	1225
39	55	1	-36	-36	1	1296
38	54	0	-37	0	0	1369
38	53	0	-38	0	0	1444
39	54	1	-37	-37	1	1369
36	52	-2	-39	78	4	1521
38	54	0	-37	0	0	1369

Tabela15 – Cálculo da covariância e correlação (continuação)

Carcaça °C (X)	Carregamento (%) (Y)	DesvioX $(X_1 - \bar{X})$	DesvioY $(Y_1 - \bar{Y})$	DX*DY $(X_1 - \bar{X}) * (Y_1 - \bar{Y})$	DESVOIX ² $(X_1 - \bar{X})^2$	DESVOIY ² $(Y_1 - \bar{Y})^2$
36	50	-2	-41	82	4	1681
37	52	-1	-39	39	1	1521
35	52	-3	-39	117	9	1521
34	52	-4	-39	156	16	1521
33	48	-5	-43	215	25	1849
32	47	-6	-44	264	36	1936
34	46	-4	-45	180	16	2025
34	50	-4	-41	164	16	1681
34	50	-4	-41	164	16	1681
31	46	-7	-45	315	49	2025
29	45	-9	-46	414	81	2116
32	48	-6	-43	258	36	1849
32	46	-6	-45	270	36	2025
31	49	-7	-42	294	49	1764
34	45	-4	-46	184	16	2116
34	45	-4	-46	184	16	2116
31	47	-7	-44	308	49	1936
32	47	-6	-44	264	36	1936
30	46	-8	-45	360	64	2025
33	48	-5	-43	215	25	1849
31	51	-7	-40	280	49	1600
31	51	-7	-40	280	49	1600
30	47	-8	-44	352	64	1936
29	49	-9	-42	378	81	1764
28	51	-10	-40	400	100	1600
26	52	-12	-39	468	144	1521
25	46	-13	-45	585	169	2025
27	49	-11	-42	462	121	1764
28	46	-10	-45	450	100	2025
29	50	-9	-41	369	81	1681
30	45	-8	-46	368	64	2116
30	48	-8	-43	344	64	1849
28	44	-10	-47	470	100	2209
27	48	-11	-43	473	121	1849
25	49	-13	-42	546	169	1764
27	50	-11	-41	451	121	1681
27	48	-11	-43	473	121	1849
29	50	-9	-41	369	81	1681
29	45	-9	-46	414	81	2116
29	41	-9	-50	450	81	2500
29	41	-9	-50	450	81	2500
29	43	-9	-48	432	81	2304
31	40	-7	-51	357	49	2601
31	46	-7	-45	315	49	2025
32	48	-6	-43	258	36	1849
32	51	-6	-40	240	36	1600
30	60	-8	-31	248	64	961
32	69	-6	-22	132	36	484
34	67	-4	-24	96	16	576

Tabela 16– Cálculo da covariância e correlação (continuação)

Carcaça °C (X)	Carregamento (%) (Y)	DesvioX $(X_1 - \bar{X})$	DesvioY $(Y_1 - \bar{Y})$	DX*DY $(X_1 - \bar{X}) * (Y_1 - \bar{Y})$	DESVIOX ² $(X_1 - \bar{X})^2$	DESVIOY ² $(Y_1 - \bar{Y})^2$
35	73	-3	-18	54	9	324
36	72	-2	-19	38	4	361
36	90	-2	-1	2	4	1
36	98	-2	7	-14	4	49
37	102	-1	11	-11	1	121
37	112	-1	21	-21	1	441
38	121	0	30	0	0	900
39	122	1	31	31	1	961
39	128	1	37	37	1	1369
41	128	3	37	111	9	1369
42	130	4	39	156	16	1521
45	128	7	37	259	49	1369
44	137	6	46	276	36	2116
45	137	7	46	322	49	2116
47	140	9	49	441	81	2401
44	146	6	55	330	36	3025
44	136	6	45	270	36	2025
45	138	7	47	329	49	2209
44	137	6	46	276	36	2116
48	142	10	51	510	100	2601
47	142	9	51	459	81	2601
46	144	8	53	424	64	2809
45	137	7	46	322	49	2116
44	136	6	45	270	36	2025
44	138	6	47	282	36	2209
46	130	8	39	312	64	1521
47	134	9	43	387	81	1849
46	133	8	42	336	64	1764
46	129	8	38	304	64	1444
45	124	7	33	231	49	1089
45	119	7	28	196	49	784
43	118	5	27	135	25	729
41	123	3	32	96	9	1024
42	123	4	32	128	16	1024
45	125	7	34	238	49	1156
44	125	6	34	204	36	1156
43	132	5	41	205	25	1681
43	126	5	35	175	25	1225
42	130	4	39	156	16	1521
40	130	2	39	78	4	1521
44	126	6	35	210	36	1225
44	128	6	37	222	36	1369
42	130	4	39	156	16	1521
44	139	6	48	288	36	2304
39	139	1	48	48	1	2304
43	137	5	46	230	25	2116
43	142	5	51	255	25	2601
45	143	7	52	364	49	2704

Fonte: Autor - 2015

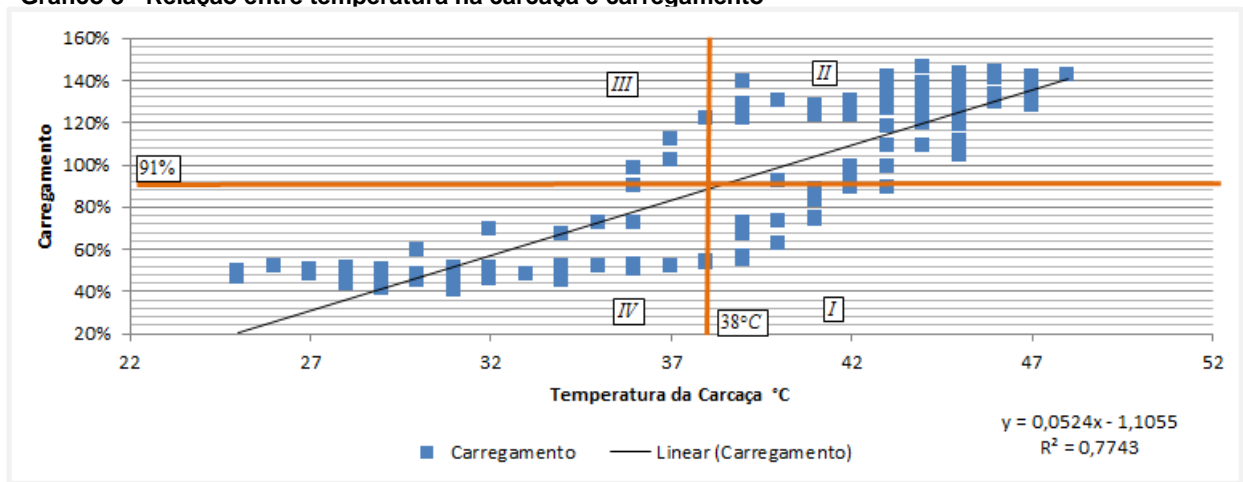
No qual :

\bar{X} : média da variável X;

\bar{Y} : média da variável Y.

O gráfico 8 mostra a relação entre as duas variáveis, bem como a linha ajustada a esses valores pelo método dos mínimos quadrados e a equação da reta.

Gráfico 8 - Relação entre temperatura na carcaça e carregamento



Fonte: Autor - 2015

Observa-se no gráfico 8 que a média da temperatura da carcaça é 38°C e a média do carregamento é 91%, e que eles estão formados, respectivamente pelas linhas paralelas do eixo Y e ao eixo X.

Em seguida, será analisado o significado dos desvios de cada ponto em relação à média das variáveis. Como exemplo, em seguida a métrica dos desvios:

$$DesvioX = (X_1 - \bar{X}) = (47 - 38) = 9 \quad (4.2)$$

$$DesvioY = (Y_1 - \bar{Y}) = (127 - 91) = 36 \quad (4.3)$$

O produto dos desvios:

$$DesvioX \times DesvioY = (X_1 - \bar{X}) \times (Y_1 - \bar{Y}) = 9 \times 36 = 324 \quad (4.4)$$

Calculando esses produtos para todos os valores das variáveis X e Y, como mostra a tabela 13, e somando, se obtém o numerador da covariância de X e Y:

$$C(X,Y) = \frac{\sum (X_i - \bar{X}) \times (Y_i - \bar{Y})}{N} = \frac{29903}{143} = 209,11 \quad (4.5)$$

Logo, covariância significa como as duas variáveis variam de forma conjunta. Agora, analisando o gráfico o que acontece se os pontos estivessem no quadrante I. Neste caso, os desvios de X seriam todos positivos, enquanto que os desvios de Y seriam todos negativos, logo os produtos tomarão valores negativos. O mesmo vai acontecer com os pontos do quadrante III, nele, os desvios de X tomarão valores negativos e os desvios de Y valores positivos, logo os produtos tomarão valores negativos. Assim, se a maioria dos pontos caem nos quadrantes I e III a covariância tomará valores negativos, indicando que essas duas variáveis se relacionam de forma negativa ou inversa, ou seja, que quando uma cresce a outra diminui e vice-versa.

Quando os pontos se distribuem nos quatro quadrantes, haverá valores positivos e negativos, logo a soma tenderá para zero, e neste caso, afirmaremos que não existe relação linear entre essas variáveis. Observa-se que esta estatística tenderá para zero, mesmo havendo uma relação que não for linear. Apesar da covariância ser uma estatística adequada para medir relação linear entre duas variáveis, ela não é adequada para comparar graus de relação entre variáveis, dado que ela está influenciada pelas unidades de medida de cada variável, temperatura em °C e carregamento em watts. Para evitar a influência da ordem de grandeza e unidades de cada variável, divide-se a covariância pelo desvio padrão de X e de Y, dando origem ao coeficiente de correlação de Pearson (r):

$$r = \frac{C(X,Y)}{S_x \times S_y} \quad (4.6)$$

No qual:

$$S_x^2 = \frac{\sum (X_i - \bar{X})^2}{n} \rightarrow S_x = 6,3378 \quad (4.7)$$

$$S_y^2 = \frac{\sum(Y_i - \bar{Y})^2}{n} \rightarrow S_y = 37,6045 \quad (4.8)$$

$$r = \frac{209,11}{6,3378 \times 37,6045} = 0,8774 \quad (4.9)$$

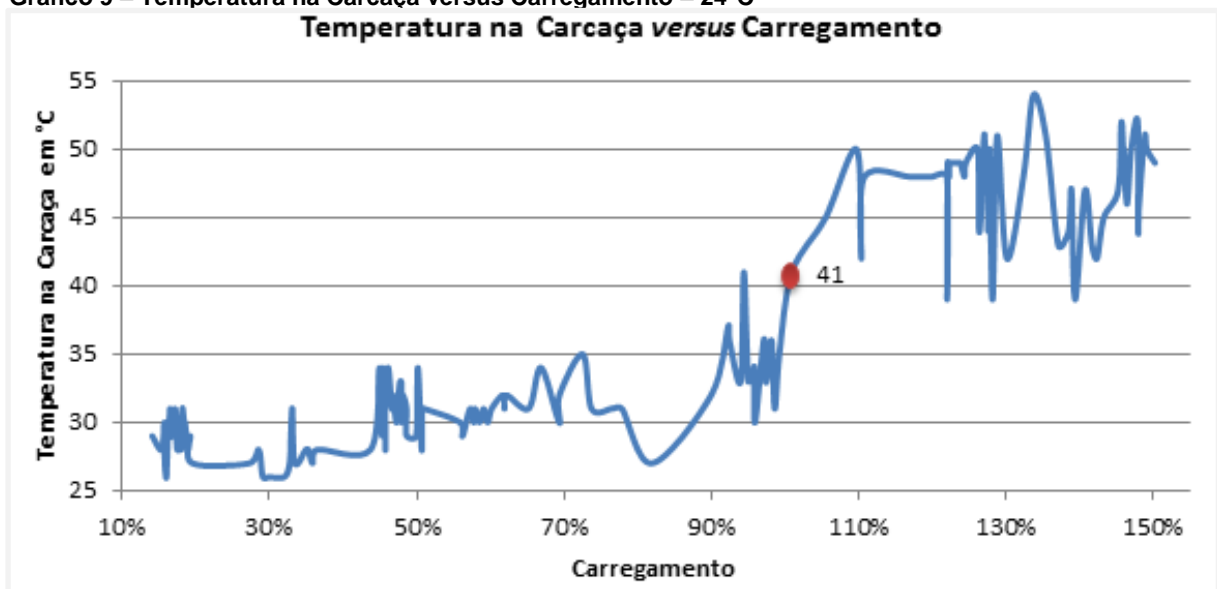
Como o coeficiente de correlação está isento de unidades e da ordem de grandeza das variáveis, esse torna valores entre -1 e 1 .

Quando a relação é positiva r tomará o valor 1 quando a relação é perfeita. Quando a relação é negativa r tomará o valor -1 quando a relação é perfeita. Quando a relação é difusa ou não linear r será igual a 0 . Portanto, como o valor do coeficiente de Pearson é próximo de 1 , pode-se concluir que as variáveis se relacionam diretamente proporcional. O valor de $r^2=0,7743$ indica que a temperatura da carcaça tem uma influencia de 77% do carregamento.

Ao verificar a relação entre as variáveis, plotou-se gráficos de Temperatura da carcaça *versus* carregamento, fixando os valores da temperatura ambiente.

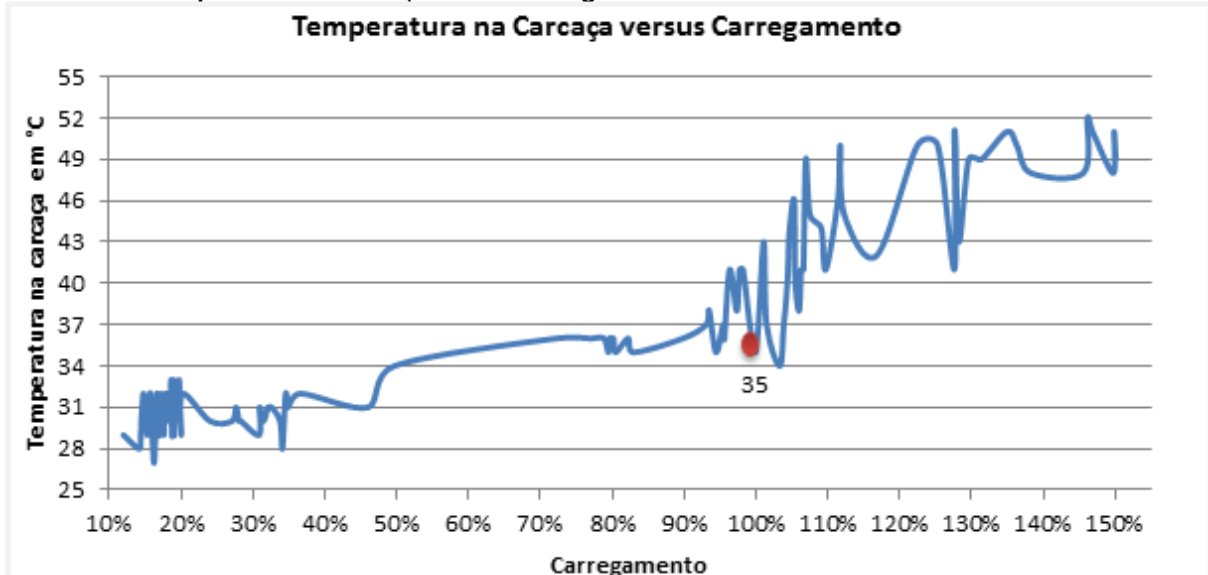
De acordo com o gráfico 9, para temperatura ambiente de 24°C , e o carregamento do transformador variando de 10% a 150% , verificou-se temperatura na carcaça igual e superiora 41°C no período que o equipamento operava em sobrecarga.

Gráfico 9 – Temperatura na Carcaça versus Carregamento – 24°C



De acordo com o gráfico 10, para temperatura ambiente de 25°C, e o carregamento do transformador variando de 10% a 150%, verificou-se temperatura na carcaça igual e superior a 35°C no período que o equipamento operava em sobrecarga.

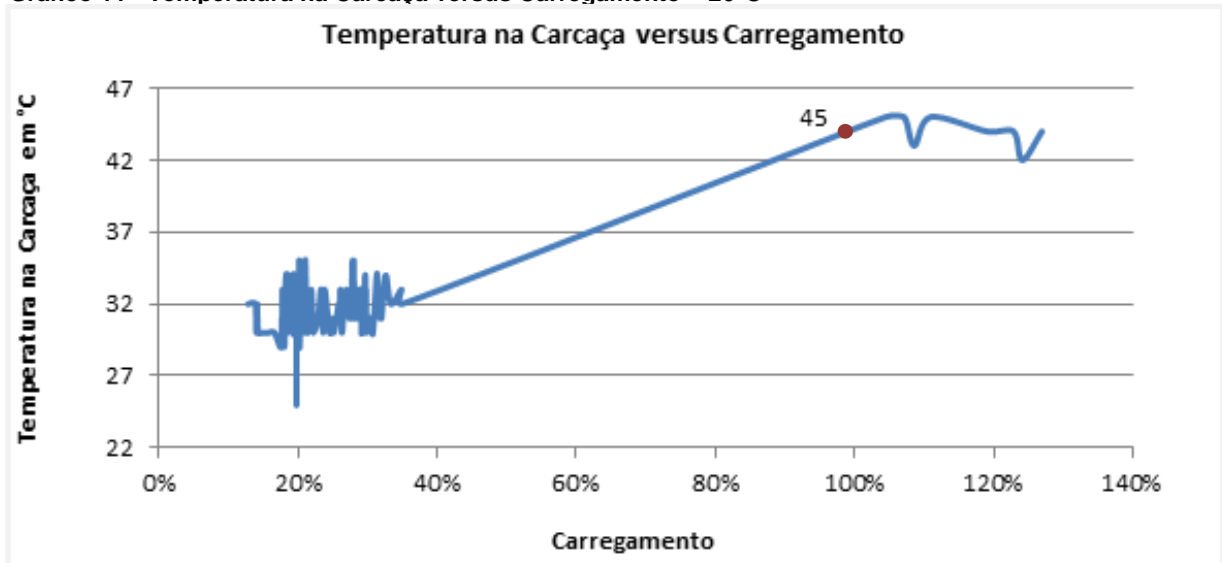
Gráfico 10 - Temperatura na Carcaça versus Carregamento – 25°C



Fonte: Autor - 2015

De acordo com o gráfico 11, para temperatura ambiente de 26°C, e o carregamento do transformador variando de 15% a 130%, verificou-se temperatura na carcaça igual e superior a 45°C no período que o equipamento operava em sobrecarga.

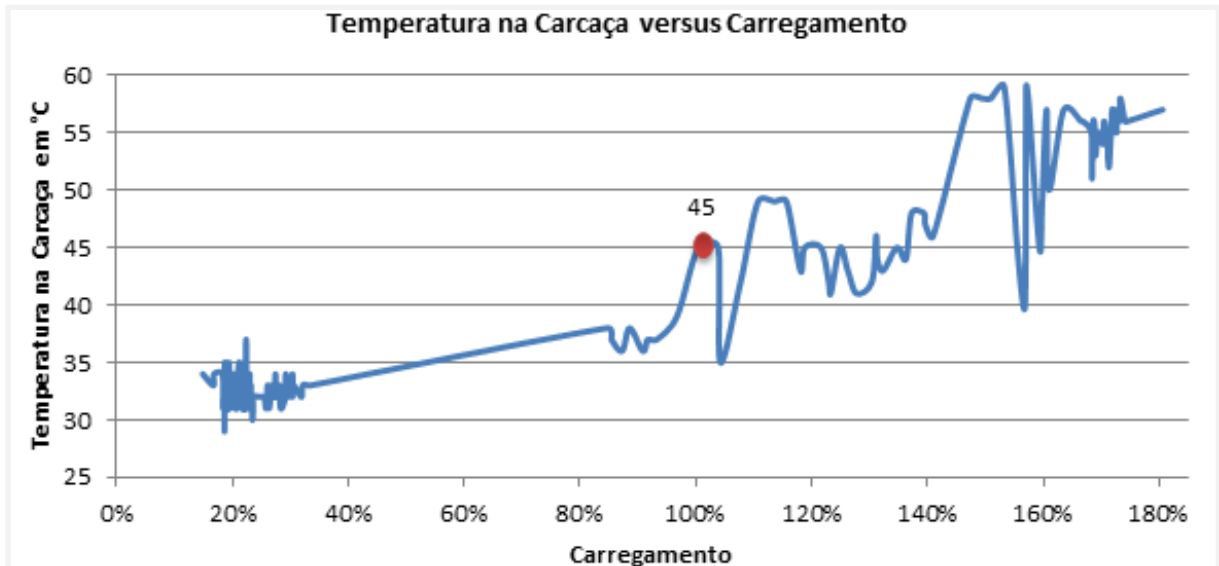
Gráfico 11 - Temperatura na Carcaça versus Carregamento – 26°C



Fonte: Autor - 2015

De acordo com o gráfico 12, para temperatura ambiente 27°C, e o carregamento do transformador variando de 15% a 180%, verificou-se temperatura na carcaça igual e superior a 45°C no período que o equipamento operava em sobrecarga.

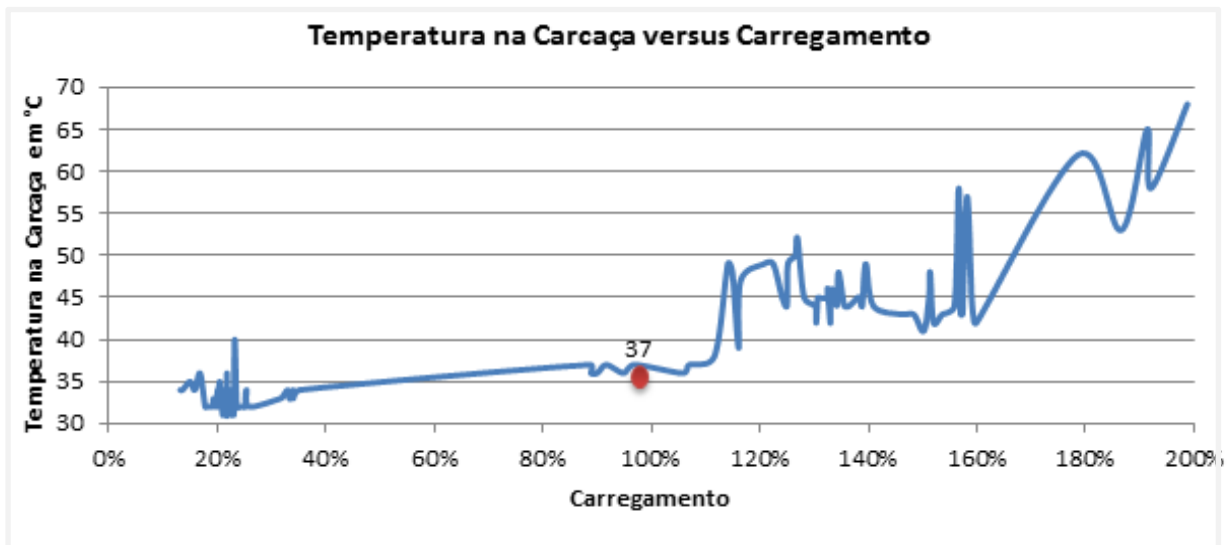
Gráfico 12 - Temperatura na Carcaça versus Carregamento – 27°C



Fonte: Autor - 2015

De acordo com o gráfico 13, para temperatura ambiente 28°C, e o carregamento do transformador variando de 15% a 200%, verificou-se temperatura na carcaça igual e superior a 37°C no período que o equipamento operava em sobrecarga.

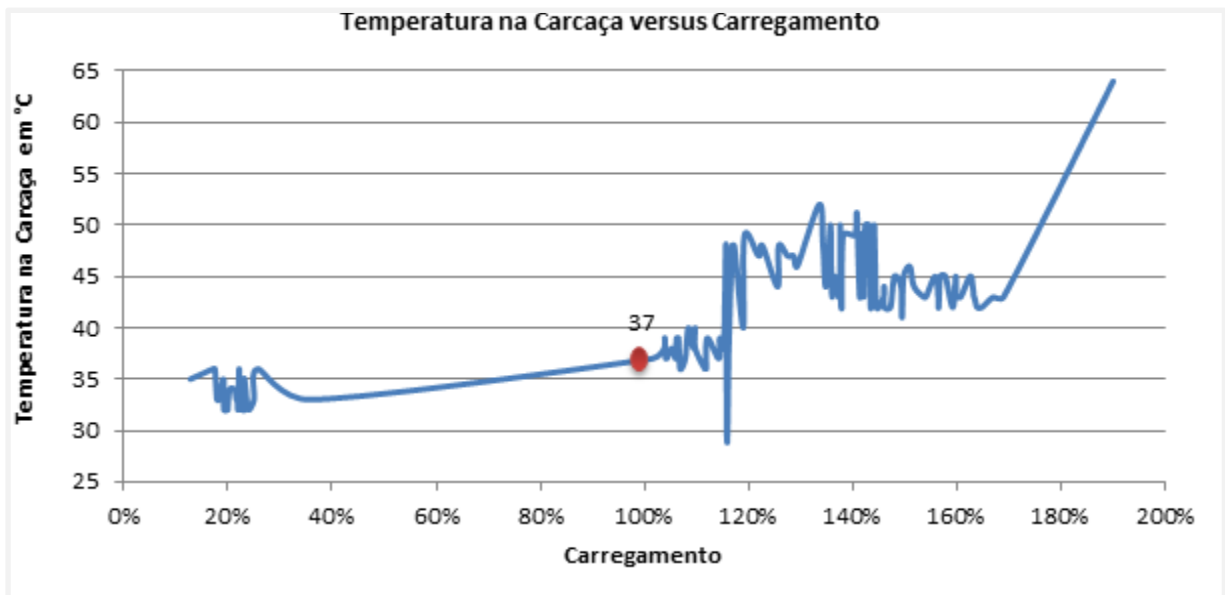
Gráfico 13 - Temperatura na Carcaça versus Carregamento – 28°C



Fonte: Produção do autor

De acordo com o gráfico 14, para temperatura ambiente de 29°C, e o carregamento do transformador variando de 15% a 190%, verificou-se temperatura na carcaça igual e superior a 37°C no período que o equipamento operava em sobrecarga.

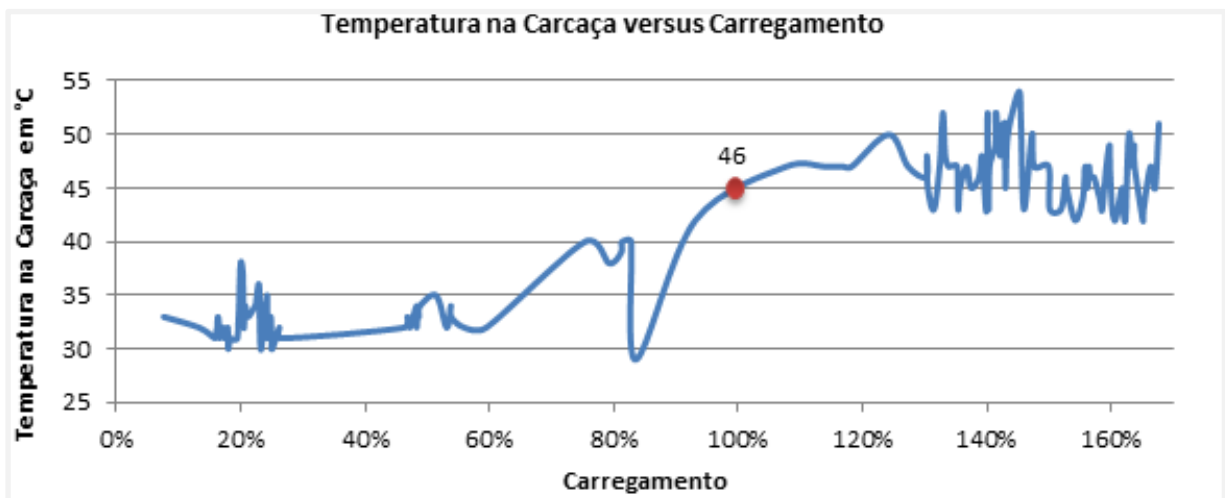
Gráfico 14 - Temperatura na Carcaça versus Carregamento – 29°C



Fonte: Autor - 2015

De acordo com o gráfico 15, para temperatura ambiente de 30°C, e o carregamento do transformador variando de 10% a 180%, verificou-se temperatura na carcaça igual e superior a 46°C no período que o equipamento operava em sobrecarga.

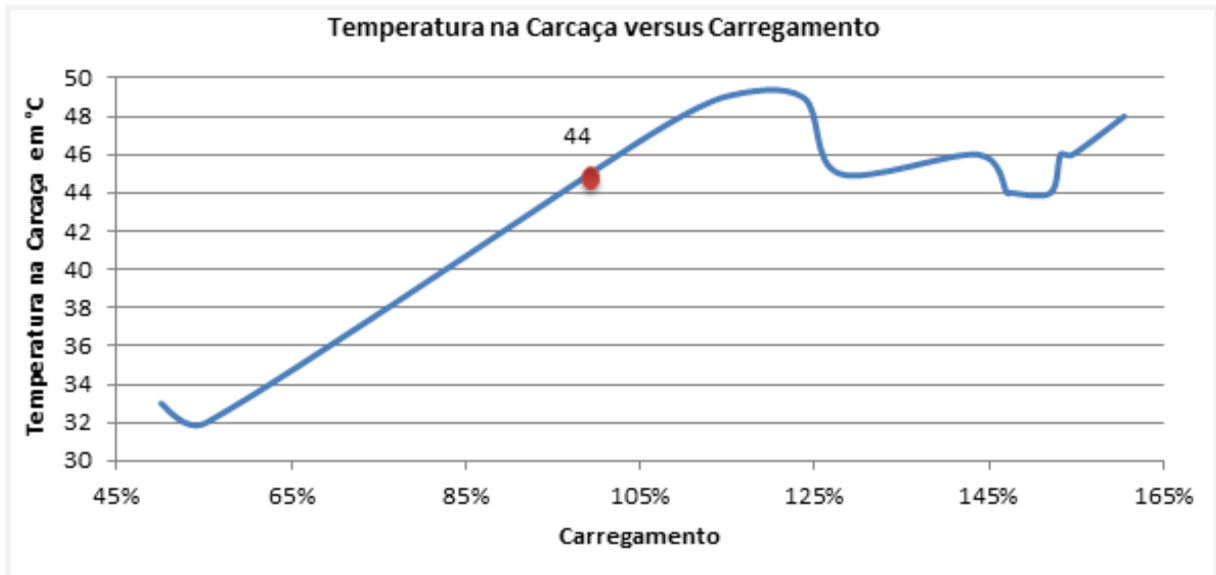
Gráfico 15 - Temperatura na Carcaça versus Carregamento – 30°C



Fonte: Autor - 2015

De acordo com o gráfico 16, para temperatura ambiente de 31°C, e o carregamento do transformador variando de 50% a 160%, verificou-se temperatura na carcaça igual e superior a 44°C no período que o equipamento operava em sobrecarga.

Gráfico 16 - Temperatura na Carcaça versus Carregamento – 31°C



Fonte: Autor - 2015

Portanto, pode-se concluir que para valores de temperatura da carcaça acima de 35°C, o transformador pode estar operando em sobrecarga, para isso é necessário uma inspeção minuciosa (detalhada), na qual se deve medir a corrente e tensão nas buchas do secundário do transformador para verificar a sobrecarga.

Para realizar a medição da temperatura da carcaça do equipamento é recomendado a utilização de termovisores, pois são instrumentos que realizam a medição remotamente, com isso o tempo para manutenção preventiva em transformadores diminui, sendo possível realizar manutenção preventiva em todos os transformadores e atender toda a demanda.

6 CONCLUSÃO GERAL

Nesse trabalho, verificou-se a relação do carregamento com a temperatura na carcaça do transformador.

Analisando os dados fornecidos pela concessionária de energia do Ceará, definiu-se a quantidade de defeitos encontrados, em 2014, através de inspeções no sistema elétrico da Coelce.

Além disso, estudou-se o princípio de funcionamento dos transformadores de distribuição e as principais causas de avarias que danificam esses equipamentos, na Coelce. Como resultado, obteve-se que a sobrecarga é a principal causa de queimas de transformadores. Para isso, foi estudado o modelo atual de manutenção preventiva, utilizado pela Coelce, de detecção de avaria em transformadores de distribuição. Analisando esse processo, verificou-se que a manutenção preventiva não atende toda a demanda dos equipamentos.

Na parte experimental, instalou-se um medidor SAGA e sensores de temperatura para medir, respectivamente, corrente elétrica no enrolamento secundário do equipamento e a temperatura na carcaça.

Em seguida, estudou-se através de modelos estatísticos se as variáveis temperatura na carcaça e carregamento do equipamento estão correlacionadas, como resultado obteve-se que ambas se relacionam diretamente.

Conclui-se que medições de temperatura da carcaça dos transformadores de distribuição inferior a 35°C o equipamento está operando em condições abaixo da sua capacidade nominal, portanto não é necessário intervir em seu funcionamento, já medições de temperatura que apresentarem temperatura superior a 35°C é recomendado realizar a leitura das correntes e tensões, pois esse equipamento apresenta indícios de sobrecarga que prejudica a vida útil do equipamento.

Sugeriu-se o Termovisor como ferramenta para realizar medições de temperatura da carcaça dos transformadores, com isso será necessário apenas um colaborador se deslocando de moto, não sendo necessário à utilização do carro e escada. Outra vantagem da utilização do Termovisor é a distancia da rede

energizada, o colaborador realizará a medição sem a necessidade de subir no poste, com isso reduz os riscos de acidentes.

Realizando manutenção preventiva em todos os transformadores, em seguida corrigindo as anomalias encontradas, é previsto a redução nos indicadores de qualidade DEC e FEC e nos indicadores de transformadores avariados.

Logo, o presente trabalho torne-se um ponto de partida para outras pesquisas.

7 TRABALHOS FUTUROS

Embasando-se nas limitações do método utilizado verificado através de análise e objetivando manter a mesma linha de pesquisa, alguns avanços foram estabelecidos como metas:

- Refazer essa análise para equipamentos de potência diferente;
- Fazer comparações entre os resultados obtidos para equipamentos de potência diferente;
- Desenvolver um modelo matemático genérico que defina a sobrecarga em transformadores de distribuição;
- Desenvolver um protótipo acoplado no transformador, esse deve identificar a sobrecarga e sinalizar ou até mesmo entrar em comunicação com o Centro de Operação.

8 REFERÊNCIAS

- [1] Brice, C.W. **Detecção de pontos quentes em equipamentos de transmissão e distribuição energizada**. Pesquisa de sistemas de energia elétrica. 1978, 130p.
- [2] BRASIL. **ABNT – Associação Brasileira de Normas Técnicas: NBR 5416 – Aplicação de cargas em transformadores de potência**, 1997. 92p.
- [3] Madding, R. P. **Medição e correção de emissividade temperatura considerações de precisão**. Centro de treinamento infravermelho. 2002, 72p.
- [4] NETO, A.P.**Noções sobre Termografia**. Curso: Inspeção de equipamentos e instalações Petrobras, 2004. 16p.
- [5] SILVA, R.A.**Cálculo de perdas técnicas no transformador de distribuição**. Monografia – Faculdade PIO Décimo, Aracaju, 2005. 122p.
- [6] ALMEIDA, B.**Análises termográficas utilizando termovisores**. II seminário de normas e procedimentos – Distribuição Fortaleza e Metropolitana, 2006. 7p.
- [7] BRASIL. **COELCE – Companhia Elétrica do Ceará:Decisão Técnica 072/2006 – Substituição de transformadores de distribuição e sobrecarga**, 2006. 8p.
- [8] LOPES, W.F. **Transformadores: Um estudo para melhoria da manutenção preventiva**. II seminário de normas e procedimentos – Distribuição Fortaleza e Metropolitana, 2007. 12p.
- [9] PONTES, M.S. **Melhores Práticas de manutenção aplicadas na manutenção das redes de distribuição do município de Fortaleza**. II seminário de normas e procedimentos – Companhia Elétrica do Ceará, Fortaleza, 2007.42p.
- [10] ALVES, M.L.P. **Análise da taxa de falha de transformadores de distribuição do sistema AMPLA**. II seminário de normas e procedimentos – Ampla Energia e Serviço, Rio de Janeiro,2007. 133p.
- [11] BRASIL. **ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica: PRODIST - Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional: Módulo 8 – Qualidade de Energia Elétrica**, 2008. 62p
- [12] BRASIL. **COELCE – Companhia Elétrica do Ceará:Instrução de Trabalho 21 – Execução de inspeção termográfica em subestação de distribuição e linhas de distribuição de alta tensão**, 2009. 10p.
- [13] KAGAN, N.; ROBBA, E.J; SCHMIDT, H.P. **Estimação de Indicadores de Qualidade da Energia Elétrica**. 1. ed. São Paulo: Blucher, 2009. 230p.
- [14] NOGUEIRA, D.S.**Transformadores de Potência – Teoria e aplicação Tópicos essenciais**. Monografia – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2009. 212p.
- [15] ARAGÃO, F.A.P.**Carregamento dinâmico de transformadores a partir de modelos da dinâmica térmica**.Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal do Ceará. 2009. 114p.
- [16] Carvalho, J.R. **Reprojeto de transformador com aumento de potencia**. Faculdade de Ciências da Fundação Instituto Tecnológico de Osasco. 2009 13p.
- [17] SANTOS, L.**Termografia infravermelha em subestação de alta tensão desabrigada**.Dissertação (Mestrado em Engenharia de energia) – Universidade Federal de Itajubá. 17p.

- [18] GROSSO, M. **Análise termográfica de defeitos de corrosão em aços revestidos por materiais compósitos.** Monografia (Graduação em Engenharia Metalúrgica da escola Politécnica) – Universidade Federal do Paraná. 88p.
- [19] Franken, T. **Bases teóricas de inspeção termográfica para aplicação em componentes elétricos.** FAHOR, 2011. 12p.
- [20] SILVA, S.P. **Manutenção Preventiva e corretiva em cabine primária para atendimento em média tensão.** Monografia (Graduação em Engenharia Elétrica) – Universidade São Francisco, Itatiba, 2012. 56p.
- [21] JUNIOR, A.S. **Estudo da termografia como uma ferramenta complementar para análise das condições de compressores alternativos.** Monografia de especialização – Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Paraná, 2012. 54p.
- [22] SILVA, D.A. **Proposta de implantação da manutenção preventiva em um supermercado do oeste do Paraná.** Monografia – Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Medianeira, 2012. 79p.
- [23] GONÇALVES, R.M. **Guia para projeto de subestação de alta tensão.** Monografia – Universidade de São Paulo, São Carlos, 2012. 245p.
- [24] LOTTERMANN, A.A. **Elaboração de um plano de manutenção para máquinas de usinagem de laboratório de estudo da FAHOR.** Monografia – Faculdade Horizontina, Horizontina, 2014. 52p.
- [25] BEIKE, M.L. **Implementação de um plano de manutenção preventiva em uma empresa do ramo alimentício.** Monografia – Faculdade Horizontina, Horizontina, 2014. 45p.
- [26] FRIEDENBERG, L.E. **Propriedades de óleo isolante de transformadores e a proteção do meio ambiente.** Monografia – Universidade Federal do Rio Grande do Sul, 2014. 12p.
- [27] MONTEIRO, B.S.; FERNANDES, M. F.; SILVA, A. V.; LEITE, L. H. M. **Inspeção em subestação utilizando termografia.** Universidade Federal de Minas Gerais, 2015, 11p.
- [28] PAIVA, O.G. **Princípios de termografia infravermelho.** Universidade Federal de Minas Gerais, 2015, 60p.