

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO N° 1166

**ANÁLISE DOS FATORES QUE AFETAM OS INDICADORES DE
CONTINUIDADE EM UMA REDE DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA:
ESTUDO DE CASO BASEADO NA TERMOGRAFIA**

PAULO MESSIAS SANTIAGO

DATA DA DEFESA: 17/12/2019

UNIVERSIDADE FEDERAL DE MINAS GERAIS – UFMG
ESCOLA DE ENGENHARIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA - PPGEE

**ANÁLISE DOS FATORES QUE AFETAM OS INDICADORES DE
CONTINUIDADE EM UMA REDE DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA:
ESTUDO DE CASO BASEADO NA TERMOGRAFIA**

PAULO MESSIAS SANTIAGO

Dissertação de Mestrado submetida à Banca Examinadora designada pelo Colegiado do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Escola de Engenharia da Universidade Federal de Minas Gerais, como requisito para obtenção do Título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Área de concentração: Engenharia de Potência
Linha de Pesquisa: Compatibilidade Magnética e Qualidade de Energia

Orientador: Prof. Ivan José da Silva Lopes, Ph. D.

BELO HORIZONTE

DEZEMBRO – 2019

S235a Santiago, Paulo Messias.
Análise dos fatores que afetam os indicadores de continuidade de uma rede de distribuição de energia [recurso eletrônico]: estudo de caso baseado na termografia / Paulo Messias Santiago. - 2019.
1 recurso online (84 f. : il., color.) : pdf.

Orientador: Ivan José da Silva Lopes.

Dissertação (mestrado) - Universidade Federal de Minas Gerais, Escola de Engenharia.

Anexos: f.69-84.

Bibliografia: f.65-68.

Exigências do sistema: Adobe Acrobat Reader.

1. Engenharia Elétrica - Teses. 2. Energia elétrica - distribuição - Teses. 3. Sistemas de energia elétrica – Teses. I. Lopes, Ivan José da Silva. II. Universidade Federal de Minas Gerais. Escola de Engenharia. III. Título.

CDU: 621.3(043)

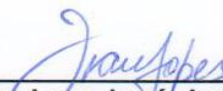
"Análise dos Fatores que Afetam os Indicadores de Continuidade em uma Rede de Distribuição de Energia: Estudo de caso Baseado na Termografia"

Paulo Messias Santiago


Dissertação de Mestrado submetida à Banca Examinadora designada pelo Colegiado do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Escola de Engenharia da Universidade Federal de Minas Gerais, como requisito para obtenção do grau de Mestre em Engenharia Elétrica.

Aprovada em 17 de dezembro de 2019.

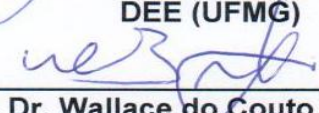
Por:



Prof. Dr. Ivan José da Silva Lopes
DEE (UFMG) - Orientador



Prof. Dr. José Osvaldo Saldanha Paulino
DEE (UFMG)



Prof. Dr. Wallace do Couto Boaventura
DEE (UFMG)

*“Fé não faz as coisas serem fáceis mas as tornam totalmente possíveis, creia.”
(Autor desconhecido)*

Agradecimentos

Agradeço em primeiro lugar a Deus que me proporciona a cada dia vencer obstáculos em meio às dificuldades impostas pela vida e sempre me dar mais do que mereço!

A minha amada esposa, Aline, pela sua paciência, amor e apoio em todos os momentos de nossas vidas;

Aos meus filhos, Flávio e Samuel, pelo carinho e apoio;

Aos meus queridos pais que sempre estarão comigo;

A todos os Professores do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da UFMG, em especial ao meu orientador, Professor Ivan José da Silva Lopes, pela paciência, sabedoria, amizade e apoio incondicional na elaboração deste trabalho;

A todos os colegas e amigos da Pós-Graduação os quais caminhamos juntos nesta jornada;

Ao professor, Sílvio de Castro Silveira, pela contribuição e apoio;

Aos colegas da Cemig D, Regional Divinópolis, pelo fomento das informações prestadas e disponibilidade sempre que necessitei;

A todos o meu muito obrigado!

Resumo

Com a modernização das redes e aumento das demandas energéticas, torna-se necessário procurar formas mais precisas e produtivas a fim de garantir a confiabilidade e a continuidade do sistema elétrico. As inspeções periódicas em redes de distribuição são uma importante ferramenta das empresas do ramo de energia elétrica a fim de orientar seus programas de manutenção para manter a qualidade da energia. Essa qualidade é fiscalizada no Brasil através da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) pelos indicadores de continuidade: Duração Equivalente Interrupção por Unidade Consumidora (DEC) e Frequência Equivalente Interrupção por Unidade Consumidora (FEC).

O objetivo deste trabalho é apresentar um estudo de caso em um dos conjuntos e seus alimentadores de uma concessionária de energia elétrica (CEMIG-D), verificando o comportamento dos indicadores de continuidade frente às falhas passíveis de detecção por análise termográfica.

A base de dados aplicada a este trabalho é constituída de registros extraídos do sistema gerenciador de interrupções (GERINT) da concessionária e índices de variações do DEC e FEC fornecidos pela ANEEL. São analisadas aproximadamente 3.000 ocorrências e 43 modos de falhas registrados no período de observação de 2015 a 2018.

A metodologia aplicada é a identificação dos principais modos de falha registrados (interrupções no fornecimento de energia) que mais impactam nos indicadores, utilizando recursos computacionais de estatística para investigação da tendência e a sazonalidade dos eventos. Através dos resultados, é possível identificar os modos de falha que são diagnosticados pelo uso preditivo da termografia, consequentemente reduzindo os índices de ocorrências. Os resultados finais são definidos com a projeção de redução dos índices que impactam nos valores finais do DEC e FEC, destacando a importância da termografia no processo de gestão da manutenção de ativos nas redes de distribuição de energia elétrica.

Palavras-chave: termografia, qualidade, energia elétrica, manutenção.

Abstract

With the modernization of grids and increasing energy demands, it is necessary to look for more accurate and productive ways to ensure the reliability and continuity of the electrical system. Periodic inspections of distribution grids are an important tool for utilities to guide their maintenance programs to maintain power quality. This quality is monitored in Brazil through the National Electric Energy Agency (ANEEL) by the continuity indicators: Equivalent Duration Interruption per Consumer Unit (DEC) and Equivalent Frequency Interruption per Consumer Unit (FEC).

The aim of this paper is to present a case study in one of the sets and their feeders of a power utility (CEMIG-D), verifying the behavior of the continuity indicators against the faults that can be detected by thermographic analysis.

The database applied to this work is made up of records extracted from the dealer's interrupt management system (GERINT) and indexes of variations of DEC and FEC provided by ANEEL. Approximately 3,000 occurrences and 43 failure modes recorded in the 2015-2018 observation period are analyzed.

The applied methodology is the identification of the main recorded failure modes (power supply interruptions) that most impact the indicators, using a statistical computational resources to investigate the trend and seasonality of the events. Through the results, it is possible to identify the failure modes that are diagnosed by the predictive use of thermography, consequently reducing the occurrence rates. The final results are defined with the projection of reduction of indices that impact the final values of DEC and FEC, highlighting the importance of thermography in the process of managing the maintenance of assets in the electricity distribution networks.

Key-words: thermography, quality, electrical energy, maintenance.

Sumário

1	Introdução.....	1
1.1	Relevância e Motivação.....	1
1.2	Objetivo	1
1.3	Metodologia	2
1.4	Organização do texto	3
2	Revisão Bibliográfica.....	4
2.1	Considerações Iniciais	4
2.2	Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica	4
2.2.1	Aspectos Regulatórios da Distribuição.....	5
2.3	Manutenção e Inspeção em Redes de Distribuição.....	8
2.4	A Termografia.....	11
2.4.1	Temperatura.....	12
2.4.2	Calor	12
2.4.3	Condução	13
2.4.4	Convecção	14
2.4.5	Radiação	14
2.4.6	Ondas Eletromagnéticas	17
2.4.7	O Infravermelho	18
2.5	A Técnica Termográfica	20
2.5.1	O Termovisor.....	21
2.5.2	Influências Externas nas Medições de Infravermelho.....	23
2.5.3	Termografia em Redes de Distribuição de Energia Elétrica	25
3	Metodologia	29
3.1	Introdução	29
3.2	Histórico dos Indicadores	29

3.3	Dados de Falhas de Operação do Sistema	30
3.4	Análise Estatística dos Dados	32
3.4.1	Séries Temporais: Tendência e Sazonalidade	32
3.4.2	Análise de Variância.....	33
3.4.3	Teste de Scott-Knott	35
3.4.4	Ferramenta Computacional.....	37
3.5	Análise dos Modos de Falha do Conjunto	37
3.5.1	Seleção das Ocorrências:	38
3.6	Observações Finais	39
4	Resultados	40
4.1	Introdução	40
4.2	Apresentação do Objeto de Estudo	40
4.2.1	Equipamentos do Conjunto	43
4.3	Resultados de Análise de Tendência e Sazonalidade das Falhas.....	49
4.4	Análise dos Dados de Falhas dos Alimentadores do Conjunto	52
4.5	Análise dos Dados de Falhas dos Alimentadores do Conjunto passíveis de Termografia.....	55
4.6	Discussão de Resultados	61
5	Conclusão	63
5.1	Conclusão.....	63
5.2	Propostas de Continuidade.....	64
	Referências Bibliográficas.....	65

1 Introdução

1.1 Relevância e Motivação

O crescimento da demanda de energia em escala mundial, a dependência cada vez maior deste serviço por parte das empresas e consumidores, além das regras cada vez mais rígidas do órgão regulador [ANEEL, 2018] no que tange o tempo e o número de desligamentos permitidos aos clientes, faz com que os programas de gestão e manutenção das redes elétricas se tornem cada vez mais necessários e complexos. Esses problemas, de maneira indireta, podem ser constatados através dos indicadores coletivos de continuidade, fornecidos pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Esses indicadores são a Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (DEC) e a Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (FEC).

A manutenção preditiva e preventiva de forma geral é, desde sempre, sinônimo de qualidade [AFONSO, 2010]. A busca pelas melhores práticas nesta área é um processo contínuo, tendo em vista a modernização das redes elétricas através de novos padrões de condutores e equipamentos. É preciso também avançar no monitoramento e preservação destes ativos. A implantação do processo de inspeção termográfica com a aquisição dos equipamentos de medição em infravermelho, bem como a capacitação de profissionais para a realização das inspeções, é um alto investimento muitas vezes de retorno questionado pelas empresas. Assim, o tema em questão vem trazer uma melhor visão dos pontos relevantes da utilização da termografia em sistemas elétricos de distribuição de energia.

1.2 Objetivo

O presente investiga os benefícios possíveis com a utilização da termografia, na busca de encontrar formas de direcionar corretamente as demandas de manutenção, elevando os patamares de confiabilidade e continuidade do sistema de distribuição de energia. Apresenta-se como objetivo principal a aplicação de método estatístico que verifique a presença de tendência e sazonalidade nos indicadores de continuidade DEC

e FEC, em função dos modos de falhas observados e registrados em um conjunto de uma concessionária de energia. Além disso, verifica-se quais fatores são mais influentes nestes indicadores, a fim de que se torne útil como uma ferramenta de gestão da manutenção dos ativos, atuando de forma precisa e antecipada, através da identificação dos principais modos de falha, onde é possível adequar a termografia ao processo de diagnóstico, demonstrando uma melhor visão dos ganhos que podem ser obtidos para as empresas de distribuição de energia e seus consumidores de forma geral.

A termografia é uma técnica preditiva e eficiente em serviços de manutenção, tendo grande praticidade de uso e a vantagem de não exigir o desligamento dos equipamentos sob inspeção, atuando na prevenção de falhas e perdas de produção.

O histórico analisado consiste das ocorrências registradas durante o período de janeiro de 2015 a dezembro de 2018, em um conjunto da concessionária em estudo. Portanto, tendo-se em vista um determinado período de operação em um sistema de distribuição de energia a ser analisado, estima-se os valores de DEC e FEC, em função das falhas observadas e registradas para esse sistema. O conhecimento dos indicadores DEC e FEC permite o gerenciamento da manutenção, possibilitando verificar a influência dos principais modos de falha na composição desses indicadores no decorrer do período e destinar uma melhor atuação de uma manutenção preditiva mais eficiente com o recurso da termografia.

1.3 Metodologia

Neste trabalho, aplica-se uma metodologia de levantamento das falhas ocorridas na rede de um conjunto da concessionária de energia e, através de métodos estatísticos de análise de série temporais identifica-se e quantifica-se os fatores que mais afetam os indicadores de continuidade DEC e FEC. As técnicas estatísticas visam construir modelos que descrevem a sazonalidade e tendência do comportamento dos modos de falha e como eles contribuem para o resultado final dos indicadores de continuidade.

A técnica é aplicada para cada grupo de modos de falha, ou seja, Equipamentos, Fenômenos Naturais, Causas Indeterminadas, Meio ambiente e Operacionais, e também as falhas passíveis de serem detectadas preditivamente pela análise termográfica. São

calculados todos os indicadores separadamente para cada grupo e para cada modo de falha em todo período sob análise, num total de aproximadamente 3.000 ocorrências e 43 modos de falha. Os gráficos e resultados obtidos são a base para compor uma gestão de manutenção mais eficiente, atuando preditivamente a fim de não impactar nos indicadores de continuidade de forma negativa, ou seja, manter dentro dos limites regulatórios da ANEEL.

1.4 Organização do texto

O texto encontra-se organizado da seguinte forma:

No **Capítulo 2**, a revisão bibliográfica aborda uma visão geral do sistema elétrico brasileiro e sua regulação. Também são apresentadas as premissas da manutenção em redes, assim como os conceitos e práticas da termografia.

Em seguida o **Capítulo 3**, apresenta a metodologia proposta para determinação dos fatores passivos de termografia que influenciam nos indicadores de desempenho DEC e FEC, no conjunto do estudo deste trabalho.

No **Capítulo 4**, é feita a apresentação do conjunto de estudo, bem como os resultados e análise final.

Por fim, as principais conclusões e propostas de continuidade são apresentadas no **Capítulo 5**.

2 Revisão Bibliográfica

2.1 Considerações Iniciais

Este capítulo apresenta inicialmente uma visão geral do sistema elétrico brasileiro, com dados básicos da distribuição de energia elétrica. Em seguida, alguns pontos da regulação do setor no quesito qualidade aplicados atualmente para justificar aspectos do tema são apresentados na sequência. São abordados as premissas da manutenção e inspeção do sistema de distribuição de energia, as técnicas utilizadas, bem como uma descrição dos conceitos e fundamentos da termovisão em infravermelho.

2.2 Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica

De acordo com a Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica (ABRADEE), o sistema de distribuição de energia são as ramificações do Sistema Elétrico de Potência (SEP) presentes de forma acentuada nas ruas e avenidas dos centros urbanos, alimentando os grandes e pequenos consumidores além de conectar pequenas e médias unidades geradoras de energia elétrica. Assim como no sistema transmissão, as distribuidoras são dotadas de fios condutores, transformadores, equipamentos de proteção e controle, até os chamados de ponto de entrega, sendo este o limite estabelecido entre a rede de responsabilidade da distribuidora e as instalações do cliente atendido. O sistema de distribuição é composto pela rede elétrica e pelo conjunto de instalações e equipamentos elétricos que operam em níveis de alta tensão (superior a 69 kV e inferior a 230 kV), média tensão (superior a 1 kV e inferior a 69 kV) e baixa tensão (igual ou inferior a 1 kV). Atualmente, o Brasil possui 114 distribuidoras de energia elétrica, sendo 63 concessionárias e 38 permissionárias, além de 13 cooperativas de eletrificação rural, que atuam sob autorização precária e estão em processo de regularização para serem concessionárias ou permissionárias[ABRADEE, 2018]. No Brasil atualmente, das 77 milhões de unidades consumidoras 85% são consumidores residenciais. A Figura 2.1 é a imagem de uma típica rede de distribuição de energia elétrica.



Figura 2. 1 - Rede de Distribuição de Energia. Fonte - COPEL, 2013.

Baseado nos dados da ABRADÉE [2018], dentre os grupos do Setor Elétrico Brasileiro, a Distribuição é o que tem o maior grau de regulação e fiscalização através das condições, responsabilidades e penalidades relativas à conexão, planejamento e expansão, operação e medição da energia elétrica.

2.2.1 Aspectos Regulatórios da Distribuição

Desde dezembro de 2008, Os Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST foram criados para definir premissas básicas para o acesso ao sistema de distribuição de energia elétrica. Dentre os vários módulos que compõem o PRODIST, o módulo oito, que trata da qualidade da energia fornecida aos consumidores, estabeleceu indicadores para o acompanhamento e fiscalização da continuidade e disponibilidade da energia distribuída [ANEEL, 2017].

Em sua obra, Kagan, Rooba e Schmidt [2009] esclarecem que a qualidade dos serviços de energia elétrica se resume basicamente na continuidade do seu fornecimento, e que por definição da ANEEL, através do módulo oito do PRODIST esta deve ser medida e fiscalizada de acordo com os indicadores e que uma vez ultrapassados os limites máximos previamente estabelecidos, a distribuidora deve ser penalizada com ressarcimento direto na fatura do consumidor. Tais indicadores podem

ser coletivos e individuais, dentre outros estabelecidos pelo órgão regulador. A lista a seguir trata daqueles de maior relevância:

- DEC: Duração Equivalente de Interrupção por unidade consumidora. Este indicador exprime quanto tempo em média, determinado conjunto de consumidores, teve seu fornecimento interrompido em um período específico.
- FEC: Frequência Equivalente de interrupção por unidade consumidora. Este indicador trata do número médio de interrupções aos clientes no período de observação.
- DIC: duração de interrupção individual por unidade consumidora.
- FIC: Frequência individual de interrupções da unidade consumidora.
- DMIC: Duração Máxima de interrupção contínua por unidade consumidora.

A Resolução No 395/2009 [ANEEL, 2016b] define que as metas de DIC e FIC são definidas em função das metas de DEC e FEC, que por sua vez, variam com o tipo de urbanização e com a faixa de tensão nominal.

O DEC corresponde ao somatório do número de consumidores atingidos em uma ocorrência, multiplicado pelo tempo das interrupções ocorridas, dividido pelo número total de consumidores do conjunto. O DEC tem seus valores expressos em inteiros e frações de horas.

O FEC que se trata de um valor adimensional, pode ser entendido como o número de consumidores atingidos em cada ocorrência, divididos pelo número total de consumidores do conjunto avaliado.

De acordo com a resolução 794 da ANEEL [2017], os indicadores coletivos DEC e FEC devem obedecer as seguintes equações:

$$DEC = \frac{\sum_{i=1}^{C_c} DIC(i)}{C_c}, \quad (2.1)$$

$$FEC = \frac{\sum_{i=1}^{C_c} FIC(i)}{C_c}, \quad (2.2)$$

onde:

i = índice de unidades consumidoras atendidas em Baixa Tensão - BT ou Média Tensão – MT, faturadas do *conjunto;

C_c = número total de unidades consumidoras faturadas do conjunto no período de apuração, atendidas em BT ou MT;

$DIC (i)$ = Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora, excluindo-se as centrais geradoras;

$FIC (i)$ = Frequência de Interrupção Individual por Unidade Consumidora, excluindo-se as centrais geradoras;

**Conjunto*: Trata-se de um agrupamento de clientes definido pela distribuidora em sua área de concessão e aprovado pela ANEEL.

Os indicadores individuais DIC, FIC, DMIC tem limites máximos definidos pela ANEEL e são relacionados com os valores do DEC apurado para um mesmo conjunto de consumidores. As distribuidoras de energia, conforme determinado através do módulo oito do PRODIST, são penalizadas com ressarcimento financeiro ao cliente sempre que infringem os limites estabelecidos para os indicadores citados. Para cada transgressão individual dos limites individuais, seja de duração frequência ou tempo máximo de interrupção, a concessionária deve ressarcir automaticamente o cliente através de descontos na fatura do mês subsequente à ocorrência. As interrupções necessárias para intervenções no sistema elétrico de potência, sejam elas de caráter preventivo ou corretivo, que ultrapassem o limite de três minutos de duração, terão seus dados relativos ao tempo de desligamentos vinculados ao DEC e FEC do conjunto de consumidores em questão. Em relação aos indicadores individuais DIC, FIC e DMIC, não são consideradas para efeito de penalização as interrupções programadas desde que respeitado o tempo previsto e a devida comunicação aos consumidores atingidos dentro dos prazos definidos. A Figura 2.2 mostra o fluxograma do processo de apuração dos indicadores de continuidade.

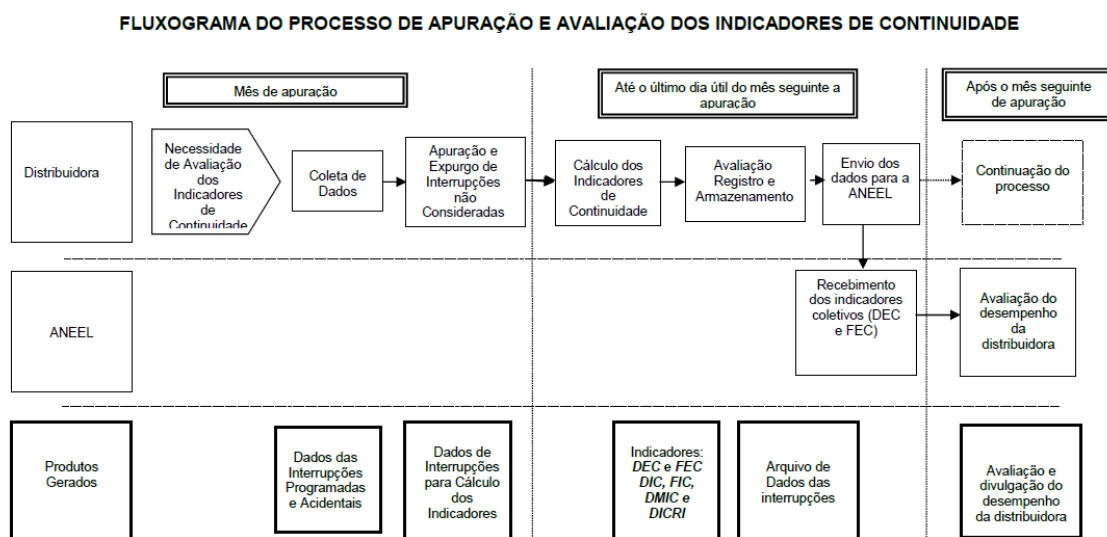


Figura 2.2 – Fluxograma do Processo de Apuração dos Indicadores de Continuidade

Fonte – ANEEL, 2019..

As interrupções emergenciais e não programadas nas redes de distribuição geram milhões de reais em prejuízo para as empresas de distribuição em todo o país [ANEEL, 2017]. A Tabela 2.1 apresenta dados de compensações pagas por uma distribuidora de energia elétrica devido à extrapolação de limites individuais de interrupção, com dados do ano de 2018.

Tabela 2.1: Compensações de Continuidade

Índices de Compensação de Continuidade					
Região SUDESTE					
CEMIG-D - 2018					
Compensações	DIC, FIC e DMIC			DICRI	Total
	Mensais	Trimestrais	Anuais	Mensais	
Quantidade das compensações	5.267.807	1.304.031	755.870	342.860	7.670.568
Valor das compensações (R\$)	29.807.688,33	4.490.626,75	3.996.720,14	3.957.834,94	42.252.870,16

Fonte: ANEEL, 2019.

2.3 Manutenção e Inspeção em Redes de Distribuição

Nos últimos anos, as distribuidoras de energia elétrica se obrigaram a profundas reestruturações dos seus processos como um todo, desde a última década, as empresas do setor tem se mobilizado de forma contínua para atendimento aos padrões e regras de concessão para a prática de distribuir e comercializar a energia em determinada região do território nacional. Para tanto, técnicas de inspeção e manutenção tiveram que ser

aprimoradas para atingir altos índices de produtividade e a robustez dos circuitos compreendidos como redes de distribuição de energia elétrica.

Para a ANEEL [2019], devido à sua complexidade e volume em extensão medido em quilômetros de rede, o acompanhamento e gestão da manutenção da Rede de Distribuição Aérea (RDA) não podem depender da ação humana ou ser controlados por coordenadores e administradores através de anotações ou planilhas somente. É item obrigatório, a utilização de *softwares* específicos com dados detalhados de equipamentos e componentes da rede (chaves, seccionadores, reguladores de tensão, condutores, religadores, etc.).

O sistema informatizado deve conter histórico de intervenções, georeferenciamento para localização com coordenadas e ainda uma programação automática de inspeções com critérios claros e de forma automática em períodos específicos pré-determinados de acordo com as características de cada circuito. A Figura 2.3 mostra um exemplo de programa utilizado para este fim.

Id	Situação	Tipo Serviço	Componente	Pontos	US	Qtd.	Prioridade	Equipe	Ações
357093	FINALIZADO	84 - CH FACA TRIPOLAR COM ACESSÓRIOS - RETIRAR - EST	Ch Tripolar	42	0,000	1	C	EQUIPE PESADA	↓
357094	FINALIZADO	88 - CH FACA UNIP MONO - SEM ALTER ESTR - INSTALAR - CI	15 kV	16	0,000	3	C	EQUIPE PESADA	↓

Figura 2.3: - Nota Serviço Rede de Distribuição de Energia Fonte - CEMIG, 2015

De acordo com Rocha [2010], a manutenção das RDA deve ser estudada continuamente, por se tratar de uma das mais importantes atividades no negócio de comercialização e distribuição de energia elétrica. O planejamento e a manutenção do sistema elétrico de potência (SEP) devem ser executados com eficácia, uma vez que o bom desempenho das redes e seus componentes (postes, condutores, equipamentos) é fator primordial para atingir a qualidade do produto fornecido ao consumidor.

2.3.1 Técnicas de Inspeção e Manutenção em Redes Elétricas

Segundo a ANEEL [2014], as técnicas de manutenção em redes de distribuição são divididas em três grupos:

- **Manutenção corretiva:** É a mais antiga técnica de manutenção conhecida, baseada na intervenção para o reparo após a ocorrência de alguma falha ou anormalidade no sistema, a necessidade deste tipo de manutenção é sempre traumática do ponto de vista financeiro e operacional, já que geralmente culmina em prejuízos para a empresa e para consumidores. A utilização desta modalidade de manutenção, apesar de ser considerada obsoleta, é impossível de ser descartada, pois o SEP está sempre exposto a falhas por agentes externos como qualidade de componentes, intempéries relativas ao meio ambiente como descargas atmosféricas, animais, vandalismo etc.;
- **Manutenção preventiva:** Manutenção efetuada de forma programada em intervalos predeterminados, de forma planejada, destinada a reduzir a probabilidade de falha ou a degradação do funcionamento de um item. Pode ser baseada nas informações de durabilidade fornecidas pelo fabricante, através de estatísticas de desempenho colhidas pela própria empresa em inspeções e histórico do componente. Este método de manutenção procura evitar a ocorrência de defeitos inesperados que resultarão em manutenção corretiva, ele é de extrema importância para cumprimento das premissas de continuidade e confiabilidade do sistema elétrico;
- **Manutenção preditiva:** A manutenção preditiva se caracteriza como a modalidade que permite avaliar com certo grau de confiabilidade a real situação do componente observado. Dessa forma, é possível definir e programar a sua manutenção quando necessário sem grandes prejuízos ao sistema, ou mesmo dispensar a necessidade de manutenção se confirmada a integridade do objeto avaliado.

Afonso [2010] destaca que a filosofia preditiva permite o planejamento das ações de manutenção quando realmente se fazem necessárias, reduzindo o número de falhas inesperadas. A técnica de manutenção preditiva é considerada a mais moderna

dentre as modalidades praticadas para conservação de um sistema complexo de componentes como é o caso das redes de distribuição aéreas, pois com o auxílio de técnicas específicas como, por exemplo, a termografia, é possível monitorar continuamente os equipamentos e condutores do sistema e assim direcionar corretamente os recursos de manutenção. Em uma escala de atualidade é possível perceber a evolução das técnicas de manutenção conforme a Figura 2.4.

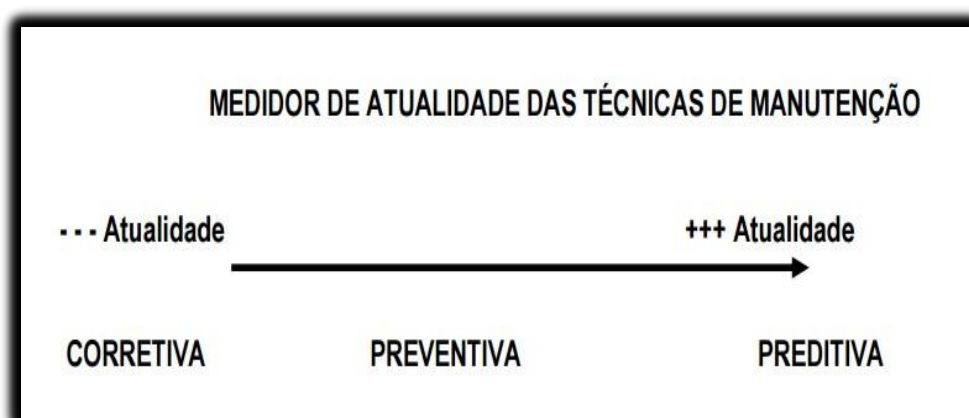


Figura 2.4: Medidor de atualidade das técnicas de manutenção

Fonte: ANEEL 2014.

Assim, a prática de manutenção preditiva eleva os patamares de uma empresa a altos níveis de investimento e gestão. Inspeccionar e avaliar a real condição dos seus ativos é sinônimo de qualidade e modernidade [ANEEL, 2014].

2.4 A Termografia

Alguns conceitos básicos da física são de suma importância para a aplicação da termografia, uma revisão da teoria sobre temperatura, calor e suas formas de transferência, além de rever os conceitos básicos sobre ondas eletromagnéticas, se fazem necessários para uma melhor compreensão da termovisão.

2.4.1 Temperatura

A temperatura é uma variável definida como a medida da energia cinética, ou energia produzida pelo movimento dos átomos e moléculas de determinada substância. A temperatura tem origem nas ideias de quente e frio percebidas pelo tato humano, um corpo considerado quente esta a uma temperatura mais elevada do que um corpo com as mesmas características que se encontra em um estado frio. Para os instrumentos de medição de temperatura, fez-se necessário a criação de escalas específicas, sendo a mais utilizada a escala de graus Celsius ($^{\circ}\text{C}$), que tem sua gradação definida entre o ponto 0°C que determina o ponto de congelamento da água e o ponto de 100°C , que trata se do ponto de ebulição da água na pressão atmosférica igual a 1 atm.

Outra escala de temperatura conhecida e bastante utilizada é a escala kelvin, que tem seu ponto inicial definido como zero absoluto, ponto onde de forma hipotética, acredita-se que não há energia cinética gerada pelas moléculas. As escalas Celsius e Kelvin têm unidades similares, porém seus pontos de referência em zero são deslocados de forma que; $0\text{ K} = -273,15^{\circ}\text{C}$. Outra escala menos utilizada para a medição de temperatura é a escala de graus Fahrenheit ($^{\circ}\text{F}$), que define o ponto de ebulição da água a 32°F também na pressão atmosférica de 1 atm. [HOLST, 2008].

2.4.2 Calor

Holst [2008] define calor como sendo a transferência de energia entre dois corpos em função de suas diferentes temperaturas. Na física, calor significa energia em trânsito, mas nunca a quantidade de energia de um sistema. Confundir calor e temperatura é uma falha comum devido à estreita relação entre eles, entretanto deve-se entender que diferente da temperatura, o calor é resultante de um trabalho realizado e medido em joules, que pode se somar em um sistema. A transferência de calor ocorre sempre do ponto de maior para o de menor temperatura e pode-se dar por três modos de transferência sendo eles: condução, convecção, e radiação.

2.4.3 Condução

A transferência de energia térmica pela condução se caracteriza pelo aumento da agitação das moléculas de determinado material devido à aplicação de energia na forma de calor. Ao se aplicar uma fonte de energia calorífica como uma chama em um metal, os átomos aumentam sua energia cinética na região afetada pela fonte. Essa energia é transferida para os demais átomos devido a colisões que ocorrem entre eles em função deste movimento, a energia vai se transferindo de maneira gradativa ao longo da matéria. Devido à sua característica atômica, os metais são ótimos condutores de calor em função da maior capacidade de liberar elétrons, através destes elétrons é possível transferir mais rapidamente a energia térmica da região mais quente para a mais fria. São em função destes elétrons livres que os metais são também bons condutores de eletricidade [HOLST, 2008].

A Figura 2.5 apresenta uma situação de transferência de calor por condução causada por falha na conexão elétrica e aumento de sua resistência, resultando numa grande dissipação de energia.

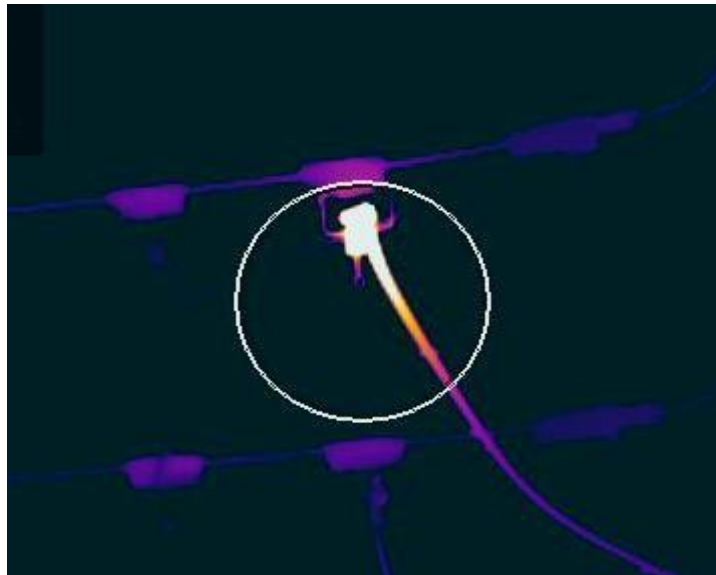


Figura 2.5: Condução de calor Fonte: o Autor

Através da Figura 2.5, fica clara a ideia de transferência de energia térmica ao longo do material do ponto quente, onde está a falha, para regiões mais frias ao longo do condutor de eletricidade.

2.4.4 Convecção

De acordo com Holst [2008], a convecção é o modo de transferência de calor, proveniente de um movimento da massa de um fluido condutor desta variação, como um gás ou um líquido qualquer, não sendo possível em sólidos ou no vácuo. Neste processo de transmissão, a energia em forma de calor de um corpo com determinada temperatura, é transmitida ao fluido através da condução e essa energia é compartilhada durante o movimento com as partículas do líquido ou gás em trânsito, o fluido é transportado de forma natural ou forçado através do movimento de suas massas para outra região com temperatura diferente, possibilitando a troca e equilíbrio térmico. O transporte de forma natural pode ser entendido como aquele em que o movimento do fluido ocorre apenas pelas diferenças de temperatura existentes no mesmo. A densidade elevada das porções com maior temperatura, bem como a menor densidade das porções mais frias, resultará num movimento natural das massas. Dizemos que este processo é forçado quando é auxiliado por equipamentos destinados para este fim como ventiladores e bombas de água por exemplo. O simples contato do ar com redes aéreas de distribuição de energia, através dos ventos consiste em um exemplo do processo de transferência de calor por convecção.

2.4.5 Radiação

O modo de transferência de calor através da radiação ocorre por meio das ondas eletromagnéticas, como a luz visível, a radiação ultravioleta e a radiação infravermelha. Todos os corpos existentes na terra, mesmo aqueles que estão em baixas temperaturas, emitem calor na forma de ondas viajantes no espaço independente da existência de um meio de propagação, ou seja, a energia na forma de calor será transferida entre os corpos mesmo que estes estejam no vácuo absoluto [HOLST, 2008].

De acordo com Veratti [2011], assim como o sol, todos os corpos do planeta emitem radiação térmica, logo estão sempre trocando energia na forma de calor sem nenhum contato físico. Quanto maior a temperatura de um corpo, maior será a radiação térmica emitida. A capacidade de emitir a radiação térmica varia de acordo com o

material e com o comprimento da onda incidente sobre ele, o comprimento da onda é definido pelo intervalo entre um pico e o próximo, quanto menor o comprimento de uma onda, maior será a energia transmitida por ela. A Figura 2.6 demonstra o intervalo definido como o comprimento de uma onda (λ).

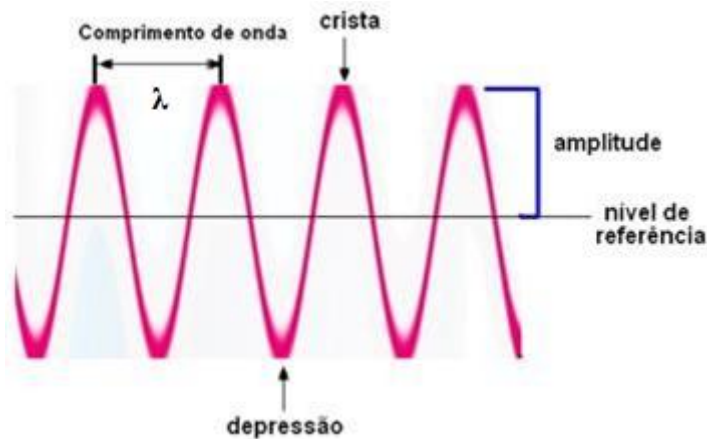


Figura 2.6: Comprimento de Onda (λ)

Segundo Afonso [2010], a emissividade (ε), define quanta energia um corpo é capaz de transmitir, em um dado comprimento de onda e é definida por valores entre zero e um. O chamado corpo negro ideal é aquele que, em teoria, possui emissividade igual a um ($\varepsilon = 1$). Na prática, os corpos reais tem emissividades menores que um ($\varepsilon < 1$), uma vez que ela é a taxa do poder de emissão de um material se comparado ao corpo negro ideal. A emissividade é uma característica própria dos materiais, que pode ser influenciada pelo seu acabamento, textura e transparência. Materiais polidos tem menor emissividade do que aqueles com acabamento inferior ou oxidação natural [VERATTI, 2011].

Outras três características da matéria devem ser consideradas para efeito da radiação incidente: A absorvidade (α), a refletividade (ρ) e a transmissividade (τ).

2.4.5.1 Absortividade (α)

A absorvidade de um material indica quanto da energia incidente sobre o mesmo, em um comprimento de onda específico será absorvida por ele. O poder de absorção de material coincide com o sua capacidade de emissão, assim para um corpo qualquer, ($\alpha = \varepsilon$).

2.4.5.2 Refletividade (ρ)

A refletividade de um material indica quanto da energia incidente sobre o mesmo em um comprimento de onda específico, será refletida por ele.

2.4.5.3 Transmissividade (τ)

A transmissividade de um material indica quanto da energia incidente sobre o mesmo em um comprimento de onda específico, será transmitida através dele.

Em 1884 Boltzmann formulou uma equação baseado na teoria do corpo negro feita por Josef Stefan em 1879, sendo hoje conhecida como a lei de Stefan Boltzmann, que permite a criação de algoritmos para sensores baseados na radiação em infravermelho com resposta na forma de temperatura. Para um corpo real, A equação (2.3) fica assim definida:

$$W = \sigma \cdot \epsilon \cdot K^4 \quad (2.3)$$

onde:

W = Potência irradiada [w/m^2]

σ = Constante de Stefan Boltzmann [$5,67 \cdot 10^{-8} (w/m^2) \cdot k^{-4}$]

ϵ = Emissividade do material

K = temperatura Absoluta em kelvin

É interessante salientar que um corpo real, de acordo com suas características físicas terá o total da energia incidente sobre ele em parte absorvida, refletida ou transmitida, a soma desses três componentes, deve ser igual a um, de acordo com equação (2.4).

$$\alpha + \rho + \tau = 1 \quad (2.4)$$

2.4.6 Ondas Eletromagnéticas

Em seu trabalho, Santos [2006], explica baseado na teoria do inglês James Clerk Maxwell de 1865, o fenômeno produzido pela interação dos campos magnético e elétrico próprios das partículas elementares da matéria, ou seja, uma vez que um campo magnético variável produz um campo elétrico e que um campo elétrico variável produz um campo magnético, surge dessa interação constante o campo eletromagnético, que no formato de uma onda pode se propagar no espaço. Maxwell verificou também em suas experiências a coincidência da velocidade de propagação das ondas eletromagnéticas com a velocidade da luz, 299.792.458 (m / s) metros por segundo, fato que sugeriu a luz como sendo uma forma de onda eletromagnética, esta teoria foi confirmada anos mais tarde pelo alemão Heinrich Rudolf Hertz. A Figura 2.7 exemplifica essa interação entre os campos elétricos e magnético formando a onda eletromagnética.

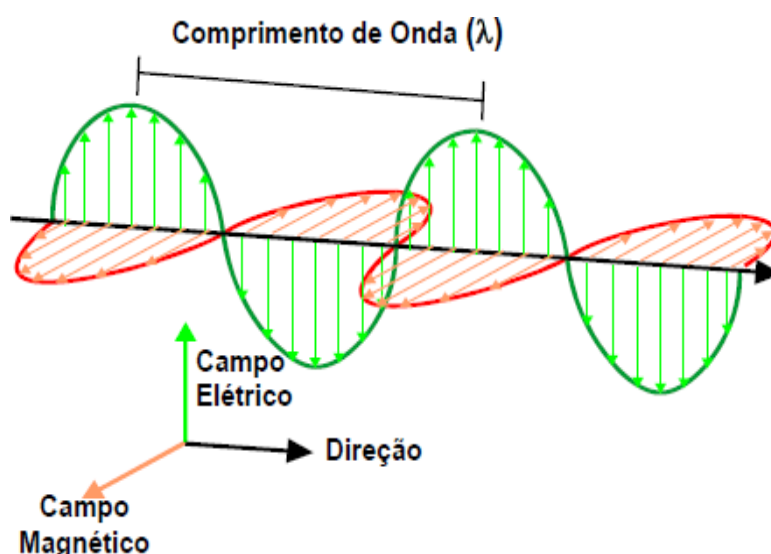


Figura 2.7 - Onda eletromagnética. Fonte: Santos, 2006

As ondas eletromagnéticas são capazes de transmitir a energia térmica em vários comprimentos de ondas. Entretanto, a maior parte das temperaturas que percebemos ao nosso redor se encontra na faixa dos comprimentos de onda presentes na região do infravermelho.

2.4.7 O Infravermelho

A região do espectro conhecida como infravermelho foi descoberta por volta do ano de 1800, pelo astrônomo inglês William Herschel, repetindo a experiência de Isaac Newton que, em 1666, utilizam uma peça de vidro triangular denominado prisma, capaz de decompor a luz solar branca nas demais cores do espectro visível. Ao realizar a medição da temperatura de cada faixa espectral com um termômetro, ele percebeu que o maior valor mensurado ocorria além do extremo da faixa visível do vermelho. Era inegável a existência de uma faixa invisível de radiação que anos mais tarde ficaria conhecida como radiação infravermelha [Cemig, 2011]. A Figura 2.8 apresenta uma imagem do prisma utilizado por Herschel para a decomposição das cores do espectro visível.

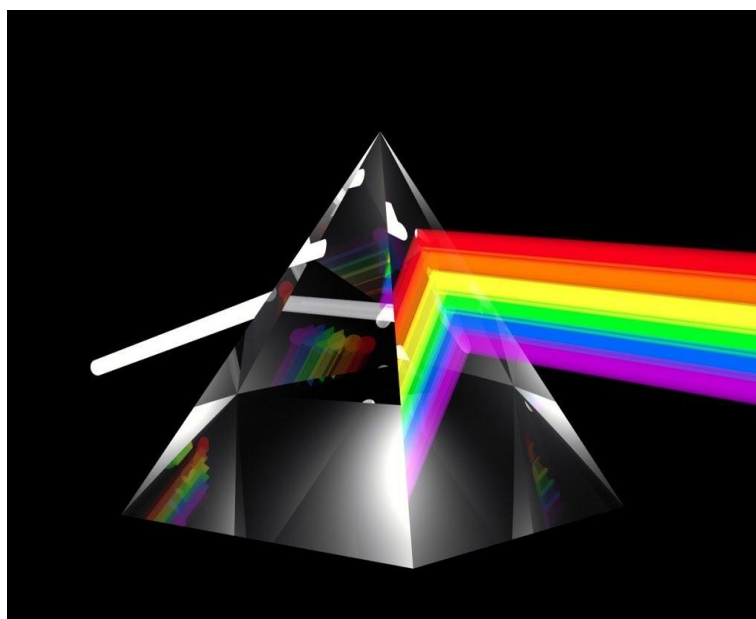


Figura 2.8: Prisma, decomposição da luz Branca

Segundo INCROPERA [1992], o físico alemão Wilhelm Wien, estabeleceu em 1893 uma relação entre o comprimento de onda da radiação emitida pelos corpos e a sua temperatura, onde o comprimento de onda em que um corpo emite com maior intensidade, é inversamente proporcional a sua temperatura. De acordo com a lei de Wien, todos os corpos com temperatura acima do zero absoluto, emitem energia na forma de radiações eletromagnéticas em vários comprimentos de ondas diferentes,

entretanto existe um determinado valor deste comprimento que é predominante e que a sua emissão de energia é máximo. A partir desta teoria, corpos com baixa temperatura irão emitir energia principalmente na faixa de micro-ondas, já um corpo com temperatura ambiente terá sua emissão predominante na faixa do infravermelho. A faixa de temperatura de objetos e processos dos quais conhecemos tem a sua emissão de radiação eletromagnética nas faixas do visível e do infravermelho conforme ilustra a tabela 2.3.

Tabela 2.3 - Relação temperatura e região espectral.

Radiação Térmica de Objetos Astronômicos			
objeto	temperatura (em Kelvins)	máximo do comprimento de onda	região espectral
radiação de fundo cósmica	3	1 mm	microonda (IR-Radio)
nuvem molecular	10	300 μm	infravermelho
ser humano	310	9,7 μm	infravermelho
bulbo de luz incandescente	3000	1 μm - 10000 Å	infravermelho / visível
Sol	6000	5000 Å	visível
estrela quente	30000	1000 Å	ultravioleta
gás inter-aglomerado	10^8	0,3 Å	raios X

Fonte: Observatório Nacional, 2015

De acordo com Santos [2006], a luz assim se encontra no espectro eletromagnético na faixa de onda entre 0,4 e 0,7 μm (micrômetros). O infravermelho que ocorre após o extremo vermelho da faixa visível, esta na faixa entre 0,7 e 1000 μm . No espectro eletromagnético, é possível perceber todas as formas de ondas e faixas dos diferentes tipos de radiação conforme a Figura 2.9.

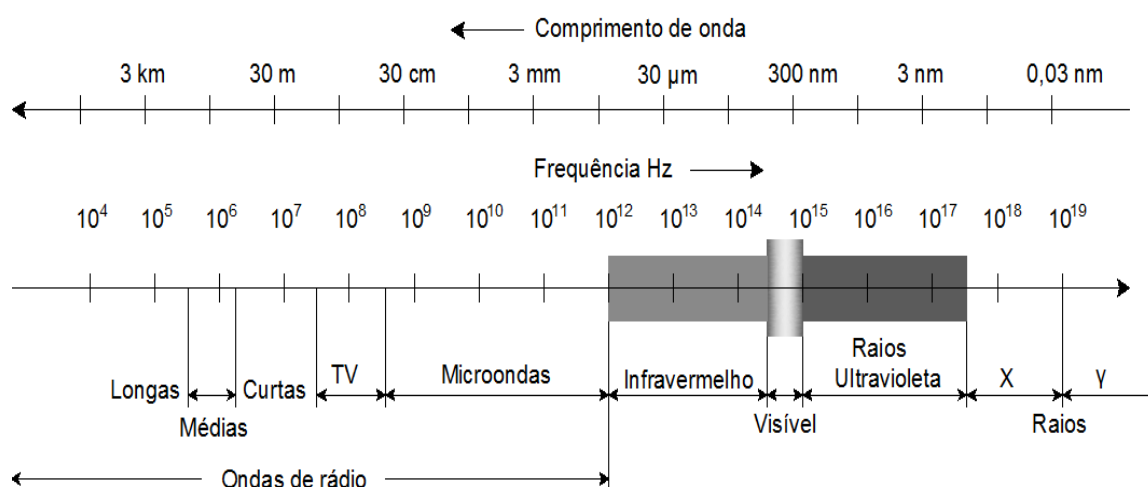


Figura 2.9: Espectro Eletromagnético I [Rogalski, 2010].

Através da Figura 2.10, uma escala de temperatura em Kelvin (K) e em graus Celsius (°C), demonstra a relação que existe entre a temperatura dos corpos quando emitindo energia em seus diversos comprimentos de ondas. O modo de transferência de calor através da radiação ocorre por meio das ondas eletromagnéticas, todos os corpos existentes na terra mesmo aqueles que estão em baixas temperaturas emitem calor na forma de ondas viajantes no espaço independente da existência de um meio de propagação, ou seja, a energia na forma de calor será transferida entre os corpos mesmo que estes estejam no vácuo absoluto. [HOLST, 2008].

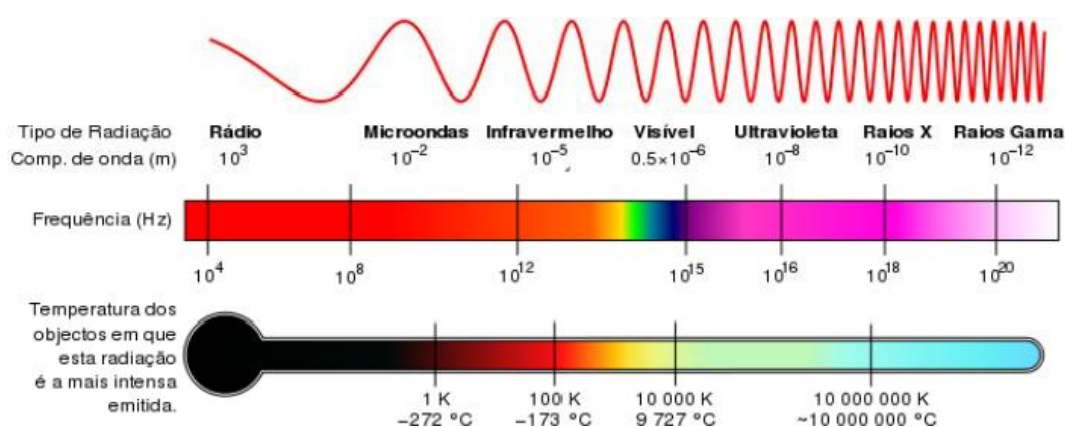


Figura 2.10: Espectro Eletromagnético II

2.5 A Técnica Termográfica

A Termografia é uma técnica utilizada desde a década de 60 e, neste processo, a radiação eletromagnética em uma faixa de frequência específica, designada como radiação em infravermelho, que é naturalmente emitida por todas as formas físicas do planeta, é identificada e analisada através de imagens térmicas ou termogramas.

Segundo Álvares [2008], um termograma é uma imagem que proporciona a análise do objeto considerando a distribuição de sua temperatura.

Por se tratar de uma técnica não destrutiva onde as imagens são geradas à distância dispensando o contato físico do profissional operador do equipamento com o objeto a ser avaliado, a termovisão é considerada uma das mais eficazes formas de

inspeção preditiva para sistemas elétricos, garantindo a segurança necessária mesmo para altos níveis de tensão [STOYNOVA, 2017].

A termografia vem sendo utilizada por vários setores e empresas de todo mundo como um modo eficaz de monitoramento e diagnóstico dos equipamentos e componentes para fins de inspeção e da manutenção preditiva. Ela aparece como um dos mais eficazes, confiáveis e seguros métodos de inspeção em sistemas elétricos, se destacando por proporcionar a redução dos custos, oferecer segurança e resultando em melhor desempenho de um sistema [AFONSO, 2010]. Várias são as vantagens apontadas pelo uso desta tecnologia, dentre elas estão:

- Possui capacidade de identificação e localização pontual das falhas;
- Possibilita análise com os equipamentos em pleno funcionamento;
- As inspeções são realizadas à distância evitando a exposição ao risco para o operador;
- Oferece uma melhor visualização da situação do problema;
- É capaz de determinar a temperatura aproximada dos objetos sem contato físico;
- Proporciona a ação antes que ocorra a falha;
- Os dados são gerados em tempo real.

2.5.1 O Termovisor

Trata-se de um sistema de medição capaz de detectar a radiação térmica emitida pelos objetos, convertendo a em sinais eletrônicos e através do processamento destes sinais, transformar os mesmos nos chamados termogramas, que são imagens formadas através da radiação em infravermelho emitida por um corpo em função de sua temperatura. Nestas imagens, os gradientes de coloração de tons variados representam diferentes quantidades de emissão de radiação que podem ser convertidos na sua temperatura aproximada.

Um sistema de medição em infravermelho como um termovisor, é dotado de lentes, detectores de radiação e processadores capazes de converter a radiação

infravermelha em impulsos elétricos que serão utilizados para formação da imagem térmica [CEMIG, 2011].

Segundo Caramalho [2012], os equipamentos de termovisão passaram por grandes avanços nos últimos anos. Na década de oitenta, os equipamentos utilizados eram compostos por um monitor portátil onde se acoplava uma lente auxiliar para focalizar os objetos, juntamente com a bateria de grande dimensão chegava a pesar até seis quilos. Um vasilhame de gás liquefeito, geralmente o azoto líquido, era também necessário para o arrefecimento do detector de infravermelhos, o que oferecia dificuldade e cuidados especiais para o deslocamento e manuseio do conjunto. As imagens geradas eram registradas no écran do monitor por uma Polaroid, máquina fotográfica capaz de produzir fotos instantâneas, porém de baixa qualidade. Opcionalmente era utilizada uma câmara comum para obter uma melhor resolução, mas neste caso era necessário encaminhar as provas aos estúdios para revelação. As imagens geradas eram somente em preto e branco e os recursos eram limitados, a Figura 2.11 ilustra uma imagem gerada a partir deste sistema obsoleto de Termovisão.

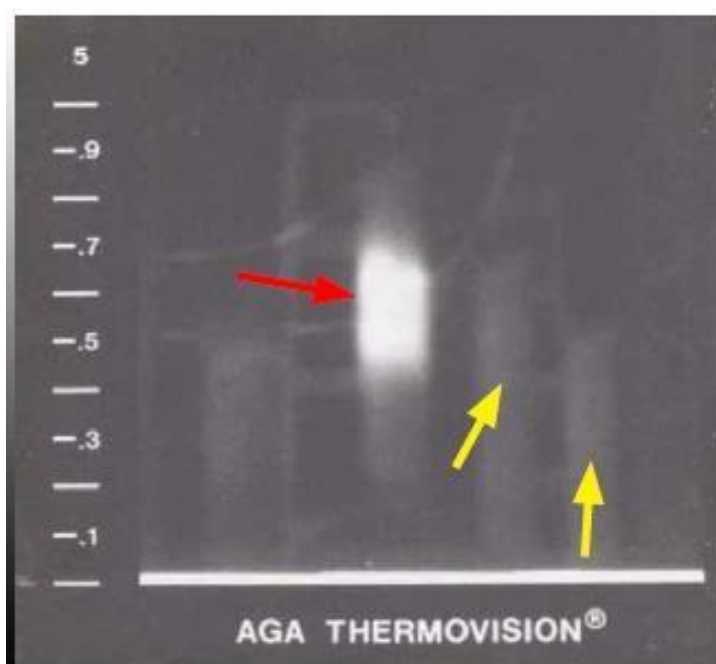


Figura 2.11: Termograma da década de 80. Fonte: Caramalho, 2012

Atualmente os sistemas de termovisão são sinônimos de qualidade em todos os seus aspectos, além das imagens em infravermelho são capazes de reproduzir imagens digitais de alta resolução. Oferecem vários recursos de manuseio e configuração como:

foco automático, zoom digital, visor de cristal líquido, congelamento de imagens no visor, etc.

Devido aos avanços da tecnologia, atualmente as câmeras termográficas se transformaram em equipamentos compactos e leves, capazes de gerar as imagens em tempo real [AFONSO, 2010]. A Figura 2.12 mostra uma moderna câmera termográfica que pode ser utilizada em várias áreas de atuação, e um termograma típico.

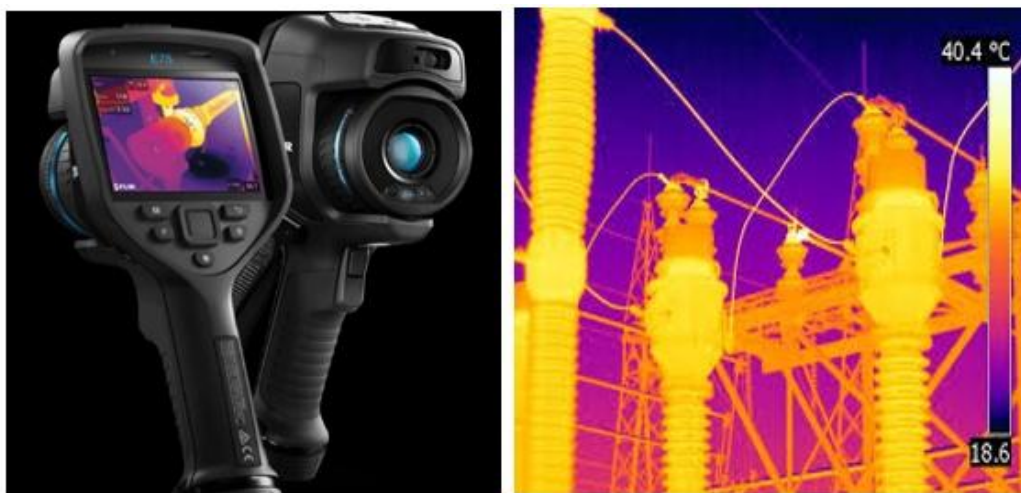


Figura 2.12: Câmera termográfica e termograma típico. Fonte: FLIR, 2018.

Também na Figura 2.12 pode-se perceber a acessibilidade da câmera que em muito se assemelha a uma vídeo filmadora comum, o que facilita a interação entre a mesma e seu operador. Na imagem termográfica de alta resolução, os diferentes tons citados e a escala à direita são relacionados com a temperatura, a coloração escura denota temperaturas inferiores, o laranja sugere valores superiores à medida que se torna mais intenso. Esta coloração do termograma denominada “Iron” é o padrão mais utilizado nas câmeras termovisoras. Outros padrões de cores como preto e branco, por exemplo, podem ser utilizados para definir os gradientes, entretanto pelo aspecto parecido com algo incandescente, o Iron é intuitivo ao observador e por isso frequentemente utilizado.

2.5.2 Influências Externas nas Medições de Infravermelho

Na utilização da técnica da termografia, apesar dos avanços da tecnologia, fatores externos e características dos materiais observados podem influenciar tanto na medição quanto na interpretação das imagens térmicas, principalmente quando os objetos estão em locais abertos e expostos à ação das intempéries atmosféricas.

Para Santos [2006], apesar da eficácia do equipamento termovisor em sistemas elétricos e subestações, existem limitações a serem consideradas. Por isso, é preciso conhecê-las para controlar ou até evitar as suas influências na medição.

A atmosfera na medida em que se trata de matéria, é capaz de absorver e emitir a radiação que recebe dos demais corpos ao seu redor, o vento e a umidade relativa do ar e o próprio sol grande emissor de radiação térmica, também são influentes em análises termográficas. Apesar da modernidade das câmeras, dados como emissividade dos objetos, temperatura ambiente, umidade relativa do ar e distância são inseridos no equipamento de forma manual pelo termografista. É através da correlação destes dados com a radiação infravermelha captada, que o termovisor irá processar estas informações e retornar uma resposta na forma da temperatura aparente do ponto inspecionado. Baseado nestas informações, pode-se perceber que a falta dos conhecimentos básicos de transferência de calor e da radiação em infravermelho, tornará o próprio inspetor, um obstáculo para o sucesso de uma inspeção [ARAUJO, BARBOSA E SINISCALCHI, 2008].

A Figura 2.13 apresenta alguns dos componentes que podem influenciar em uma medição em infravermelho.

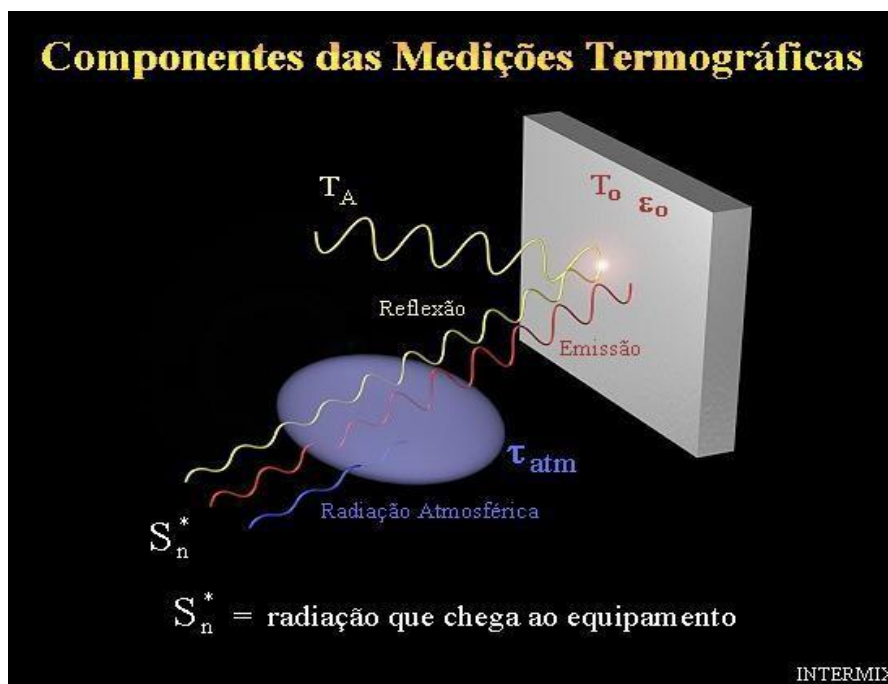


Figura 2.13 - Componentes das medições termográficas Fonte: CEMIG, 2011.

Na Figura 2.13 é possível observar os diferentes componentes de uma situação de medição da radiação térmica, onde:

- (S_n) representa a câmera termográfica que receberá o sinal;
- (τ_{atm}) representa a transmissividade da atmosfera que além de atenuar a radiação do objeto em medição, emite a parte absorvida;
- (T_A) temperatura irradiada do ambiente, que é refletida pelo corpo;
- (ϵ_o) a radiação emitida pelo corpo;
- (T_o) a sua temperatura real relativa à emissão do objeto.

O que espera-se da medição é nada mais que a radiação emitida ou (ϵ_o) do componente observado e obter uma resposta na forma de temperatura o mais próximo possível da temperatura real do objeto (T_o) . Porém, para conseguir o resultado esperado, todas as condicionantes do meio devem ser conhecidas e consideradas [CEMIG, 2011].

2.5.3 Termografia em Redes de Distribuição de Energia Elétrica

Nos sistemas elétricos de potência, os pontos passíveis de falhas com variação de temperatura são: conexões entre condutores, chaves manobráveis, transformadores e suas conexões, para raios, disjuntores, religadores e todos os equipamentos que necessitem de conexão física com as redes de distribuição.

Para Caramalho [2012], é importante que a inspeção termográfica seja acompanhada por um conhecedor dos equipamentos em observação devido às características específicas e seu típico comportamento térmico. É preciso que o inspetor saiba que as anomalias térmicas em sistemas elétricos são normalmente devido à elevação da resistência causada pela deficiência na conexão ou intensidade da corrente elétrica, resultando em aumento da potência dissipada e por consequência causando o sobreaquecimento.

Devido ao comportamento não linear entre a temperatura e a resistência elétrica do material condutor, além do efeito pelicular atribuído à frequência da corrente elétrica, o efeito Joule torna-se [FERREIRA ,*et al.* 2011]:

$$Q_{gerado} = \frac{R_0 \cdot i_0^2}{1 + f_e(K-1)} \quad (2.5)$$

onde:

R_0 : Resistência elétrica de referência [Ω];

i_0 : corrente elétrica [A];

f_e : fração efetiva de área da seção por onde flui;

K : constante de proporcionalidade (função do coeficiente de temperatura do material);

E a dissipação de potência por convecção e radiação, é dada por:

$$Q_{dissipado} = (h_{conv} + h_{rad}) A_{sup} \Delta T \quad (2.6)$$

onde:

h_{conv} : coeficiente de transferência de calor por convecção [$\frac{W}{m^2.K}$];

h_{rad} : coeficiente de transferência de calor por radiação [$\frac{W}{m^2.K}$];

ΔT : diferença de temperatura entre a superfície da conexão e o ambiente, ;

O coeficiente h_{rad} é dado por:

$$h_{rad} = \sigma \varepsilon (T_s^2 + T_{amb}^2) (T_s + T_{amb}) \left[\frac{W}{m^2.K} \right] \quad (2.7)$$

onde:

σ : Constante de *Stephan-Boltzman*, $5,67 \times 10^{-8}$ [$\frac{W}{m^2.K^4}$];

ε : emissividade da superfície;

T_s : temperatura da superfície da conexão [K];

T_{amb} : temperatura ambiente [K];

As falhas em conexões de sistemas elétricos podem ocorrer por várias causas, entretanto pode-se destacar:

- Defeitos de fabricação em conexões e terminais;
- Torque excessivo ou insuficiente na instalação;
- Utilização de conexão incompatível com os condutores;
- Corrosão pela diferença de materiais;
- Falha mecânica em função do balanço em redes aéreas;
- Incidência de correntes de curto circuito;
- Instalação incorreta.

Além de falhas em conexões, outros aspectos devem ser observados e considerados em relação a equipamentos das redes de distribuição. As temperaturas de trabalho de transformadores, por exemplo, devem ser do conhecimento do inspetor para não levar a conclusões precipitadas. Outro dispositivo que merece cuidado é o para-raios de média tensão. A termografia em para-raios deve ser realizada de forma cuidadosa, uma vez que pequenas variações de temperatura podem indicar defeitos em fase inicial. [ÁLVARES, 2008].

Um critério amplamente utilizado em sistemas elétricos consiste em comparar a leitura do ponto suspeito, T_p (temperatura no ponto de medição), com a temperatura de um ponto de referência, T_{pref} , tomado sob um dispositivo de mesma função que não apresenta leitura de temperatura julgada como anormal. Assim, ΔT_{pref} é dado por:

$$\Delta T_{pref} = T_p - T_{pref} \quad (3)$$

Analogamente, a diferença entre a temperatura aparente do dispositivo, T_p , e a temperatura ambiente, T_{amb} , também é amplamente empregada como critério de análise, definindo o ΔT_{amb} como sendo:

$$\Delta T_{amb} = T_p - T_{amb} \quad (4)$$

Na literatura, são encontradas referências e critérios de classificação da gravidade das anomalias baseados nos valores de elevação de temperatura. A Tabela 2.4 apresenta os critérios sugeridos pela NETA (*National Electrical Testing Association*)

[2008]. Embora os critérios apresentados na Tabela 2.4 sejam de fácil aplicação, sua utilização deve ser ponderada por outros fatores, como condições de operação, estado dos dispositivos e as próprias condições de medição [SANTOS, 2006].

Tabela 2.4 – Critérios e Ações sugeridas pela NETA MTS-2008

ΔT_{pref}	ΔT_{amb}	Ação recomendada:
1° - 3°C	1° - 10°C	Possível indicativo de falha
4° - 15°C	11° - 20°C	Deficiência provável, indicativo de falha
----	21° - 40°C	Monitorar até que medidas corretivas sejam tomadas
>15°C	>40°C	Reparo imediato

Resumindo, a termografia demonstra ser um método eficaz de detectar anormalidades térmicas em sistemas de distribuição elétrica. O uso desta técnica como manutenção não intrusiva e uma ferramenta de maneira sistemática permite a obtenção de uma importante redução de anormalidades térmicas, não apenas em número, mas também na criticidade. Isso contribui para evitar interrupções não planejadas das instalações e reparações de emergência. Além disso, ao realizar inspeções termográficas, introduz melhorias na práticas de manutenção, bem como no desempenho das equipes de manutenção [MARTÍNEZ, 2007].

3 Metodologia

3.1 Introdução

Esse capítulo apresenta a metodologia desenvolvida para análise do comportamento dos indicadores de qualidade de energia DEC e FEC, utilizando dados da operação do sistema relacionados às falhas de um conjunto da concessionária CEMIG – D. Esta metodologia baseia-se em métodos estatísticos para determinação de sazonalidade e tendência das falhas, bem como a determinação dos modos de falha passivos de termografia que mais impactam nos indicadores.

3.2 Histórico dos Indicadores

Com o objetivo de manter o padrão de qualidade dos serviços de continuidade de distribuição de energia no Brasil, a ANEEL estabeleceu limites anuais para tal. De acordo com as Figuras 3.1 e 3.2 pode-se observar que esses limites estão em um contínuo decréscimo ano após ano, desde o ano de 2001.



Figura 3.1: Variação Anual DEC no Brasil Fonte: ANEEL 2019

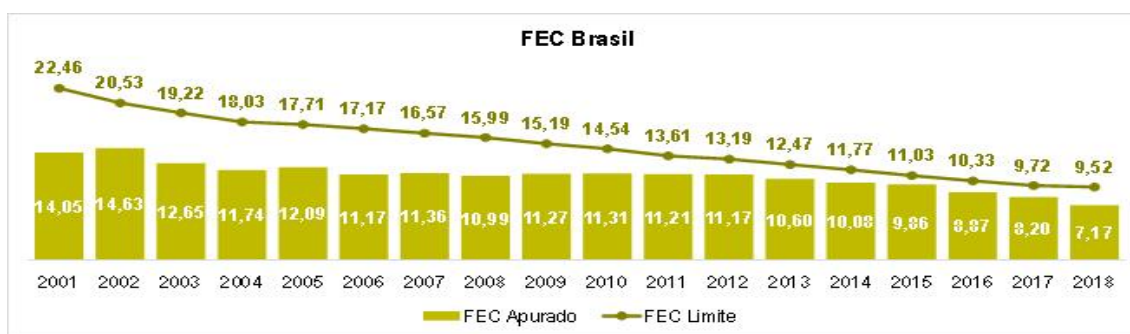


Figura 3.2: Variação Anual FEC no Brasil Fonte: ANEEL 2019

Como exemplo de umas dessas concessionárias brasileiras, que se impõe a fiscalização da ANEEL, pode se citar a CEMIG – D, com uma área de concessão que abrange 567,4 mil km², aproximadamente 96% do Estado de Minas Gerais. São 774 municípios e 5.415 localidades, um atendimento de aproximadamente 20 milhões de habitantes. Em extensão de rede, conta com 525.224 km de redes de distribuição (97,9 mil km de rede urbana e 359,6 km de rede rural) [CEMIG 2019].

Diante desse cenário, a CEMIG - D também cumpre seu papel de manter-se no mercado reduzindo seus indicadores à medida que os limites impostos pela regulamentação são exigidos. Pode-se evidenciar isso através da evolução dos indicadores limites e apurados, desde o ano de 2009, de acordo com a Figura 3.3.

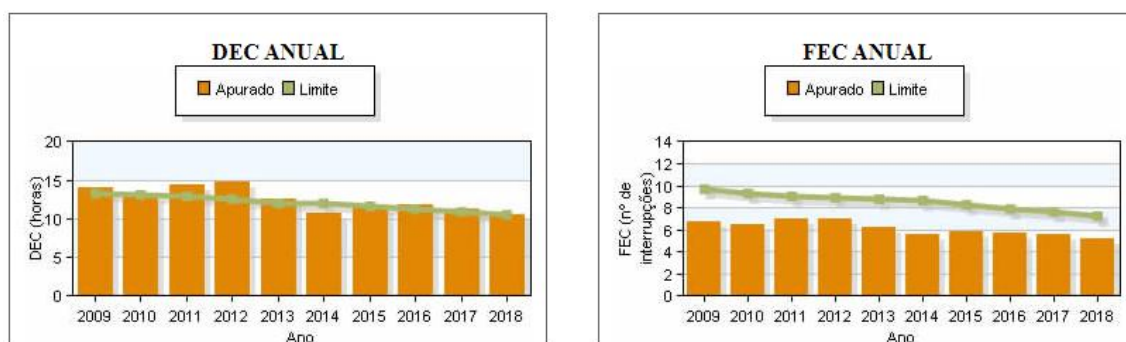


Figura 3.3: Evolução dos Indicadores da CEMIG D desde 2009 Fonte: ANEEL 2019

3.3 Dados de Falhas de Operação do Sistema

Para a contabilização das falhas ocorridas na rede, a CEMIG D faz uso do *software* GERINT - Gerenciamento de Interrupções na Rede [CEMIG, 2007], onde são disponibilizados os dados de:

- Grupo /Causa da Falha: equipamentos, fenômenos naturais, operacionais, indeterminadas e meio ambiente;
- Número de Clientes Interrompidos;
- Número Cliente x Hora Interrompidos;
- Data Ocorrência;
- Equipamentos:
- Trecho (MT, BT);
- Conjunto Correspondente (Subestação);
- Alimentador Correspondente.
- Zona Rural ou Urbana;
- Gerência;
- Regional.

O Sistema GERINT é um programa de registro e controle das interrupções da distribuição. A cada evento de interrupção, as informações da ocorrência são armazenadas em ambiente digital. Os técnicos das áreas de operação e manutenção são responsáveis pelo registro das informações utilizando um POP (Procedimento Operacional Padrão) específico para execução da tarefa.

Após a entrada manual de dados, faz-se a análise de sua consistência emitindo relatórios específicos. As informações de interrupções utilizadas no desenvolvimento desse trabalho foram extraídas de relatórios do GERINT, no formato mostrado pela Tabela 3.1.

Tabela 3.1: Formato de base de dados das ocorrências

Grupo/Causa Dsc	FS	Cl	CHI	Data	Conju	DSC Cor	Grup	Equip	Tipo Tr	Tipo Re	Urbanc	SEAlim
MEIO AMBIENTE - ABALROAMENTO	1	548	1.125	domingo, 23 de abril de 2017	OLV	Oliveira	4 / 1	32849	MT	3	Urbano	OLV05
MEIO AMBIENTE - ABALROAMENTO	1	128	698	segunda-feira, 4 de janeiro de 2016	OLV	Oliveira	4 / 1	198415	MT	2	Rural	OLV06
FALHAS EM EQUIPAMENTOS - BANCO DE CAPACITOR	1	67	17	sexta-feira, 25 de agosto de 2017	OLV	Oliveira	7 / 3	28386	MT	2	Rural	OLV06
FALHAS EM EQUIPAMENTOS - CHAVE FUSIVEL	1	4.026	6.015	domingo, 24 de janeiro de 2016	OLV	Oliveira	7 / 4	28941	MT	1	Urbano	OLV06
FENOMENOS NATURAIS - DESCARGA ATMOSFERICA	1	1	3	domingo, 19 de abril de 2015	OLV	Oliveira	3 / 2	31470-1-2	BT	2	Rural	OLV06
FENOMENOS NATURAIS - DESCARGA ATMOSFERICA	1	1	3	quinta-feira, 23 de abril de 2015	OLV	Oliveira	3 / 2	11429-1-1	BT	2	Rural	OLV06
FENOMENOS NATURAIS - DESCARGA ATMOSFERICA	1	1	2	sábado, 2 de maio de 2015	OLV	Oliveira	3 / 2	156708-1-1	BT	2	Rural	OLV06
FALHAS EM EQUIPAMENTOS - CHAVE FUSIVEL	1	833	2.756	quarta-feira, 1 de junho de 2016	OLV	Oliveira	7 / 4	110305	MT	2	Rural	OLV06
FALHAS EM EQUIPAMENTOS - CHAVE FUSIVEL	1	729	1.472	segunda-feira, 25 de dezembro de 2017	OLV	Oliveira	7 / 4	28673	MT	3	Urbano	OLV08
FALHAS EM EQUIPAMENTOS - CHAVE FUSIVEL	1	699	772	sábado, 4 de fevereiro de 2017	OLV	Oliveira	7 / 4	53012-3-3	BT	1	Urbano	OLV07
FALHAS EM EQUIPAMENTOS - CHAVE FUSIVEL	1	453	526	terça-feira, 10 de maio de 2016	OLV	Oliveira	7 / 4	61363	MT	3	Urbano	OLV05
MEIO AMBIENTE - ABALROAMENTO	1	236	629	sábado, 9 de maio de 2015	OLV	Oliveira	4 / 1	161101	MT	2	Rural	OLV06

Após a classificação dos registros, conforme os filtros de informação especificados, todos os eventos foram organizados em ordem cronológica de acordo com a ocorrência do evento.

3.4 Análise Estatística dos Dados

Nesta seção, é apresentada a base teórica aplicada aos processos de análise dos dados quanto à sua tendência e sazonalidade (Séries Temporais).

Segundo Gonçalves [2018], a análise de séries temporais é um importante instrumento no entendimento do mercado e na formulação de planos de ação e estratégias. O histórico de uma variável pode ser utilizado na identificação de períodos de crescimento/decrescimento, sazonalidade e ainda para “prever” observações futuras.

Na verdade, os modelos estatísticos para séries temporais utilizam o passado histórico da variável para projetar observações futuras. Dessa forma, se pode ter uma ideia, em média, de como a variável se comportará nos próximos períodos.

3.4.1 Séries Temporais: Tendência e Sazonalidade

Uma série temporal é uma sequência de observações feitas ao longo do tempo, com a característica de que as observações subsequentes dependem das observações anteriores. Segundo Morettin e Toloí [2004], uma série temporal é qualquer conjunto de observações ordenadas no tempo.

Toda série temporal, de modo geral, pode ser escrita como $X_t = T_t + S_t + a_t$, em que X_t é o valor da variável aleatória no tempo “ t ”, T_t é a componente da tendência, que pode ser entendida como um aumento ou redução gradual das observações ao longo do tempo; S_t é a componente sazonal e a_t é a componente aleatória, o erro, independente, com média zero e variância constante.

a) Tendência

Para avaliar a existência ou não tendência utiliza-se do Teste de Cox-Stuart [Morettin e Toloí, 2006, p. 62], também conhecido como Teste do Sinal, o teste consiste em dividir a série em $c = N/2$ pares, onde N é o número de observações da série,

seguinte a regra (Z_i, Z_{i+c}) , caso $(Z_i < Z_{i+c})$, associamos um sinal positivo ao par, caso $(Z_i > Z_{i+c})$, associamos um sinal negativo e eliminamos o par se $(Z_i = Z_{i+c})$.

As hipóteses do teste são :

H_0 = Não existe tendência

H_a = Existe tendência

O teste é baseado em rejeitar H_0 se $T_2 > n - t$, onde t é um valor tabelado obtido por meio da aproximação da binomial pela distribuição normal e T_2 o número de pares com sinal positivo.

b) Sazonalidade

Segundo Morettin e Tolo [2004], há várias maneiras de se testar a existência de sazonalidade da série. Há semelhanças com a análise de variância, com os meses representando tratamentos e os anos representando as repetições.

Pode-se testar a sazonalidade por meio de testes não paramétricos como o teste de *Friedman* [Friedman, 1940] para amostras relacionadas, assim como na suposição para análise de variância, os meses são considerados tratamentos e os anos de estudo são considerados repetições, sendo as observações ordenadas dentro de cada bloco, diferentemente do teste de *Kruskal-Wallis* [KRUSKAL; WALLIS, 1952] o qual ordena todas as observações.

3.4.2 Análise de Variância

Em situações nas quais a variável independente é qualitativa (modos de falha) e a variável dependente quantitativa, utiliza-se a Análise de Variância ou ANOVA, sigla para *Analysis of Variance*, para comparar se as médias dos diferentes níveis das causas são iguais, levando-se em consideração a variação entre as causas e a variação dentro das causas. A ideia original da Análise de Variância é de se particionar a variação geral da variável dependente em partes devidas a cada uma das causas e do erro. As variáveis independentes são normalmente chamadas de fatores que possuem algum número de níveis (VIEIRA; HOFFMANN, 1989; MONTGOMERY; RUNGER, 2003).

A análise de variância testa as seguintes hipóteses:

- $H_0 = \mu_1 = \mu_2 = \dots = \mu_k$, sendo μ_i a média do fator i e k o número de níveis de um fator
- $H_a =$ pelo menos uma média é diferente das demais

A Tabela 3.2 mostra um conjunto de dados típico com um fator de k níveis e n observações.

Tabela 3.2 – Conjunto de dados típico para análise de variância.

Fator	Observações				Totais	Médias
1	y_{11}	y_{12}	...	y_{1n}	y_{1*}	\bar{y}_{1*}
2	y_{21}	y_{22}	...	y_{2n}	y_{2*}	\bar{y}_{2*}
3	y_{31}	y_{32}	...	y_{3n}	y_{3*}	\bar{y}_{3*}
⋮	⋮	⋮	...	⋮	⋮	⋮
k	y_{k1}	y_{k2}	...	y_{kn}	y_{k*}	\bar{y}_{k*}

O modelo para as variáveis dependentes é expresso como:

$$y_{ij} = \mu + f_i + \varepsilon_{ij}, \quad (3.1)$$

que:

y_{ij} é o valor da variável dependente para o nível i do fator, na repetição j , com $i = 1, \dots, k$ e $j = 1, 2, \dots, n$;

μ é uma constante (média geral);

f_i é o efeito do i -ésimo nível do fator;

ε_{ij} é o erro associado à observação y_{ij} , suposto independente e identicamente distribuído, segundo uma distribuição normal de média zero e variância constante.

A Tabela 3.3 exhibe o quadro de análise de variância.

Tabela 3.3: Quadro de análise de variância

Fontes de Variação	GL	SQ	QM	F	p – valor
Fator	$k - 1$	SQ_{fator}	$SQ_{fator}/(k - 1)$	QM_{fator}/QM_{Erro}	p
Erro	$k(n - 1)$	SQ_{erro}	$SQ_{erro}/(k \cdot (n - 1))$		
Total	$kn - 1$	SQ_{total}			

As somas de quadrado (SQ) e os quadrados médios (QM) são dados por:

$$SQ_{fator} = \frac{\sum_{i=1}^k (y_{i*})^2}{n} - C \quad (3.2)$$

$$C = \frac{(\sum_{i=1}^k y_{i*})^2}{kn} \quad (3.3)$$

$$SQ_{total} = \sum_{i=1}^k \sum_{j=1}^n y_{ij}^2 - C \quad (3.4)$$

$$SQ_{erro} = SQ_{total} - SQ_{fator} \quad (3.5)$$

E a estatística do Teste F, que testa as hipóteses H_0 contra H_a é dada por:

$$F = \frac{QM_{fator}}{QM_{Erro}} \quad (3.6)$$

O valor obtido no Teste F é comparado com o valor da tabela da distribuição F com $k - 1$ e $k(n - 1)$ graus de liberdade (GL) ao nível de 5% de probabilidade, se F calculado for maior que F tabelado rejeita-se a hipótese H_0 . Para facilitar a interpretação, os softwares dão como resultado, além da estatística F, o *p - valor*, o qual indica a área acima do F calculado, valor este que é comparado com a área de 5%, ou seja, se *p - valor* for menor que 0,05 rejeita-se a hipótese H_0 .

Em suma, para valores de $p < 0,05$, rejeita-se a hipótese H_0 , portanto o teste é significativo e pelo menos uma das médias dos níveis do fator é diferente das demais, para valores de $p > 0,05$ não se rejeita a hipótese H_0 , o teste não é significativo, portanto todos os níveis do fator apresentam o mesmo efeito (PIMENTEL, 2009).

3.4.3 Teste de Scott-Knott

Com o objetivo de se comparar as causas sem ambiguidade, utiliza-se do teste de comparação de médias de *Scott-Knott*. Este teste visa a separação de médias de tratamentos em grupos distintos, através da minimização da variação dentro dos grupos e maximização da variação entre grupos. Os resultados são facilmente interpretados,

devido à ausência de ambiguidade. Desta forma, este procedimento resulta em maior objetividade e clareza [BORGES; FERREIRA, 2002].

De acordo com Ramalho [2005], para a aplicação do método de separação de médias de *Scott-Knott*, ordena-se os tratamentos através de suas médias em ordem crescente. Nessa situação o número de partições possíveis passa a ser obtido por $(n - 1)$.

Uma vez ordenada as médias, o algoritmo, descrito abaixo, pode ser dividido em três fases:

1. Definir as partições possíveis e determinar a partição entre dois grupos que maximize a soma de quadrados entre grupos. Essa soma de quadrados será definida por B_0 , e será estimada da seguinte forma: Sejam T_1 e T_2 os totais dos dois grupos em k_1 e k_2 tratamentos em cada um .

$$B_0 = \frac{T_1^2}{k_1} + \frac{T_2^2}{k_2} - \frac{(T_1^2 - T_2^2)^2}{k_1 + k_2} \quad (3.7)$$

$$T_1 = \sum_{i=1}^{k_1} \bar{Y}_i \quad (3.8)$$

$$T_2 = \sum_{i=k_1+1}^g \bar{Y}_i \quad (3.9)$$

Em que \bar{Y}_i é a média do tratamento da posição ordenada i .

Os dois grupos deverão ser identificados por meio da inspeção das somas de quadrados das $(g - 1)$ partições possíveis, sendo g o número de tratamentos envolvidos no grupo de médias considerado.

Determinar o valor da estatística λ da seguinte forma:

$$\lambda = \frac{\pi}{2(\pi-2)} \times \frac{B_0}{\hat{\sigma}_0^2} \quad (3.10)$$

Em que $\hat{\sigma}_0^2$ é o estimador de máxima verossimilhança de $\hat{\sigma}_Y^2$. Seja $s_Y^2 = \frac{QME}{r}$ o estimador não viesado de $\hat{\sigma}_Y^2$ e v os graus de liberdade associados a este estimador.

$$\hat{\sigma}_0^2 = \frac{1}{g+v} [\sum_{i=1}^g (\bar{Y}_i - \bar{Y})^2 + v \cdot s_Y^2] \quad (3.11)$$

2. Se $\lambda > \chi^2_{(\alpha, \frac{g}{\pi-2})}$, rejeita-se a hipótese de que os dois grupos são idênticos em favor da hipótese alternativa de que os dois grupos diferem.

3. No caso de rejeitar essa hipótese, os dois subgrupos formados serão independentemente submetidos aos passos (1) a (3), fazendo respectivamente $g = k_1$ e $g = k_2$. O processo em cada subgrupo se encerra ao se aceitar H_0 no passo (3) ou se cada subgrupo contiver apenas uma média.

3.4.4 Ferramenta Computacional

As análises de tendência e sazonalidade, incluindo seus gráficos, são obtidas por meio do *software* Action Stat 3.6 [EQUIPE ESTATCAMP, 2014], este *software* é uma extensão do *Microsoft Excel* e utiliza-se da base do *software* R [R CORE TEAM, 2019] para seus cálculos, nele faz-se o uso dos testes de Cox-Stuart (tendência) e Friedman (sazonalidade). O *software* Action Stat 3.6, usa como base de dados as próprias planilhas do *Microsoft Excel*. Faz-se o uso também *software* Gretl versão 2019c (GRET, 2019), um *software* livre para análises de regressão e séries temporais para a geração de gráficos de séries.

As análises de variância, para os casos com um fator e com dois fatores, e o Teste de médias de Scott-Knott são feitas por meio do pacote ExpDes do *software* R, este pacote realiza as análises de maneira automática sem a necessidade de implementar todos os algoritmos passo a passo no *software* R.

3.5 Análise dos Modos de Falha do Conjunto

Essa seção define os procedimentos para avaliação dos modos de falhas com relação aos seus impactos nos indicadores de continuidade. Os modos de falha citados neste trabalho foram definidos pela própria concessionária. Os modos evidenciados no conjunto estão apresentados na Figura 3.8, os quais foram levantados a partir dos relatórios do GERINT. Foram levantadas 3.000 ocorrências e 43 modos de falhas diferentes no período de 2015 a 2018. Com a avaliação da origem dos desligamentos, do tipo de equipamento desligado e do tipo de causa provocadora dos distúrbios.

GRUPOS CAUSAIS DE FALHAS E SEUS RESPECTIVOS MODOS DE FALHA	
FALHAS EM EQUIPAMENTOS	BANCO DE CAPACITOR, CHAVE FUSIVEL, CHAVE REPETIDORA, CHAVE SECCIONADORA, CONECTORES, CRUZETA, DISJUNTOR, EMENDA, ESTAI, ISOLADOR, PARARAI0, POSTE, RAMAL, CONSUMIDOR, REGULADOR DE TENSÃO, RELIGADOR, TRANSFORMADOR, VAZAMENTO OLEO EQUIP.
FENOMENOS NATURAIS	INUNDAÇÃO, DESCARGA ATMOSFERICA, VENTO, TEMPORAL
CAUSAS INDETERMINADAS	CABO, APOS INSPECAO DA REDE, SEM INSPECAO REDE
MEIO AMBIENTE	ABALROAMENTO, ANIMAL, ARVORE, DEF INT AFET OUTRA UC, DEF INT NAO AFET OUTRA UC, EROSAO, OBRAS CIVIS, OUTROS OBJETOS, PASSARO, PIPA, PODA DE ARVORE TERCEIROS, QUEIMADA / INCENDIO, VANDALISMO
OPERACIONAIS	COORDENAO DA PROTECAO, DESEQUILIBRIO, EMERGENCIA, SOBRECARGA, SOBRECARGA CONDUTOR, SOBRECARGA TRAF0

Figura 3.8 : Grupos Causais e Modos de Falhas Conjunto Oliveira Fonte: Adaptado pelo Autor

3.5.1 Seleção das Ocorrências:

Durante esta etapa, os dados obtidos através da planilha gerada pelo GERINT são separados por grupos e modos de falha, e ajustados cronologicamente agrupados por mês e ano. Os grupos de causas são: falha em equipamentos, fenômenos naturais, causas indeterminadas, meio ambiente e operacionais.

Estes dados são separados pelo período mensal para cada modo de falha, a fim de calcular os indicadores correspondentes para o período em análise. Os somatórios dos índices dos indicadores individuais para cada modo, os quais são obtidos pelo

número de clientes interrompidos (CI) e clientes horas interrompidos (CHI), e utilizando-se das equações apresentadas no capítulo 2 (subseção 2.2.1) aplicadas aos indicadores DEC e FEC, são utilizados para carregar a base de análise estatística desenvolvida em ambiente computacional, já mencionada na seção anterior. Essa análise é composta de análise de séries temporais, capazes de verificar se há sazonalidade e ou tendência para as falhas ocorridas no período levantado. Os passos adotados nesta seção estão apresentados no fluxograma ao final desta.

3.6 Observações Finais

Caso os grupos de causas apresentem tendência e/ou sazonalidade, estes resultados devem ser analisados pela gestão de manutenção, a fim de efetuar um planejamento estratégico para atuar nos grupos de causas de maior impacto.

A partir desses dados, é possível determinar as relações dos modos de falha mensais e ou anuais para cada alimentador do conjunto, estratificar valores anuais de DEC e FEC por alimentador e pelas falhas passíveis de termografia.

E finalmente é possível efetuar uma simulação de redução desses modos de falha que mais impactam nos indicadores, a fim de agir preditivamente evitando falhas nas redes e uma melhor gestão da manutenção de ativos.

A Figura 3.9 mostra o fluxograma da metodologia aplicada neste trabalho.

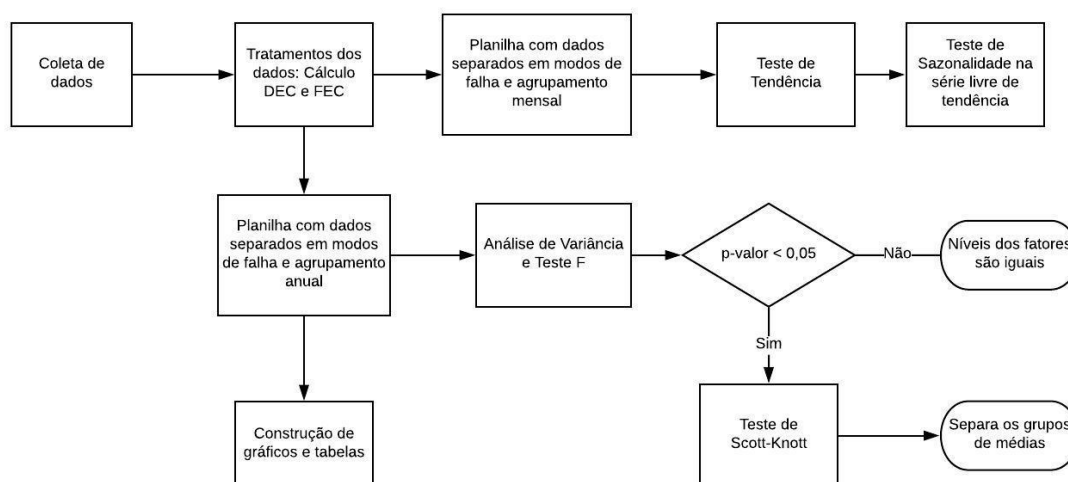


Figura 3.9 : Fluxograma da Metodologia Aplicada Fonte: Produzido pelo Autor

4 Resultados

4.1 Introdução

Esse capítulo apresenta os resultados do estudo de caso desenvolvido a partir da metodologia descrita no capítulo anterior. O capítulo inicia-se com a descrição do conjunto em estudo, em seguida são apresentados e analisados os resultados em relação aos testes estatísticos e resultados do desempenho do conjunto. O capítulo termina com uma discussão de resultados. Os eventos utilizados para categorizar os dados foram: falhas em equipamentos, fenômenos naturais, causas indeterminadas, meio ambiente e operacionais. A análise é feita diante das respostas dos testes estatísticos em relação à sazonalidade e tendência bem como os resultados obtidos dos gráficos.

4.2 Apresentação do Objeto de Estudo

Para definição do objeto de estudo, foi escolhida a Regional Oeste da CEMIG – D, cidade polo Divinópolis, através do Conjunto Oliveira que se encontra no município de Oliveira, num total de 21.407 clientes. A Figura 4.1 mostra a Regional Oeste com destaque para o Conjunto Oliveira.



Figura 4.1: Regional Oeste - Polo Divinópolis – Conjunto Oliveira. Fonte: Adap. Cemig D

Um dos motivos para escolha do conjunto foi o fato de um de seus alimentadores, o OLV6, ter sido um dos destaques entre os 10 alimentadores que mais contribuíram para o desempenho desfavorável da regional no período de 2014 a 2018, de acordo com os dados fornecidos pela mesma. No ano de 2016 ele figurou na 4ª posição, com 3,1% do DEC total, e nos anos seguintes ocupou o 1º lugar, com 4,2% e 3,9% respectivamente do DEC total, destacados na Figura 4.2. Com relação ao FEC, todo o conjunto manteve-se abaixo dos limites.

Gerência	Polo	Conjunto	Alimentador	Classificação 2016				Classificação 2017				Classificação 2018			
				DEC	FEC	% DEC	% FEC	DEC	FEC	% DEC	% FEC	DEC	FEC	% DEC	% FEC
MD/DV	DV	OLV	OLV 06	4	23	3,1%	1,5%	1	6	4,2%	2,4%	1	3	3,9%	2,8%
MD/DV	DV	IGRU	CRW07	18	29	1,7%	1,3%	3	12	3,0%	2,2%	2	5	3,6%	2,7%
MD/DV	DV	IGRU	IGRU10	8	9	2,9%	2,5%	4	3	2,9%	2,7%	4	8	3,1%	2,4%
MD/DV	DV	UHGF	UHGF07	2	2	4,5%	3,6%	5	1	2,4%	3,7%	6	2	2,8%	2,9%
MD/DV	PR	PRSU	PRSU03	9	12	2,9%	2,2%	7	38	2,3%	1,2%	5	17	2,8%	1,9%
MD/DV	PR	PPUD	PPUD09	10	15	2,6%	1,9%	10	25	2,1%	1,6%	9	18	2,7%	1,9%
MD/DV	DV	DVLU	DVLU10	7	3	2,9%	3,4%	11	4	2,1%	2,5%	20	13	1,9%	2,3%
MD/DV	PR	PRSD	PRSD05	12	7	2,1%	2,6%	12	5	2,1%	2,5%	14	1	2,3%	3,4%
MD/DV	DV	DVLD	DVLD02	15	30	1,8%	1,3%	14	14	2,1%	2,0%	12	21	2,4%	1,8%
MD/DV	DV	DVLU	DVLU06	1	1	5,0%	5,4%	15	8	2,0%	2,3%	10	4	2,7%	2,8%
MD/DV	DV	DVLD	DVLD03	6	10	3,0%	2,5%	16	32	2,0%	1,4%	8	20	2,7%	1,8%
MD/DV	DV	PYN	PYN 10	23	19	1,5%	1,7%	20	21	1,7%	1,7%	15	7	2,2%	2,5%
MD/DV	PR	PRSU	PRSU14	14	14	2,0%	2,1%	22	26	1,7%	1,6%	18	10	2,0%	2,3%

Figura 4.2 : Classificação/desempenho Alimentadores Regional Oeste - DEC e FEC Fonte: CEMIG –D

De acordo com os dados obtidos nas tabelas de indicadores coletivos de continuidade da ANEEL, foi possível também observar a evolução dos mesmos para o “Conjunto Oliveira” da CEMIG - D, objeto de estudo neste trabalho. Como se pode observar nas Figuras 4.3 e 4.4, esse conjunto apresentou resultados muito ruins de DEC no período levantado de 2014 a 2018, principalmente nos 2 primeiros anos.

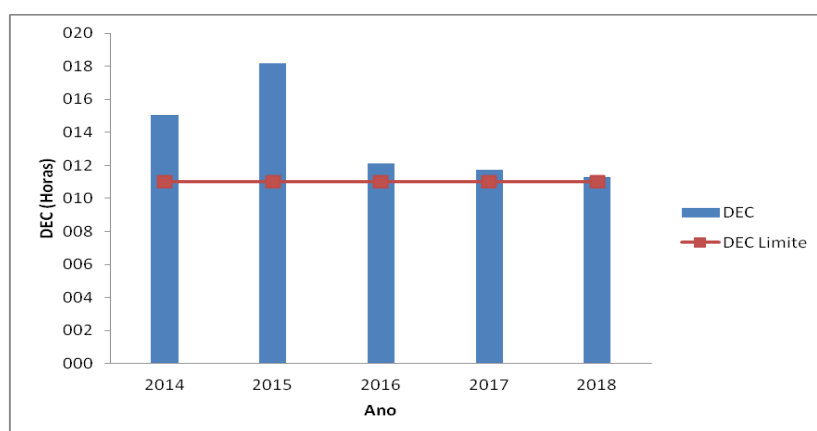


Figura 4.3: Variação anual do DEC e DEC Limite do Conjunto de Oliveira

Fonte: Elaborado pelo Autor

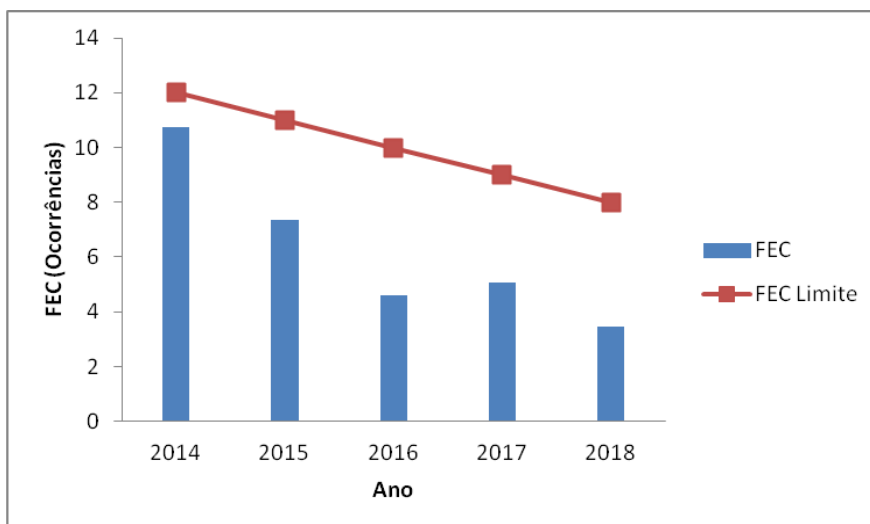


Figura 4.4: Variação anual do FEC e FEC Limite do Conjunto de Oliveira

Fonte: Elaborado pelo Autor

As Figuras 4.5 e 4.6 mostram os resultados do desempenho dos indicadores mensais do Conjunto no período de 2014 a 2018.

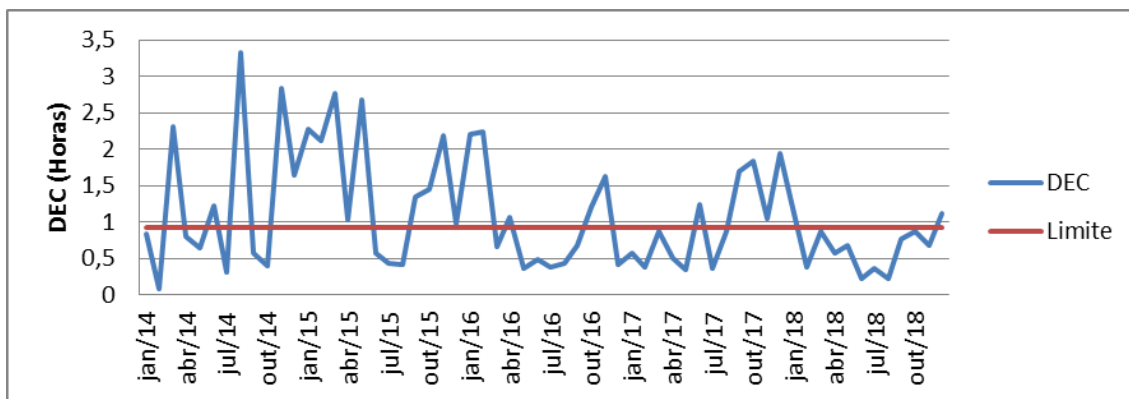


Figura 4.5: Variação do DEC ao longo dos meses avaliados no Conjunto Oliveira

Fonte: Adaptado ANEEL – 2019

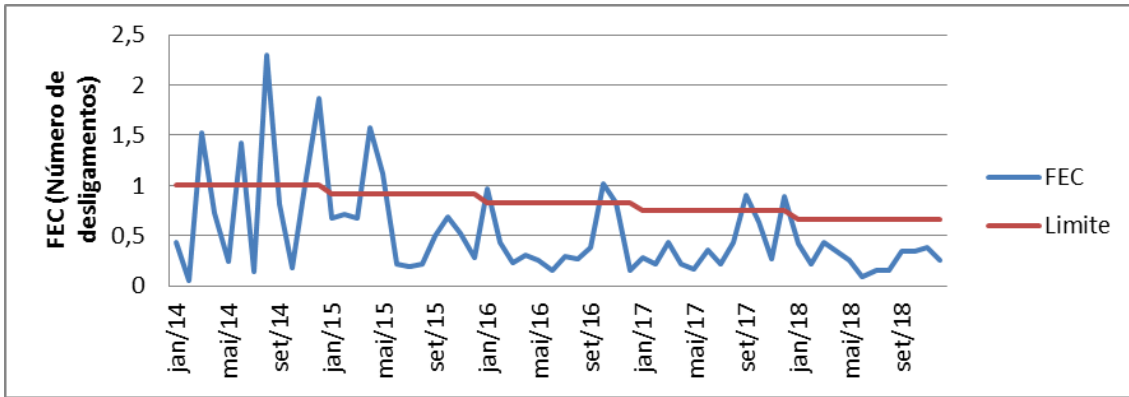


Figura 4.6: Variação do FEC ao longo dos meses avaliados no Conjunto Oliveira

Fonte: Adaptado ANEEL – 2019

4.2.1 Equipamentos do Conjunto

O Conjunto Oliveira conta com uma subestação de 69 kV com 2 transformadores abaixadores de 25 MVA cada, num total de 50 MVA, que alimentam um pórtico de 13,8 kV com 4 alimentadores denominados OLV5, OLV6, OLV7 e OLV8. A SE também conta com 1 regulador de tensão de 1MVA – 13,8 kV +/- 5% e bancos de capacitores de 3 MVar. A Figura 4.7 exibe uma visão aérea da SE Oliveira.



Figura 4.7: Vista Aérea SE Oliveira Fonte: CEMIG -D

Saindo desses alimentadores, as redes estão distribuídas nas regiões urbana e rural, sendo 96,7 km de redes urbanas e 978,88 km de redes rurais totalizando 1.075,88 km de extensão. A Figura 4.8 mostra um diagrama unifilar do Conjunto com seus equipamentos principais.

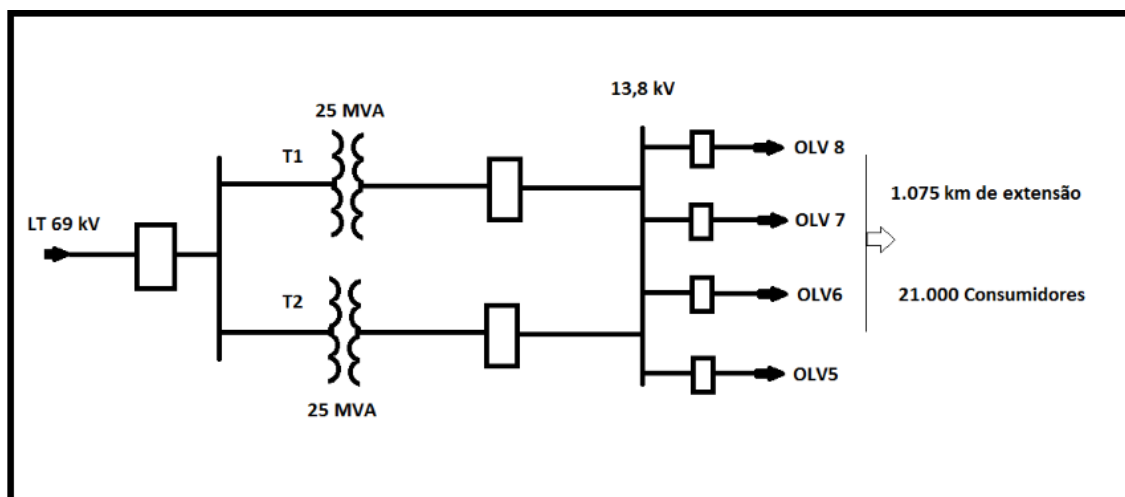


Figura 4.8: Diagrama Unifilar do Conjunto Oliveira

Estas redes contam com diversos equipamentos ao longo do seu trajeto como: cabos, postes, cruzetas, para-raios, transformadores, isoladores, chaves, religadores, banco capacitores, etc. A Figura 4.9 mostra a posição geográfica de toda a rede que compõe o Conjunto Oliveira.

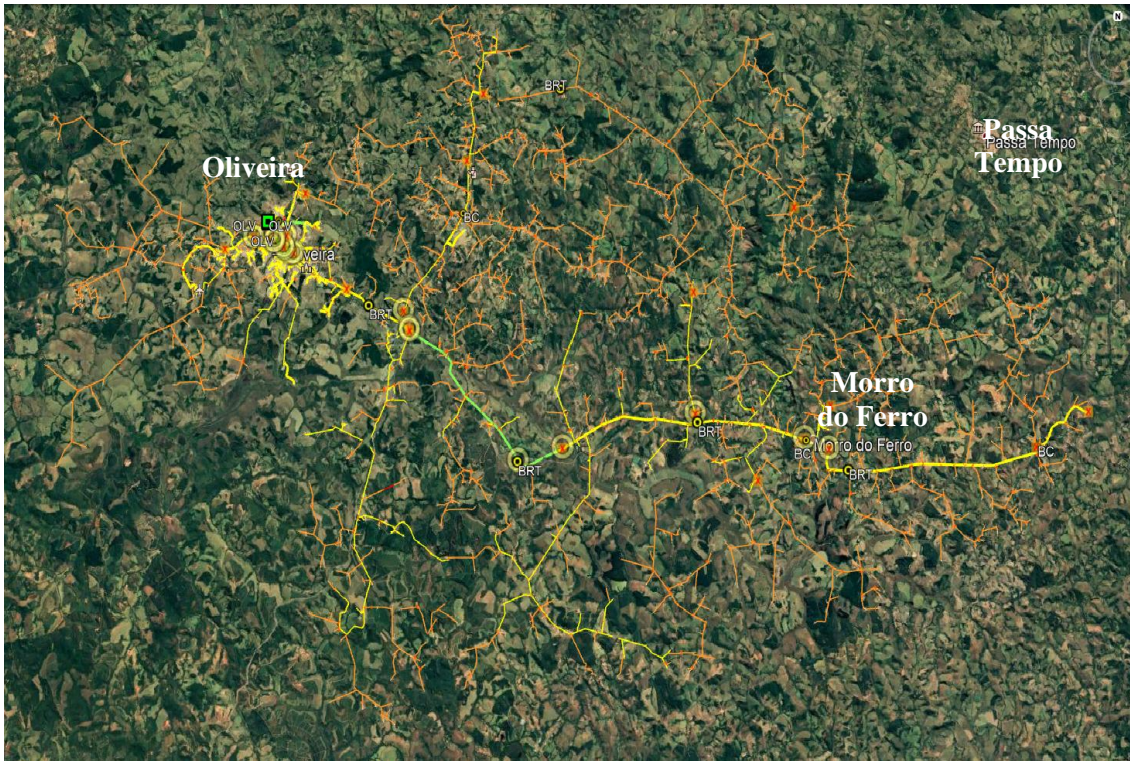


Figura 4.9: Localização Geográfica do Conjunto Oliveira e seus alimentadores

O Alimentador OLV5, localizado na subestação Oliveira da cidade de Oliveira (MG), corresponde ao 1º alimentador da SE, possuindo 50,80 km de extensão total, sendo 3,88 km no trecho do tronco e 46,92 km nos ramais. Possuindo na rede urbana convencional - 14,31 km e protegida - 10,83 km e na rede rural convencional - 24,70 km e protegida - 0,76 km. Ao longo do alimentador estão instalados: 207 trafos, 1 banco de capacitores, 4 religadores, 41 chaves fusível e 13 chaves unipolares. O alimentador atende um total de 5.106 clientes sendo 4.977 secundários, 9 primários e 120 rurais, com carga total instalada de 11.829 kVA.

A Figura 4.10 apresenta a localização geográfica do alimentador OLV5.



Figura 4.10 : Localização Geográfica do Alimentador OLV5

O Alimentador OLV6 corresponde ao 2º alimentador da SE, é o maior em extensão, possuindo 844,70 km de extensão total, sendo 2,63 km no trecho do tronco e 842,14 km nos ramais. Possuindo na rede urbana convencional - 20,93 km e protegida – 8,31 km e na rede rural convencional – 813,74 km e protegida – 1,61 km. Ao longo do alimentador, estão instalados: 105 trafos, 3 bancos de capacitores, 19 religadores, 158 chaves fusível e 32 chaves unipolares. O alimentador atende um total de 5.634 clientes sendo 3.594 secundários, 20 primários e 2.020 rurais, com carga total instalada de 27.347 kVA.

A Figura 4.11 apresenta a localização geográfica do Alimentador OLV6.

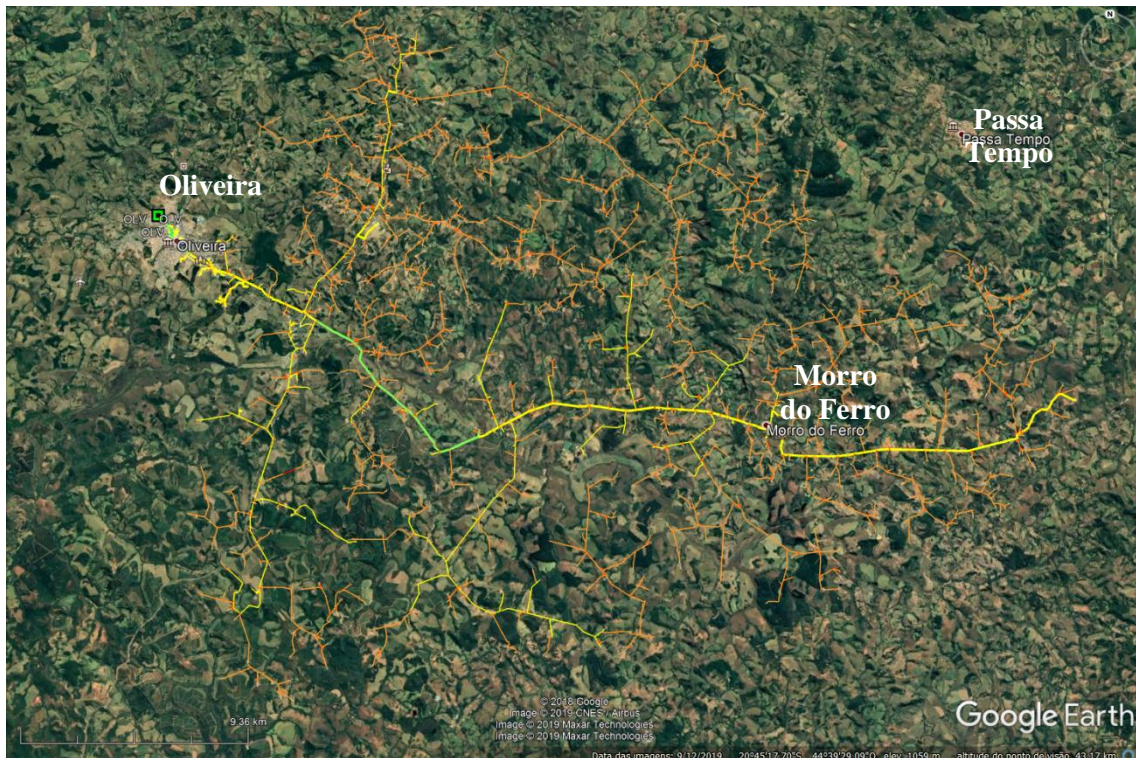


Figura 4.11 : Localização Geográfica do Alimentador OLV6

O Alimentador OLV7 corresponde ao 3º alimentador da SE, possuindo 126 km de extensão total, sendo 1,42 km no trecho do tronco e 124,57 km nos ramais. Possuindo na rede urbana convencional – 10,97 km e protegida – 13,02 km e na rede rural convencional – 100,10 km e protegida – 1,77 km. Ao longo do alimentador, estão instalados: 327 trafos, 5 religadores, 34 chaves fusível e 9 chaves unipolares. O alimentador atende um total de 4.418 clientes sendo 4.164 secundários, 3 primários e 251 rurais com carga total instalada de 9.010 kVA.

A Figura 4.12 apresenta a localização geográfica do Alimentador OLV7.

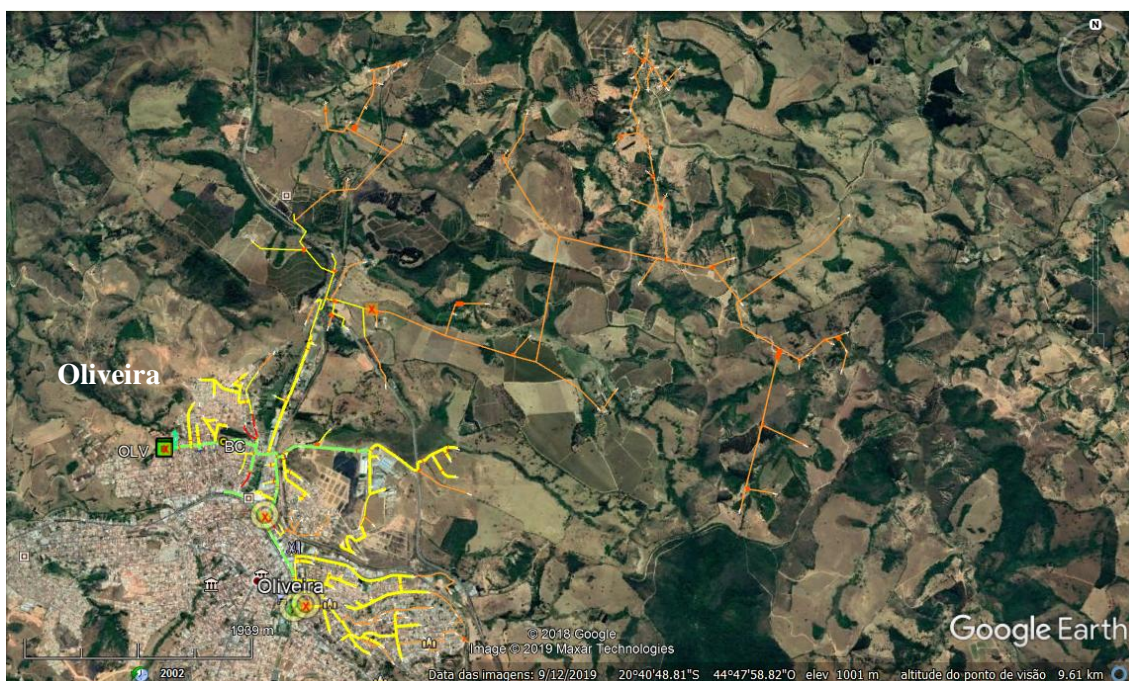


Figura 4.12 : Localização Geográfica do Alimentador OLV7

O alimentador OLV8 corresponde ao 4º alimentador da SE, possuindo 30,31 km de extensão total, sendo 1,39 km no trecho do tronco e 28,92 km nos ramais. Possuindo na rede urbana convencional – 11,45 km e protegida – 6,59 km e na rede rural convencional – 12,12 km. Ao longo do alimentador estão instalados: 110 trafos, 1 religador, 28 chaves fusível e 9 chaves unipolares. O alimentador atende um total de 3.918 clientes sendo 3.862 secundários, 4 primários e 52 rurais, com carga total instalada de 6.673 kVA.

A Figura 4.13 apresenta a localização geográfica do Alimentador OLV8.

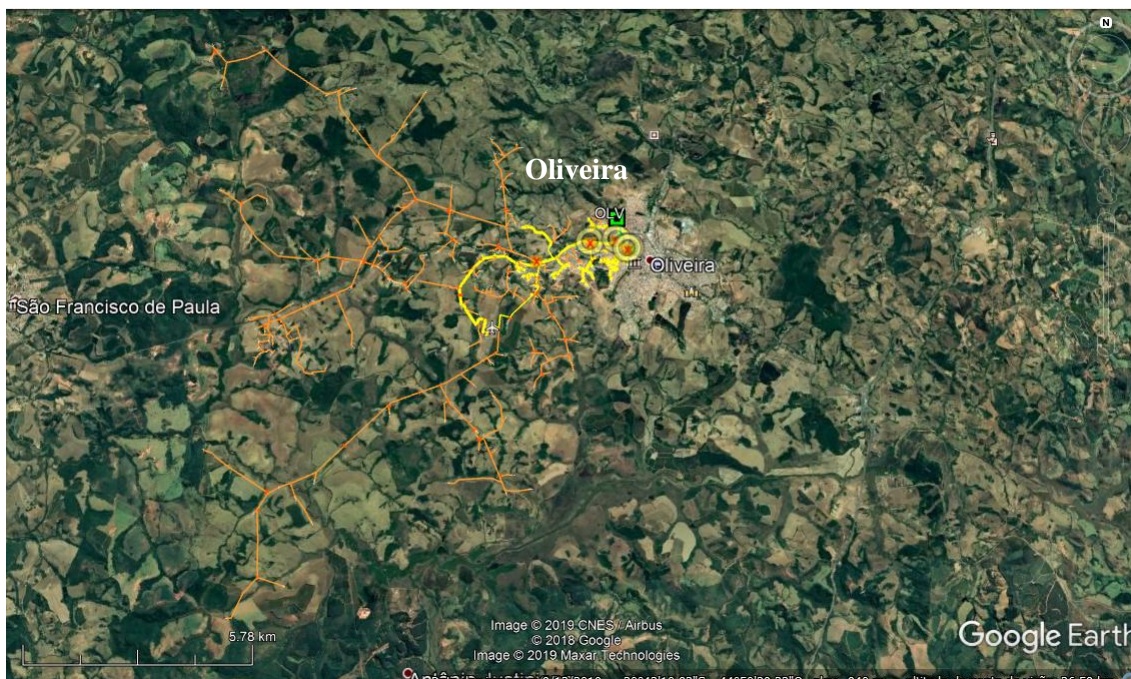


Figura 4.13 : Localização Geográfica do Alimentador OLV8

4.3 Resultados de Análise de Tendência e Sazonalidade das Falhas

Para se testar a tendência e sazonalidade das séries DEC e FEC pelas causas de falhas, optou-se em trabalhar com os dados mensais, iniciando em janeiro de 2015 e encerrando em dezembro de 2018.

Os resultados para os testes de hipótese de *Cox-Stuart* (Tendência) e para o teste de hipótese de *Friedman* (Sazonalidade) estão apresentados na Tabela 4.1. Quando o p-valor é maior que 0,05 não há evidências estatísticas para se rejeitar a hipótese de que não há tendência e ou sazonalidade. Para p-valores inferiores a 0,05, rejeita-se a hipótese de que não há tendência e ou sazonalidade.

Tabela 4.1 p-valores para os testes de Tendência e Sazonalidade para as causas de interrupção no fornecimento de energia elétrica da subestação OLV avaliados mensalmente de 2015 a 2018.

Causas	Tendência		Sazonalidade	
	DEC	FEC	DEC	FEC
Meio Ambiente	0,122	0,122	0,4785	0,4211
Fenômenos Naturais	0,8388	0,5412	0,3516	0,2207
Operacionais	0,5571	0,845	0,345	0,6294
Falha Equipamento	0,7011	0,99	0,1603	0,1565
Causa Indeterminada	0,0191	0,0191	0,1056	0,0522

Apenas o modo “causa indeterminada” apresentou tendência positiva, o que indica que, com o passar do tempo, tanto o DEC quanto o FEC tem aumentado por causas indeterminadas, já para as demais causas não há evidências estatísticas para se rejeitar a hipótese de que não há tendência, o que indica que com o passar dos anos tanto DEC quanto FEC tem se mantidos constantes. Os resultados dos testes desta seção, se encontram no ANEXO ao final deste trabalho.

A tendência na série DEC das causas indeterminadas foi estimada pelo polinômio de 1º grau $DEC = 0,0343 + 0,0024t$ e $FEC = 0,0234 + 0,0013t$ e , com t representando os meses, partindo de $t = 0$ em janeiro de 2015. Portanto, as causas indeterminadas têm contribuído mensalmente com um aumento de 0,00249 no DEC e um aumento de 0,0013 no FEC para o período estudado.

As Figuras 4.14 e 4.15 ilustram as séries originais dos dados e a análise de tendência para as variáveis DEC e FEC das causas indeterminadas ao longo do período estudado.

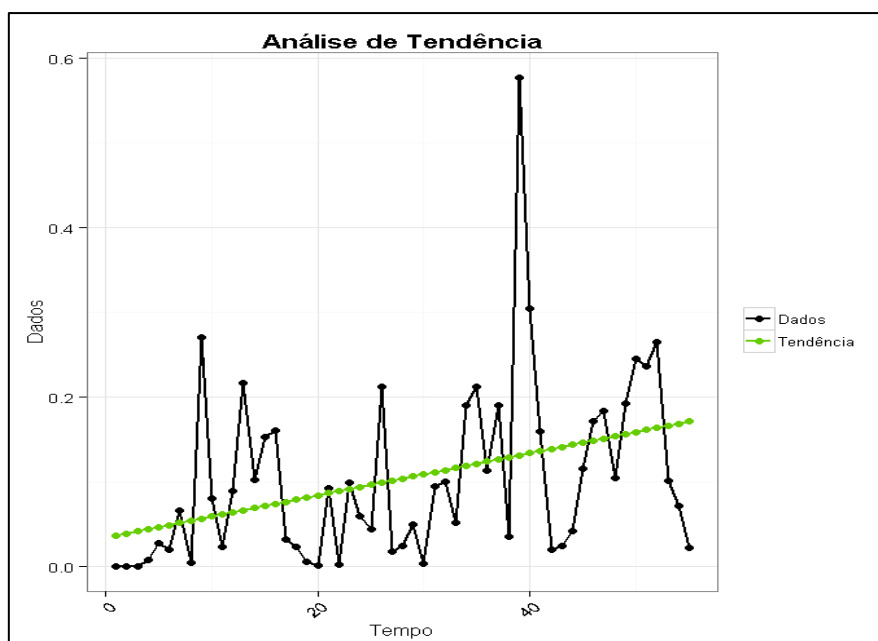


Figura 4.14 : Análise de Tendência para a variável DEC por causas Indeterminadas com dados mensais de janeiro de 2015 a Dezembro 2018.

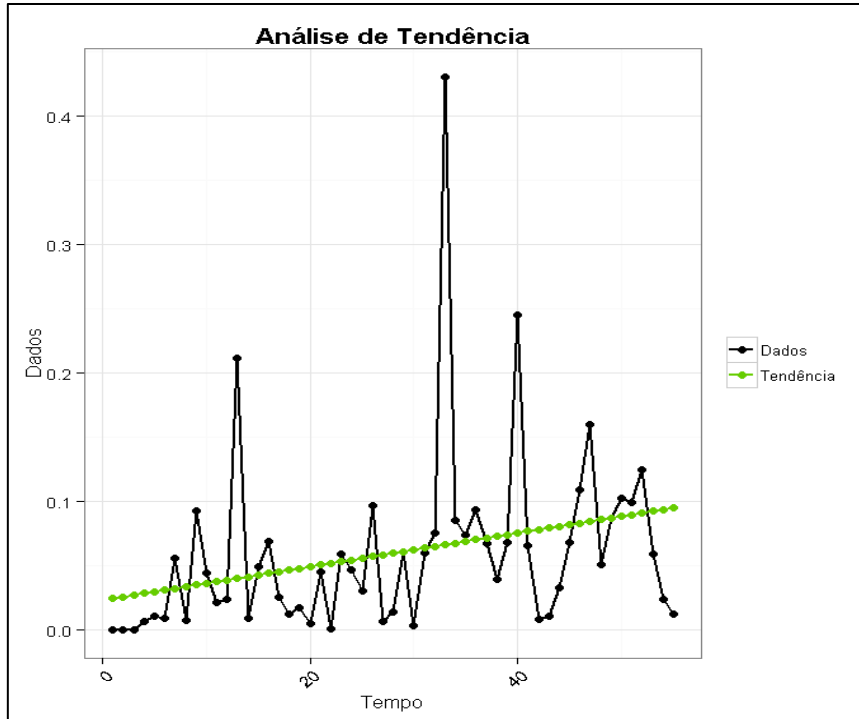


Figura 4.15 : Análise de Tendência para a variável FEC por causas indeterminadas com dados mensais de janeiro de 2015 a Dezembro de 2018.

Verificou-se, por meio da análise de variâncias e Teste F, utilizando os alimentadores como controle, se as causas de falhas contribuíram de forma igualitária no número de interrupções. O resultado exibido na Tabela 4.2, p-valor = 0,0159, indica que pelo menos uma das causas contribuíram mais no número de interrupções pelo Teste F a 5% de probabilidade. Utilizou-se da transformação raiz quadrada para corrigir a normalidade dos resíduos.

Tabela 4.2: Análise de variância e Teste F para variável número de falhas

Fontes de Variação	GL	QM	p-valor
Causas	4	57,18	0,0159
Alimentador	3	161,43	0,0004
Erro	12	12,08	
Total	19		

O Teste F aponta apenas a existência ou não de médias diferente das demais sem as distinguir, para isso é necessário proceder com um teste de comparação de médias, o resultado do teste de comparação de médias de *Scott-Knott* está expresso na Tabela 4.3, sendo médias provindas de dados transformados pela raiz quadrada. As

causas de falhas seguidas pela mesma letra, “A”, “B”, etc. apresentam médias estatisticamente iguais.

Tabela 4.3: Comparação múltipla de médias de número de interrupções do sistema por meio do teste de *Scott-Knott* (5%)

Causas	Médias	
Operacionais	5,2	A
Falha Equipamento	7,49	A
Meio Ambiente	12,56	B
Fenômenos Naturais	12,89	B
Indeterminada	13,68	B

Observa-se na Figura 4.16 que as falhas operacionais e de equipamento representam as menores médias no número de falhas que levaram à interrupção no fornecimento de energia elétrica no conjunto.

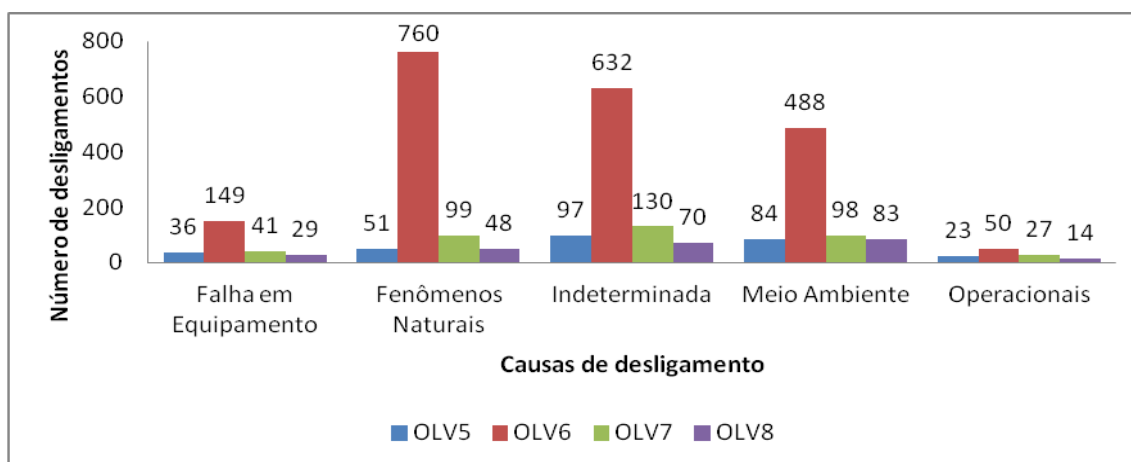


Figura 4.16: Número de desligamentos do sistema pelas suas causas separadas pelos alimentadores Fonte: O Autor.

4.4 Análise dos Dados de Falhas dos Alimentadores do Conjunto

Os resultados obtidos nesta seção são extraídos do relatório de interrupções geradas pelo GERINT e avaliados os impactos dos modos de falha de maior relevância em cada alimentador. Também são avaliados os modos passivos de termografia a fim de verificar também quais são os modos de maior incidência no estudo em questão e seus impactos nos indicadores.

Verifica-se se há diferenças estatisticamente significativas entre as causas, entre os alimentadores e se há interação entre causas e alimentadores para as variáveis DEC e FEC. Os resultados exibidos nas Tabela 4.4 e Tabela 4.5 indicam que os fatores são independentes para ambas variáveis e que pelo menos uma das causas contribuíram mais no valor do DEC e FEC pelo teste F a 5% de probabilidade e que pelo menos um alimentador impactou mais nos valores do DEC e FEC. Os resíduos atenderam aos pressupostos da análise de variância.

Tabela 4.4: Análise de variância e teste F para variável DEC

Fontes de Variação	GL	QM	p-valor
Causas	4	1,6410	0,0120
Alimentador	3	5,5459	0,0001
Causas*Alimentador	12	0,7396	0,1198
Erro	60	0,4659	
Total	79		

Tabela 4.5: Análise de variância e teste F para variável FEC

Fontes de Variação	GL	QM	p-valor
Causas	4	0,1171	0,0094
Alimentador	3	0,2112	0,0006
Causas*Alimentador	12	0,0270	0,5983
Erro	60	0,0317	
Total	79		

O Teste de *Scott-Knott* para comparação múltipla de médias, apresentado nas Tabelas 4.6 (DEC) e 4.7 (FEC) indica que as Falhas de equipamento e as causas operacionais contribuíram mais para o DEC enquanto que para o FEC apenas as causas operacionais tiveram menor contribuição.

Tabela 4.6: Teste de comparação múltipla de médias de *Scott-Knott* (5%) para a variável DEC.

Causas	Médias	
Operacionais	0,0155	A
Indeterminada	0,2858	A
Fenômenos Naturais	0,3907	A
Falhas de Equipamento	0,6023	B
Meio Ambiente	0,8621	B

Tabela 4.7: Teste de comparação múltipla de médias de *Scott-Knott* (5%) para a variável FEC.

Causas	Médias	
Operacionais	0,0118	A
Fenômenos Naturais	0,1373	B
Indeterminada	0,1743	B
Falhas de Equipamento	0,1988	B
Meio Ambiente	0,2341	B

Quando se comparou os alimentadores, por meio do teste de *Scott-Knott*, tanto para as variáveis DEC quanto para FEC, o alimentador OLV6 foi o que mais impactou conforme pode ser visto na Tabela 4.8.

Tabela 4.8: Teste de comparação múltipla de médias de *Scott-Knott* (5%) para os alimentadores com as variáveis DEC e FEC.

Alimentadores	DEC (Média)	FEC (Média)	
OLV7	0,1337	0,0710	A
OLV5	0,1663	0,1107	A
OLV8	0,2058	0,1214	A
OLV6	1,2201	0,3020	B

Os gráficos das Figuras 4.17 e 4.18 evidenciam os valores anuais de 2015 a 2018 em que os alimentadores OLV5, OLV6, OLV7 e OLV8 impactaram no DEC e FEC total do conjunto.

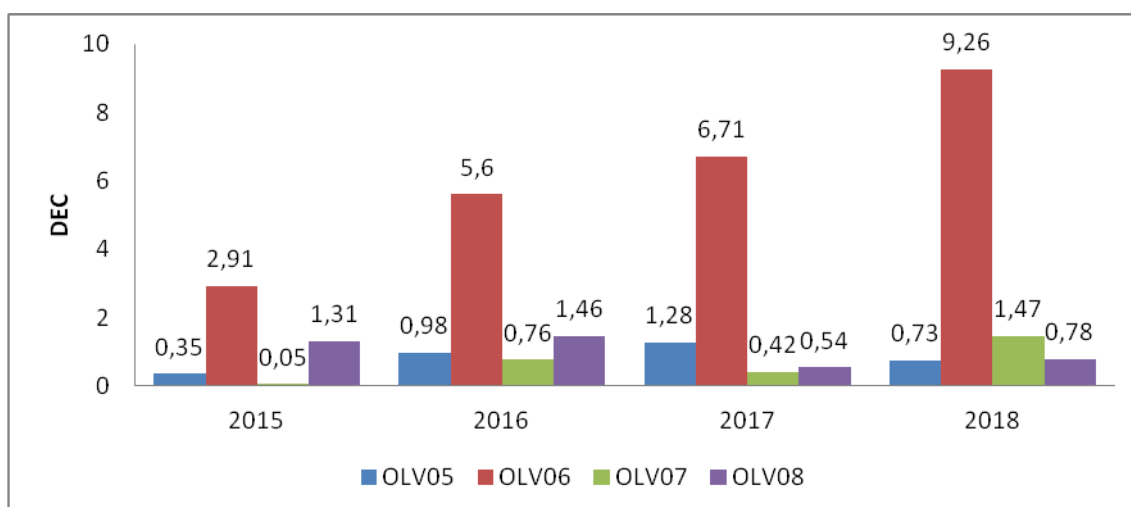


Figura 4.17: Valores anuais de DEC para os alimentadores do sistema Fonte: O Autor

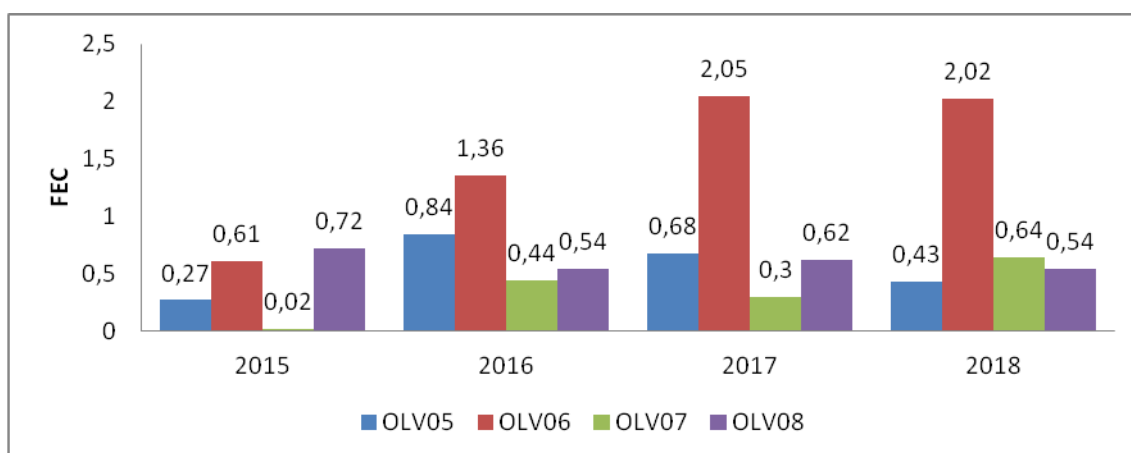


Figura 4.18: Valores anuais de FEC para os alimentadores do sistema Fonte: O Autor

4.5 Análise dos Dados de Falhas dos Alimentadores do Conjunto passíveis de Termografia

Para os modos de falha passíveis de termografia durante o período estudado, a análise consiste em verificar quais são os de maior impacto nos indicadores de continuidade.

Os gráficos das Figuras 4.19 e 4.20 revelam que o modo “conectores” foi o que mais impactou nos indicadores DEC e FEC em todo período de estudo seguido por “emenda” e “chave seccionadora”.

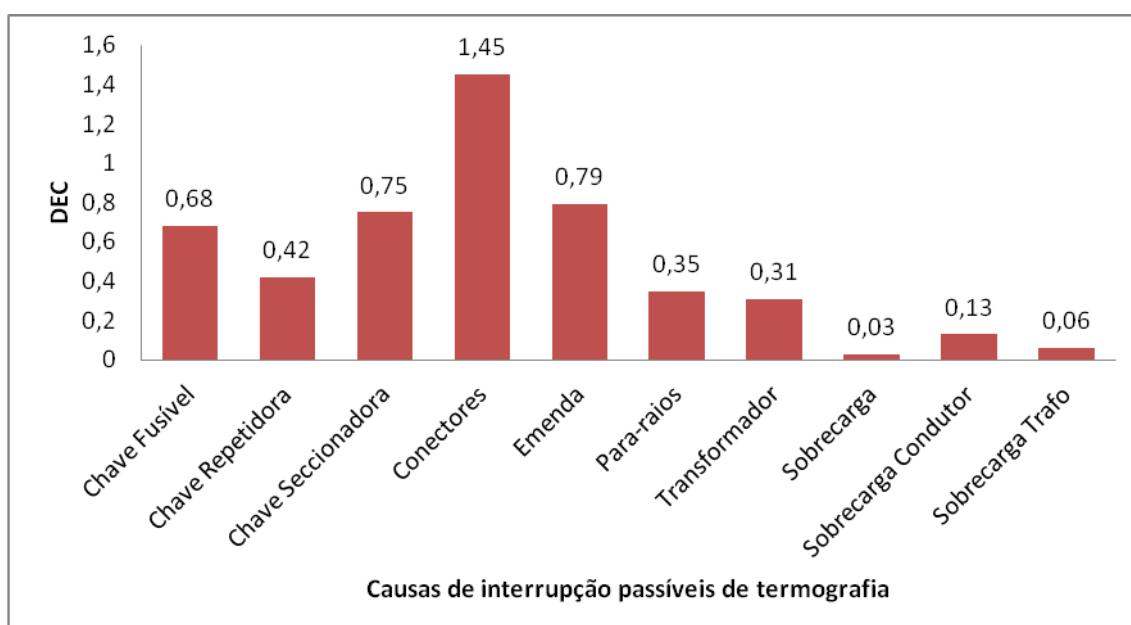


Figura 4.19: Valores de DEC para o período estudado causados pelas variáveis passíveis de termografia

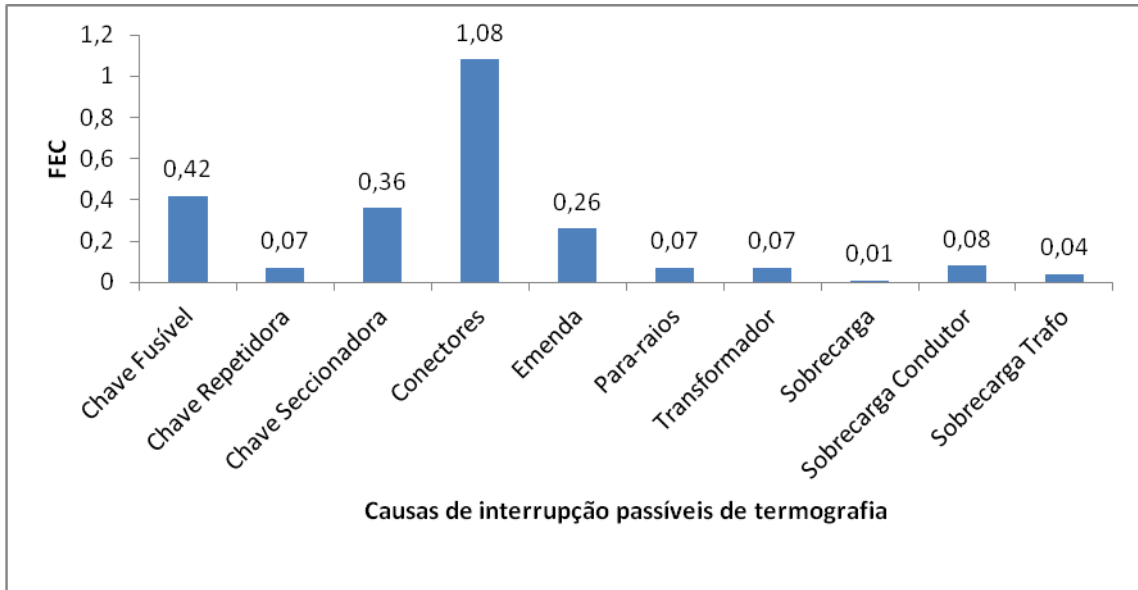


Figura 4.20: Valores de FEC para o período estudado causados pelas variáveis passíveis de termografia

A Figura 4.21 apresenta modos de falha passíveis de termografia para cada alimentador em relação ao número de desligamentos, com destaque para o modo “transformador” com 35 desligamentos no Alimentador OLV6. Mesmo que este modo tenha um número de desligamentos alto, seu impacto nos indicadores não foi classificado como alto, devido ao pequeno número de clientes interrompidos como pode ser visto nas Figuras 4.19 e 4.20.

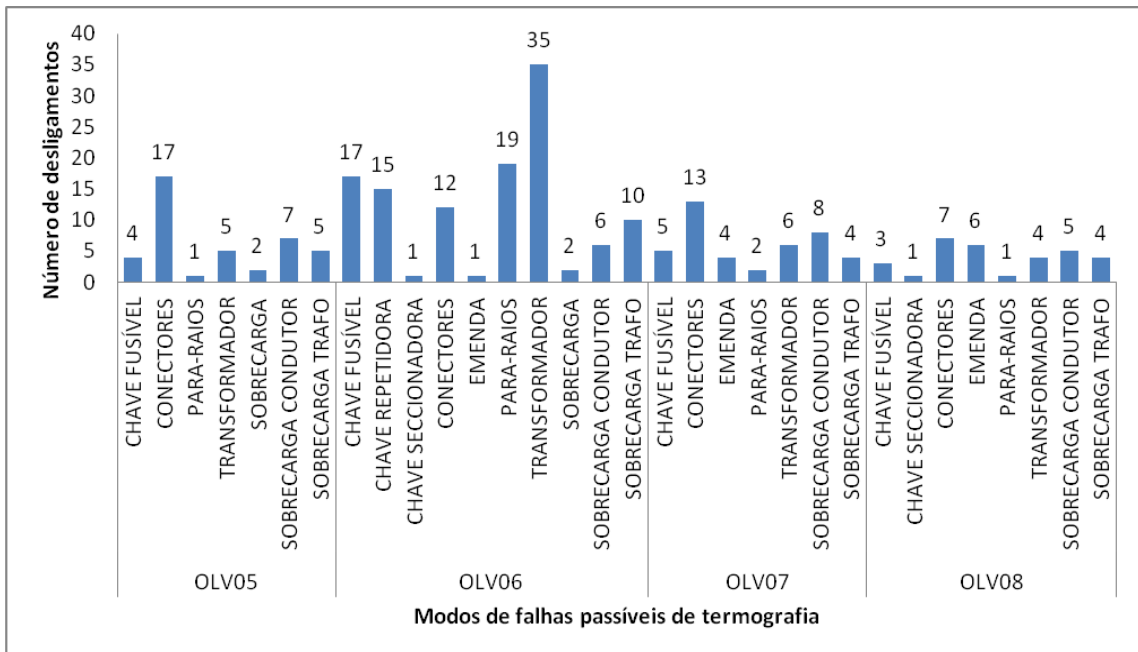


Figura 4.21: Número de desligamentos para o período estudado causados pelas variáveis passíveis de termografia em cada alimentador

A Figura 4.22 revela as maiores causas de desligamento passíveis de termografia em todo período do estudo desenvolvido. Mesmo com apenas duas ocorrências no período o modo “chave seccionadora” teve um impacto altíssimo nos indicadores devido também interromper um alto número de clientes.

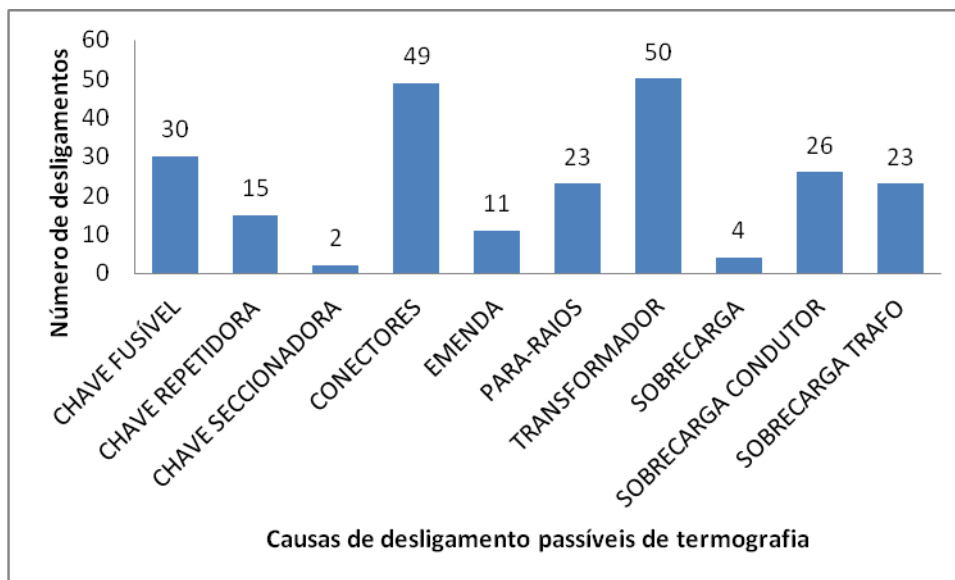


Figura 4.22: Número de desligamentos para o período estudado causados pelas variáveis passíveis de termografia

Por fim, são avaliados os percentuais de impacto das falhas passíveis de termografia em comparação às demais causas nos valores de DEC e FEC para cada alimentador do conjunto como mostram as Figuras 4.23 e 4.24. As falhas em modos passíveis de termografia no alimentador OLV8 alcançaram um percentual de 38%, enquanto no alimentador OLV6 obtiveram um percentual de 8% no DEC. Já no FEC OLV7 obteve 29% e OLV6 com menor índice em 11%.

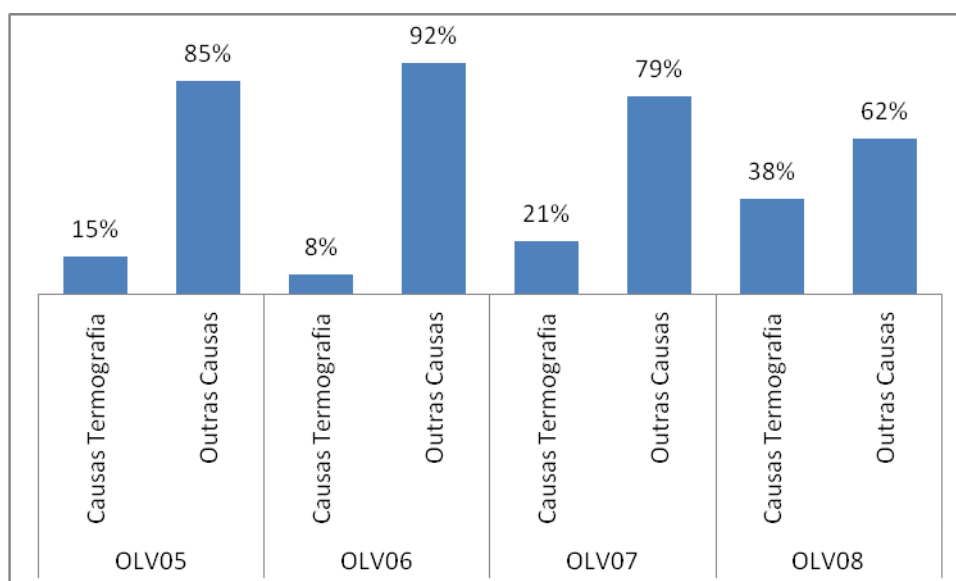


Figura 4.23: Percentual dos valores de DEC impactados por causas passíveis de termografia e outras causas para os alimentadores do conjunto.

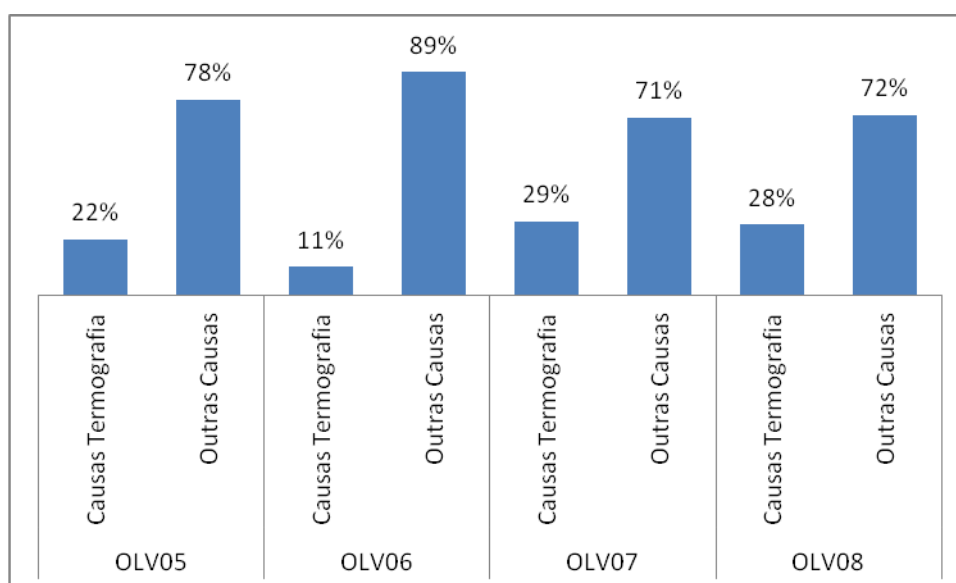


Figura 4.24: Percentual dos valores de FEC impactados por causas passíveis de termografia e outras causas para os alimentadores do conjunto.

Os percentuais aplicados aos valores simulados são 30%, 50% e 100% das falhas ocorridas nas redes provenientes dos equipamentos passíveis de uma ação preditiva pela termografia no período levantado para este estudo. Os gráficos das Figuras 4.25 e 4.26 ilustram uma condição de redução dos modos de falha passíveis de termografia que impactam diretamente no DEC e FEC totais. Os valores de DEC e FEC limites e reais são comparados com simulações de valores reduzidos.

Na variável DEC, apesar de pequeno impacto, nota-se que no ano de 2018 somente pelas falhas passíveis de termografia o índice ficaria abaixo do valor limite, com a redução de 30% nos valores. Na variável FEC, o índice que já estava bom, melhorou ainda mais em termos de valores finais.

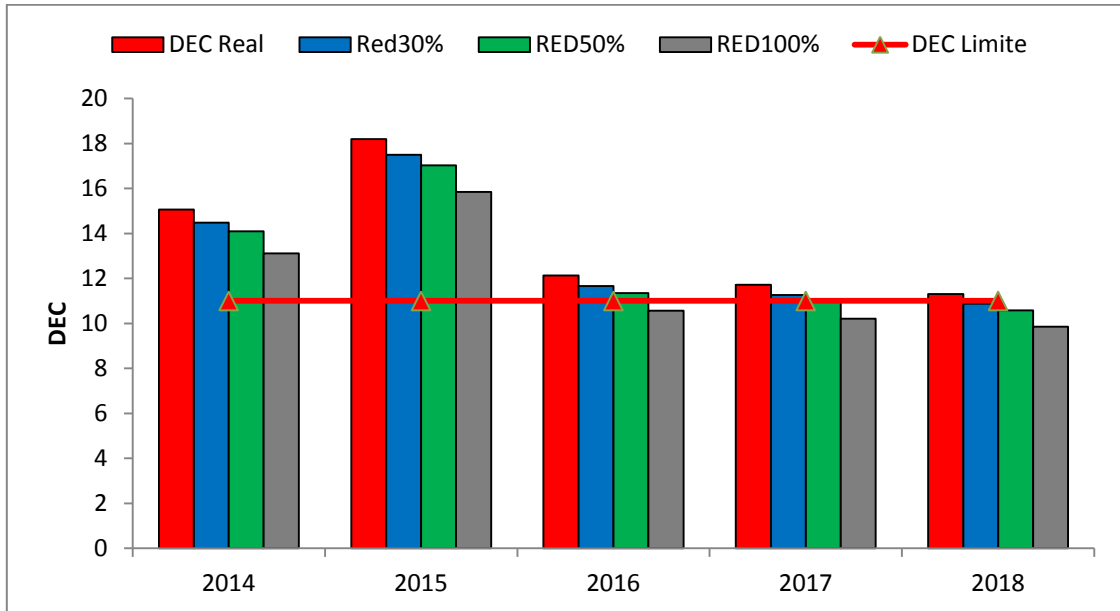


Figura 4.25 – Análise de simulação de redução do DEC pelas falhas passíveis de termografia para o período - 30%, 50% e 100%

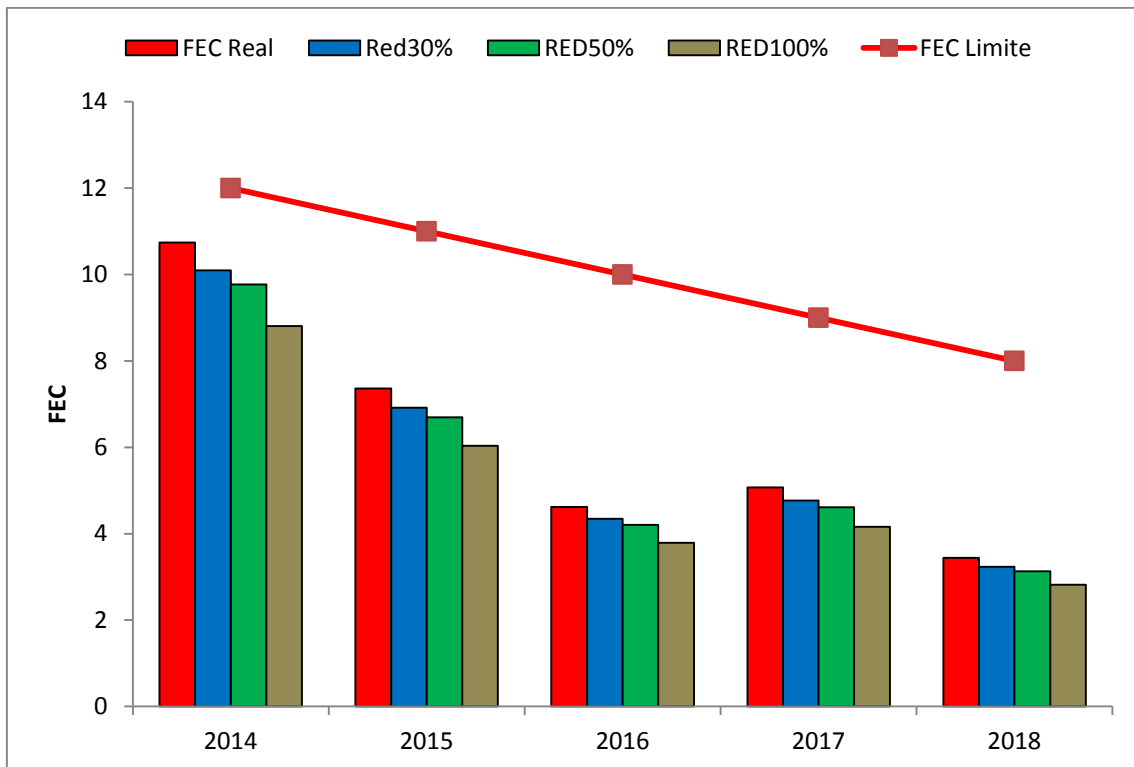


Figura 4.26 – Análise de simulação de redução do FEC pelas falhas passíveis de termografia para o período 30%, 50% e 100%

Também é possível identificar a influência individual de cada modo de falha nos indicadores de continuidade. Os gráficos apresentados nas Figuras 4.27 e 4.28, mostram os valores simulados com redução de alguns principais modos de falha nos indicadores DEC e FEC.

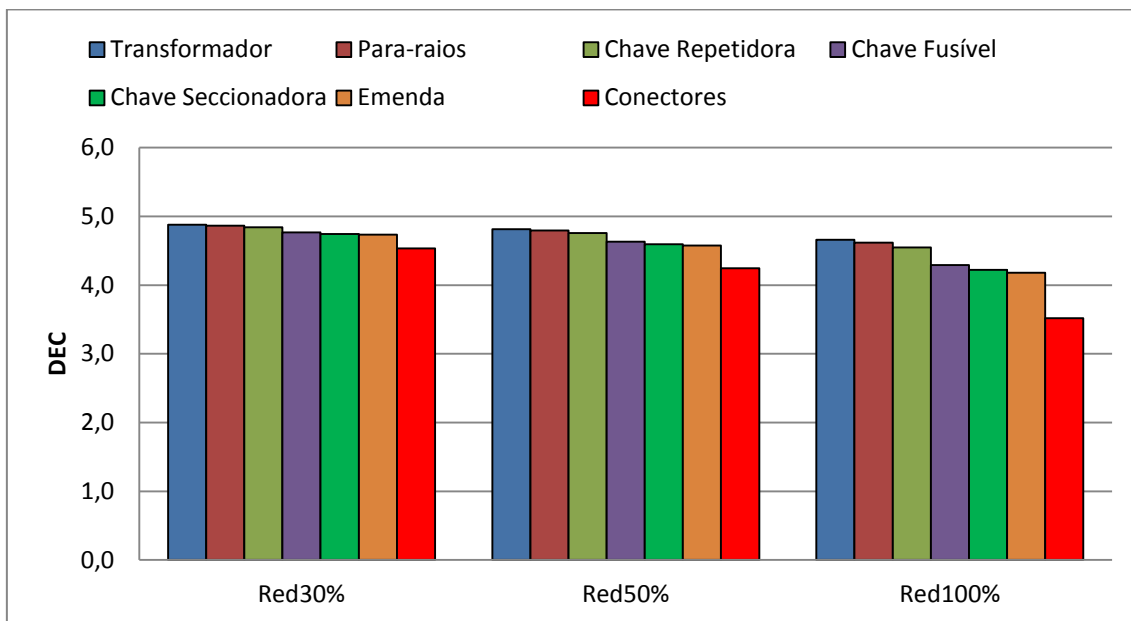


Figura 4.27: Análise de simulação de redução do DEC por modo de falha passível de termografia

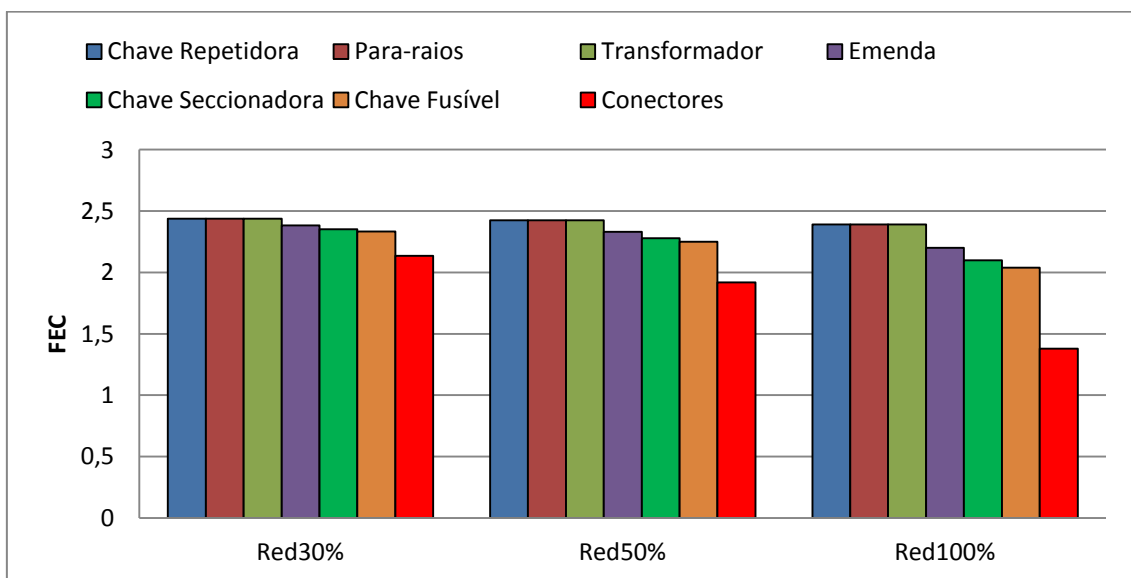


Figura 4.28: Análise de simulação de redução do FEC por modo de falha passível de termografia

4.6 Discussão de Resultados

Os dados obtidos pelo GERINT permitem identificar os principais modos de falha que mais impactaram nos indicadores de continuidade do conjunto em estudo. Também foi possível avaliar os modos de falha passíveis de termografia e seus respectivos impactos no DEC e FEC.

Dentro das análises de tendência e sazonalidade os resultados obtidos para os modos de falhas evidenciam que as falhas apresentam resultados aleatórios e por isso apenas o modo de falha “causas indeterminadas” apresenta tendência positiva. No teste de sazonalidade nenhum dos modos apresentou resultado positivo.

Os modos de falha “fenômenos naturais”, “causas indeterminadas” e “meio ambiente”, foram os responsáveis pelo maior número de desligamentos em todo período analisado.

Entre os alimentadores, o OLV6 foi o que teve maior número de desligamentos e maiores impactos diretos no DEC e FEC, pelo fato também de ser o mais extenso em redes e também em número de clientes. Destaque para sua crescente contribuição para o aumento do DEC nos últimos 3 anos.

Nos modos de falha passíveis de termografia, “conectores”, “emenda” e “chave seccionadora” foram os modos mais impactantes nos indicadores. Destaque para o número pequeno de desligamentos em chave seccionadora, mas um grande impacto no DEC devido alto número de clientes afetados.

Em todos os alimentadores, as causas passíveis de termografia apresentam um impacto expressivo nos indicadores. Com variações de 8 a 38% no DEC e 11 a 29% no FEC.

As simulações dos indicadores através da redução pelas falhas passíveis de termografia, apresentam valores significativos do DEC no ano de 2018. Com 30% de redução já estaria dentro do limite. As simulações de 50 e 100% são reduções drásticas e difíceis de estabelecerem em curto prazo. Porém as reduções ao longo do tempo mesmo num percentual menor é certeza de uma gestão bem aplicada aos ativos e conseqüentemente aos índices dos indicadores de continuidade.

Para a simulação de redução para os principais modos de falha passivos de termografia o modo “conectores” evidencia uma maior redução nos indicadores, como mostrado nas Figuras 4.27 e 4.28.

Através dos dados obtidos do GERINT é possível identificar os modos de falhas passíveis de termografia. E através desta identificação também é possível atuar na gestão da manutenção, agindo nos modos mais impactantes.

Por fim, sobre as análises desenvolvidas neste capítulo, pode-se afirmar que a metodologia aplicada se mostra bastante eficiente ao propiciar melhorias aos indicadores de continuidade sob a influência da termografia. Além de uma visão diferenciada da rede e seus componentes, permitindo a predição de possíveis falhas.

5 Conclusão

5.1 Conclusão

Este trabalho teve como objetivo apresentar um estudo de caso em um dos conjuntos e seus alimentadores de uma concessionária de energia elétrica local (CEMIG-D), verificando o comportamento dos indicadores de continuidade frente às falhas passíveis de detecção por análise termográfica.

Através do estudo, foi possível identificar os modos de falha que são diagnosticados pelo uso preditivo da termografia, consequentemente reduzindo os índices de ocorrências que impactam nos indicadores.

Foi efetuada análise estatística dos grupos de falha, a fim de verificar a existência de tendência e a sazonalidade dos eventos. Os resultados obtidos não identificaram tais fatores para a maioria dos grupos de falha, com exceção de tendência para “causas indeterminadas”. Porém, devido às características destas falhas, não é possível um diagnóstico preciso para se trabalhar preditivamente nestas causas.

Pode-se observar que, entre os alimentadores do conjunto, o OLV6 foi o alimentador que mais impactou nos indicadores devido à sua extensão e número de equipamentos na rede. As falhas em modos passíveis de termografia nos alimentadores comparadas com as demais causas obtiveram valores expressivos de impacto nos indicadores, alcançando um percentual de 38% no DEC e 29% no FEC em alimentadores distintos.

O destaque ficou para o modo de falha “conector”, identificado como de maior impacto nos indicadores.

As projeções finais com as simulações de redução dos índices passivos de termografia que impactam nos valores finais do DEC e FEC, no período estudado, destacam a importância da termografia no processo de gestão da manutenção de ativos nas redes de distribuição de energia elétrica. Essa simulação permite evidenciar a redução dos valores finais dos indicadores no decorrer no tempo.

Este estudo permitiu visualizar todos os impactos possíveis através dos modos de falha nos indicadores, permitindo de forma direta a atuação da gestão da manutenção nos ativos que compõem uma rede de distribuição elétrica, diminuindo seus impactos negativos na qualidade de energia.

5.2 Propostas de Continuidade

Vários são os caminhos que podem ser seguidos a partir deste trabalho, dentre os quais podem ser citados:

- Desenvolvimento de estudo baseado nesta metodologia a todos os modos de falhas, visto que os resultados percentuais de 3 modos apresentam estatisticamente mesmo valor;
- Desenvolvimento de estudo de cálculo de desempenho de alimentadores frente às descargas atmosféricas e religamentos automáticos, devido alto índice de ocorrências deste modo de falha;
- Desenvolvimento de estudo de expansão de rede com alternativa de divisão de clientes do alimentador OLV6 em estudo;

Referências Bibliográficas

ANEEL. Indicadores de Continuidade por Conjunto. 2014. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/indicadores{_}de{_}qualidade/resulta>.

ANEEL. Indicadores de Continuidade por Conjunto. 2015. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/indicadores{_}de{_}qualidade/resulta>.

ANEEL. Indicadores de Continuidade por Conjunto. 2016. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/indicadores{_}de{_}qualidade/resulta>.

ANEEL. Indicadores de Continuidade por Conjunto. 2017. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/indicadores{_}de{_}qualidade/resulta>.

ANEEL. Indicadores de Continuidade por Conjunto. 2018. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/indicadores{_}de{_}qualidade/resulta>.

ANEEL. Indicadores de Desempenho DEC e FEC. CEMIG D. 2019. Disponível em: http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/indicadores{_}de{_}qua.

ANEEL. Módulo 8: Qualidade da Energia Elétrica. 2017. 1–76 p. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/arquivos/PDF/Módulo8{_}Revi>.

ANEEL-Resolução Normativa 0794/2017. 2018. Disponível em: http://www.aneel.gov.br/documents/656827/14866914/Mó-dulo_8-Revisão_10 >. Acesso em: 30 dez. 2018.

AFONSO, JOÃO. **Termografia: teoria, procedimentos e vantagens**. 2010.

ÁLVARES, Ricardo Costa. **Diagnóstico de falhas em para raios utilizando termografia**. (Dissertação de Mestrado) Universidade Federal de Minas Gerais, Brasil, 2008.

ARAUJO, Reyler Arimatéia; BARBOSA, Luiz Carlos; SINISCALCHI, Roberto Teixeira. **Os impactos da aplicação da termografia na operação do sistema elétrico de furnas e as ações adotadas para buscar a máxima operacionalidade, produtividade e confiabilidade do sistema**. X EDAO – Encontro para Debates de Assuntos de Operação. São Paulo: 2008.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE DISTRIBUIDORES DE ENERGIA ELETRICA. **A distribuição de energia**. Disponível em: <<http://www.abradee.com.br/setor-de-distribuicao/a-distribuicao-de-energia>>. Acesso em 27 jul. 2018.

BORGES, L. C.; FERREIRA, D. F. **Poder e taxas de erro tipo I dos testes scott - knott, tukey e student-newman-keuls sob distribuições normal e não normais do resíduo**. Rev. Mat. Estat., v. 21, n. 1, p. 67-83, 2002.

BOX, G. E. P.; JENKINS, G. M. **Time series analysis forecasting and control**. San Francisco: HoldenDay, 1976. Edição revisada.

CARAMALHO, Alberto. **25 anos em Termografia**. 1. Ed. Portugal: Bookess, 2012

COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS - CEMIG; “**Manual Controle de Interrupções por Computador – Sistema GERINT** Manual de Utilização em Microcomputador”; Belo Horizonte -MG; Novembro; 2005.

COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS – CEMIG; **Manual de Termovisão 01000- 316a: Termografia aplicada ao sistema elétrico de potência**. Sete Lagoas: Ago. 2011.

EQUIPE ESTATCAMP. Software Action. Estatcamp - Consultoria em estatística e qualidade, São Carlos - SP, Brasil. URL <http://www.portalaction.com.br/>; 2014

FERREIRA, R. A. M.; ANDRADE, R. M. DE; DINIZ, H. E. P. **Modelagem matemática de conexões elétricas: avaliação da variação da resistência elétrica com a temperatura**. XX Semana de Iniciação Científica da UFMG. Anais... Belo Horizonte: [s.n.], 2011.

FRIEDMAN, M. A **Comparison of alternative tests of significance for the problem of m rankings**. Ann. Math.:11,p.86-92, 1940.

GONÇALVES, L. **Características de séries temporais**. Disponível em: <https://www.abgconsultoria.com.br/blog/caracteristicas-das-series-temporais/>. Acesso em Nov. 2019.

GRETL, GNU. **Regression, econometrics and time-series library**. Disponível em:<http://gretl.sourceforge.net/pt.html>; 2019.

HOLST, G. C. **Common Sense to Approach to Thermal Imaging**. JCD Publishing and SPIE Optical Engineering Press, 2000.

INCROPERA, F.; DEWITT, D. P. **Fundamentos de Transferência de Calor e de Massa. Tradução Horacio Macedo**. 3. ed. Rio de Janeiro, RJ, Brasil: LTC, 1992.

KAGAN, Nelson; OLIVEIRA, Carlos César Barioni; ROBBA, Ernesto. **Introdução aos Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica**. 2. Ed. São Paulo: Blucher, 2010;

KRUSKAL, W. H., & WALLIS, W. A. **Use of Ranks in One-Criterion Variance Analysis**. Journal of the American Statistical Association, 47, 583-621, 1952.

MAMEDE, J. P.; SATO, F. **Aplicação de um método probabilístico na programação da manutenção de disjuntores, considerando o efeito das características físicas dos padrões de redes de distribuição.** III SEMINÁRIO NACIONAL DE CONTROLE E AUTOMAÇÃO. Salvador BA, 2003

MARTÍNEZ, R. LAGIOIA, **Experience performing infrared thermography in the maintenance of a distribution utility**, in: Proceedings of the Internacional Conference on Electricity, Distribution, 2007;

MOHD SHAWAL JADIN, SOIB TAIB, **Recent progress in diagnosing reliability of electrical equipment by using infrared thermography**, Infrared Physics & Technology 55 [2012] 236-245.

MONTGOMERY, D. C.; RUNGER, G. C. **Applied Statistics and Probability for Engineers.** 3. Ed. New York: John Wiley & Son, 2003. 706 p.

MORETTIN P. A., TOLOI C. M. C. **Análise de séries temporais.** São Paulo: Edgard Blücher, 2004. 535p.

NETA, **Standard for Infrared Inspection of Electrical Systems & Rotating Equipment**, Infrasppection Institute, Burlington, USA, 2008.

PIMENTEL, F. G. **Curso de Estatística Experimental.** 15. ed. Piracicaba: FEALQ, 2009. 451 p.

R CORE TEAM. **R: A language and environment for statistical computing.** R Foundation for Statistical Computing, Vienna, Austria. URL <https://www.R-project.org/>; 2019

RAMALHO, M. A. P.; FERREIRA, D. F.; OLIVEIRA, A. C. de. **Experimentação em genética e melhoramento de plantas.** 2. ed. Lavras: Editora UFLA, 2005. 322p. Rev. e atual.

SANTOS, Laerte dos. **Termografia infravermelha em subestações de alta tensão desabrigadas.** (Dissertação de Mestrado) Universidade Federal de Itajubá, Brasil, 2006.

STOYNOVA, ANNA VLADOVA, AND BORISLAV BORISOV BONEV. **"Infrared survey in electrical preventive maintenance."** *Scientific Conference Electronics (ET), 2017 XXVI International.* IEEE, 2017.

VERATTI, A.B. **Manual do curso de formação de termografista nível I do ITC Infrared Training Center.** Rev. 1.1 Publicação Nº 1560063_E-pt/BR – Cap. 1/14. São Paulo, 2011.

VIEIRA, S.; HOFFMANN, R. **Estatística Experimental**. São Paulo: Atlas, 1989.

Y. CAO, X. GU, Q. JIN, **Infrared technology in the fault diagnosis of substation equipment**,
in: Proceedings of the China International Conference on Electricity, Distribution, 2008;

Anexo

ANEXO A – Análises de Tendência e Sazonalidade para os grupos causais nas variáveis DEC e FEC

1. CAUSA MEIO AMBIENTE

ANÁLISE DE TENDÊNCIA(DEC)

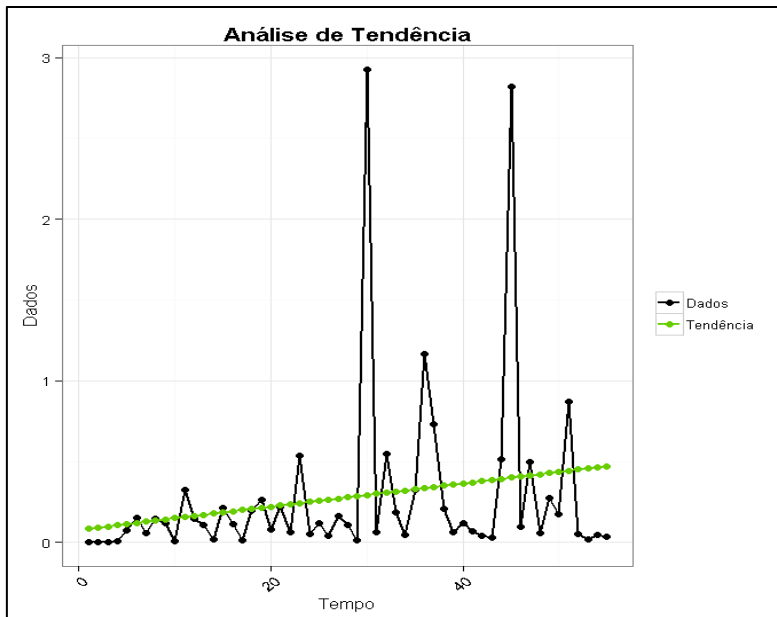
Resultados da Análise

<i>Modelo linear</i>	
Intercepto	0,078108129
t	0,007175075

<i>Medidas de Acurácia</i>	
MAPE	65535
MAD	0,280897188
MSD	0,293080799

Testes não paramétricos

<i>Cox-Stuart</i>	
Estatística	18
P-Valor	0,122078121
Tamanho da Amostra	55
Hipótese Nula	Não há tendência
Hipótese Alternativa	Há tendência



ANÁLISE DE TENDÊNCIA(FEC)

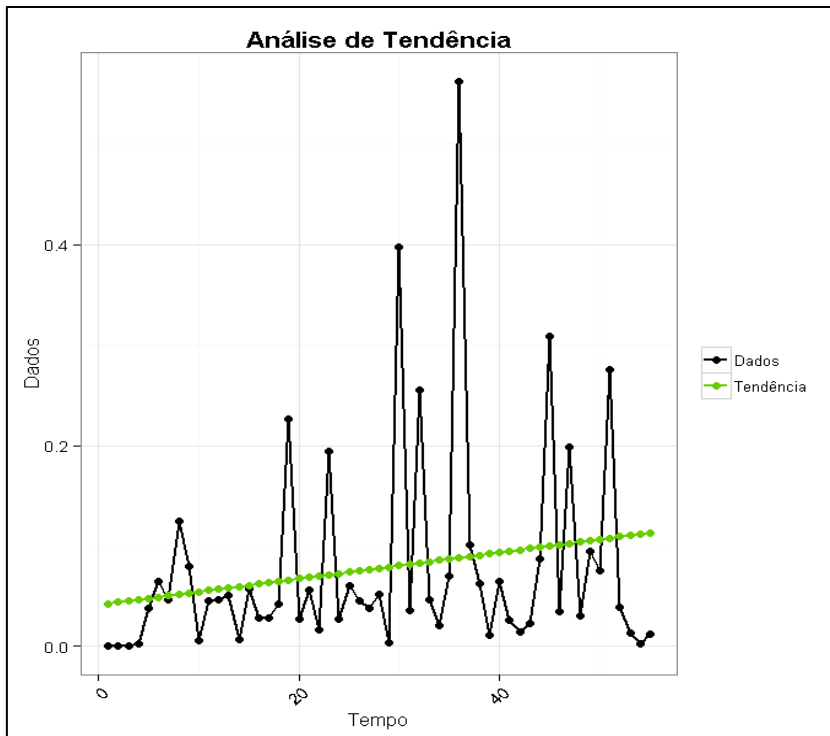
Resultados da Análise

Modelo linear	
Intercepto	0,04125876
t	0,001304841

Medidas de Acurácia	
MAPE	65535
MAD	0,067156097
MSD	0,010845193

Testes não paramétricos

Cox-Stuart	
Estatística	18
P-Valor	0,122078121
Tamanho da Amostra	55
Hipótese Nula	Não há tendência
Hipótese Alternativa	Há tendência



TESTES DE SAZONALIDADE (DEC)

Resultados da Análise

Teste de Kruskal-Wallis	
Estatística	22,05647059
P-Valor	0,575896129
Tamanho da Amostra	55
Comprimento Sazonal	25
Hipótese Nula	Não há sazonalidade determinística
Hipótese Alternativa	Há sazonalidade determinística

Teste de Friedman	
Estatística	23,70461538
P-Valor	0,478588206
Tamanho da Amostra	55
Comprimento Sazonal	25
Hipótese Nula	Não há sazonalidade determinística
Hipótese Alternativa	Há sazonalidade determinística

TESTES DE SAZONALIDADE (FEC)

Resultados da Análise

<i>Teste de Kruskal-Wallis</i>	
Estatística	21,11529412
P-Valor	0,631914647
Tamanho da Amostra	55
Comprimento Sazonal	25
Hipótese Nula	Não há sazonalidade determinística
Hipótese Alternativa	Há sazonalidade determinística

<i>Teste de Friedman</i>	
Estatística	24,72
P-Valor	0,421101692
Tamanho da Amostra	55
Comprimento Sazonal	25
Hipótese Nula	Não há sazonalidade determinística
Hipótese Alternativa	Há sazonalidade determinística

2-CAUSA INDETERMINADA

ANÁLISE DE TENDÊNCIA(DEC)

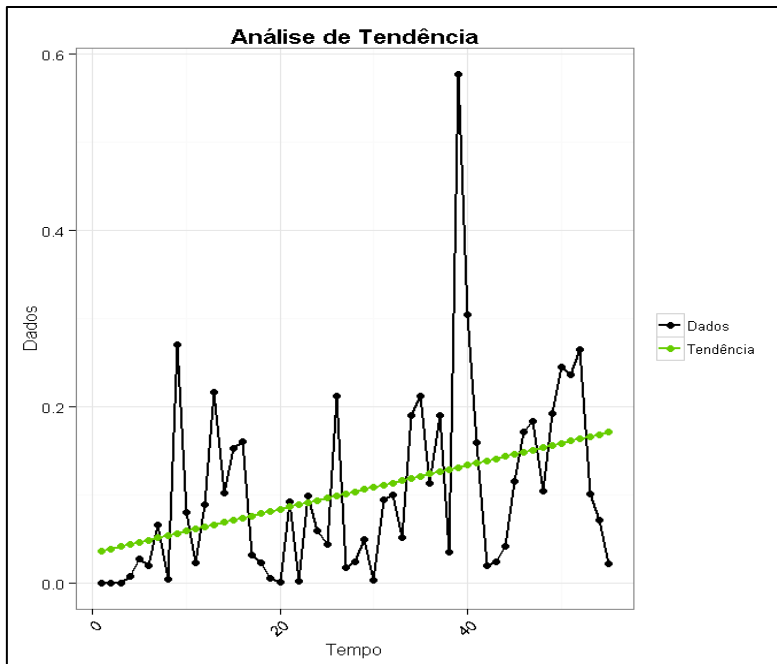
Resultados da Análise

<i>Modelo linear</i>	
Intercepto	0,034343829
t	0,00249073

<i>Medidas de Acurácia</i>	
MAPE	65535
MAD	0,071644088
MSD	0,009593307

Testes não paramétricos

<i>Cox-Stuart</i>	
Estatística	20
P-Valor	0,01915729
Tamanho da Amostra	55
Hipótese Nula	Não há tendência
Hipótese Alternativa	Há tendência



ANÁLISE DE TENDÊNCIA(FEC)

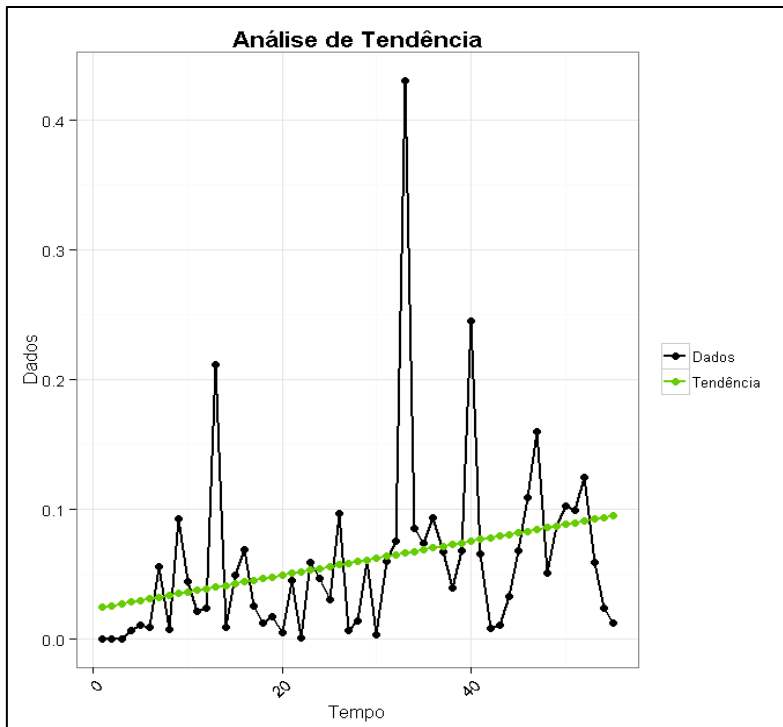
Resultados da Análise

Modelo linear	
Intercepto	0,023416323
t	0,001305916

Medidas de Acurácia	
MAPE	65535
MAD	0,039466094
MSD	0,004632218

Testes não paramétricos

Cox-Stuart	
Estatística	20
P-Valor	0,01915729
Tamanho da Amostra	55
Hipótese Nula	Não há tendência
Hipótese Alternativa	Há tendência



TESTES DE SAZONALIDADE (DEC)

Resultados da Análise

Teste de Kruskal-Wallis	
Estatística	31,56632653
P-Valor	0,109503884
Tamanho da Amostra	55
Comprimento Sazonal	24
Hipótese Nula	Não há sazonalidade determinística
Hipótese Alternativa	Há sazonalidade determinística

Teste de Friedman	
Estatística	31,74
P-Valor	0,105672506
Tamanho da Amostra	55
Comprimento Sazonal	24
Hipótese Nula	Não há sazonalidade determinística
Hipótese Alternativa	Há sazonalidade determinística

TESTES DE SAZONALIDADE (FEC)

Resultados da Análise

<i>Teste de Kruskal-Wallis</i>	
Estatística	33,37244898
P-Valor	0,074793017
Tamanho da Amostra	55
Comprimento Sazonal	24
Hipótese Nula	Não há sazonalidade determinística
Hipótese Alternativa	Há sazonalidade determinística

<i>Teste de Friedman</i>	
Estatística	34,98
P-Valor	0,052253842
Tamanho da Amostra	55
Comprimento Sazonal	24
Hipótese Nula	Não há sazonalidade determinística
Hipótese Alternativa	Há sazonalidade determinística

3. CAUSA FENÔMENOS NATURAIS

ANÁLISE DE TENDÊNCIA(DEC)

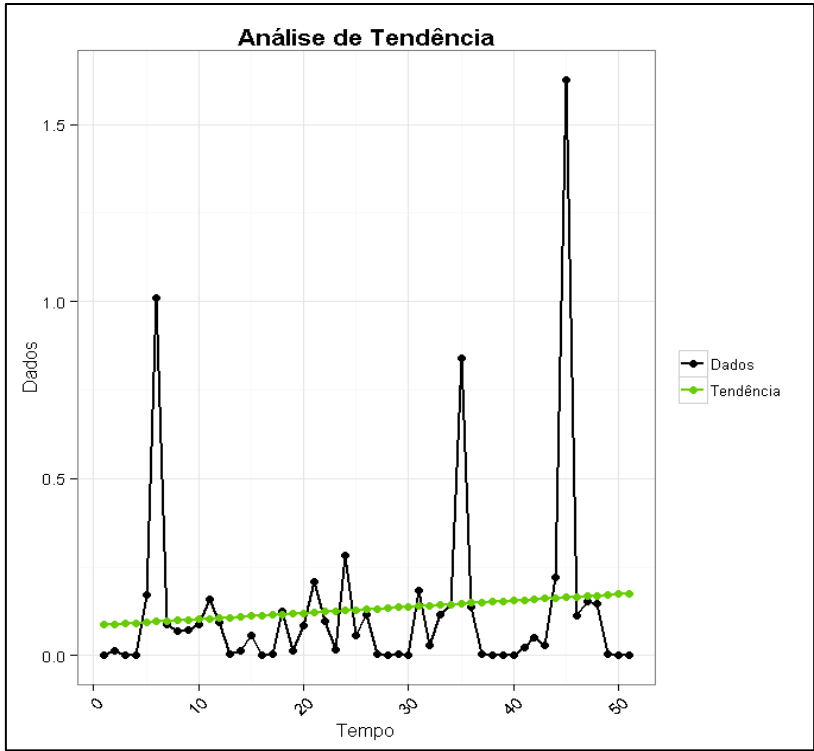
Resultados da Análise

<i>Modelo linear</i>	
Intercepto	0,085027983
t	0,001761569

<i>Medidas de Acurácia</i>	
MAPE	65535
MAD	0,139430645
MSD	0,076968475

Testes não paramétricos

<i>Cox-Stuart</i>	
Estatística	13
P-Valor	0,838819742
Tamanho da Amostra	51
Hipótese Nula	Não há tendência
Hipótese Alternativa	Há tendência



ANÁLISE DE TENDÊNCIA(FEC)

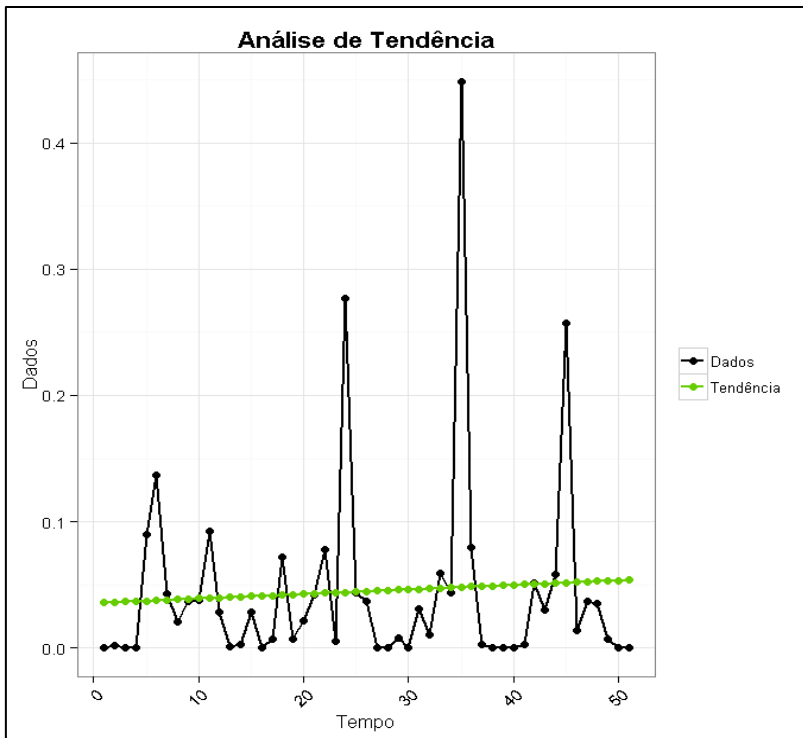
Resultados da Análise

Modelo linear	
Intercepto	0,035575491
t	0,000360457

Medidas de Acurácia	
MAPE	65535
MAD	0,045629848
MSD	0,006304625

Testes não paramétricos

Cox-Stuart	
Estatística	10
P-Valor	0,541256189
Tamanho da Amostra	51
Hipótese Nula	Não há tendência
Hipótese Alternativa	Há tendência



TESTES DE SAZONALIDADE(DEC)

Resultados da Análise

<i>Teste de Kruskal-Wallis</i>	
Estadística	26,05176471
P-Valor	0,350543558
Tamanho da Amostra	51
Comprimento Sazonal	25
Hipótese Nula	Não há sazonalidade determinística
Hipótese Alternativa	Há sazonalidade determinística

<i>Teste de Friedman</i>	
Estadística	26,03076923
P-Valor	0,351605508
Tamanho da Amostra	51
Comprimento Sazonal	25
Hipótese Nula	Não há sazonalidade determinística
Hipótese Alternativa	Há sazonalidade determinística

TESTES DE SAZONALIDADE(FEC)

Resultados da Análise

<i>Teste de Kruskal-Wallis</i>	
Estatística	28,19294118
P-Valor	0,251986023
Tamanho da Amostra	51
Comprimento Sazonal	25
Hipótese Nula	Não há sazonalidade determinística
Hipótese Alternativa	Há sazonalidade determinística

<i>Teste de Friedman</i>	
Estatística	28,98461538
P-Valor	0,220710402
Tamanho da Amostra	51
Comprimento Sazonal	25
Hipótese Nula	Não há sazonalidade determinística
Hipótese Alternativa	Há sazonalidade determinística

4. CAUSAS OPERACIONAIS

ANÁLISE DE TENDÊNCIA (DEC)

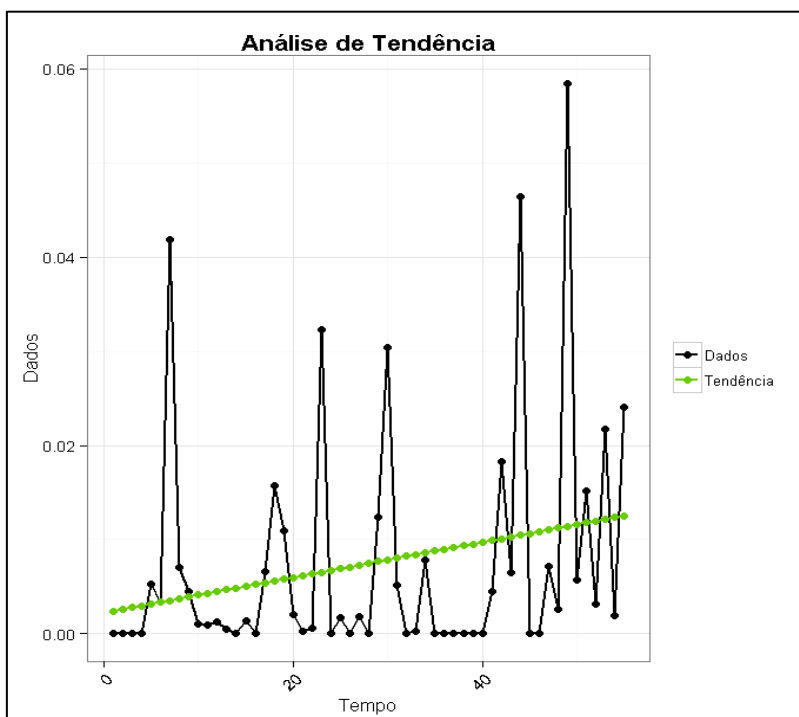
Resultados da Análise

<i>Modelo linear</i>	
Intercepto	0,002233364
t	0,000187229

<i>Medidas de Acurácia</i>	
MAPE	65535
MAD	0,008344473
MSD	0,000150669

Testes não paramétricos

<i>Cox-Stuart</i>	
Estatística	15
P-Valor	0,557197094
Tamanho da Amostra	55
Hipótese Nula	Não há tendência
Hipótese Alternativa	Há tendência



ANÁLISE DE TENDÊNCIA (FEC)

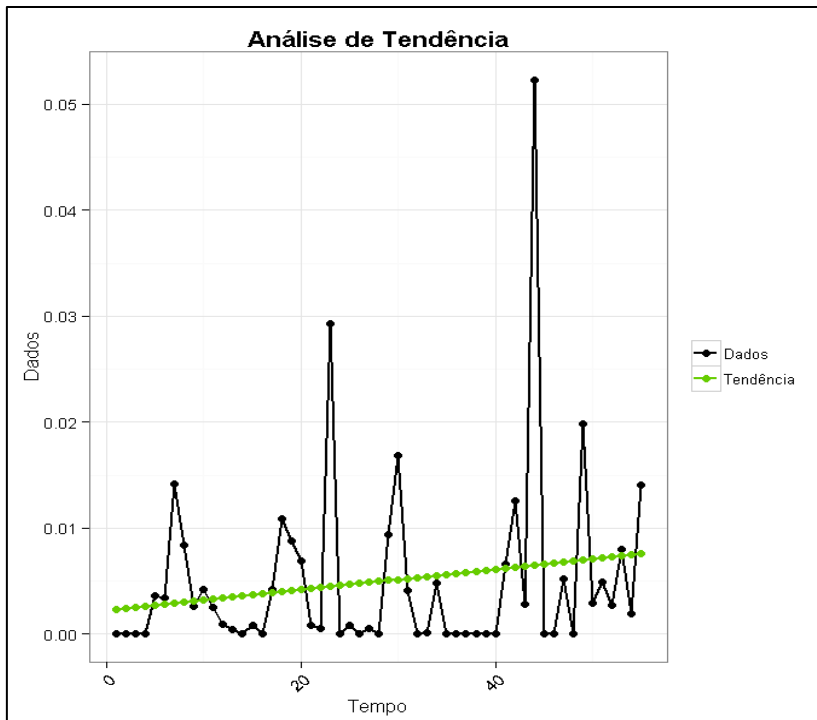
Resultados da Análise

Modelo linear	
Intercepto	0,002268299
t	9,64973E-05

Medidas de Acurácia	
MAPE	65535
MAD	0,005341291
MSD	7,36245E-05

Testes não paramétricos

Cox-Stuart	
Estatística	14
P-Valor	0,845018983
Tamanho da Amostra	55
Hipótese Nula	Não há tendência
Hipótese Alternativa	Há tendência



TESTES DE SAZONALIDADE (DEC)

Resultados da Análise

<i>Teste de Kruskal-Wallis</i>	
Estatística	24,14117647
P-Valor	0,45354851
Tamanho da Amostra	55
Comprimento Sazonal	25
Hipótese Nula	Não há sazonalidade determinística
Hipótese Alternativa	Há sazonalidade determinística

<i>Teste de Friedman</i>	
Estatística	26,16
P-Valor	0,345096614
Tamanho da Amostra	55
Comprimento Sazonal	25
Hipótese Nula	Não há sazonalidade determinística
Hipótese Alternativa	Há sazonalidade determinística

TESTES DE SAZONALIDADE (FEC)

Resultados da Análise

<i>Teste de Kruskal-Wallis</i>	
Estatística	20,30117647
P-Valor	0,679526319
Tamanho da Amostra	55
Comprimento Sazonal	25
Hipótese Nula	Não há sazonalidade determinística
Hipótese Alternativa	Há sazonalidade determinística

<i>Teste de Friedman</i>	
Estatística	21,15692308
P-Valor	0,629451406
Tamanho da Amostra	55
Comprimento Sazonal	25
Hipótese Nula	Não há sazonalidade determinística
Hipótese Alternativa	Há sazonalidade determinística

5. CAUSA FALHA EQUIPAMENTO

ANÁLISE DE TENDÊNCIA (DEC)

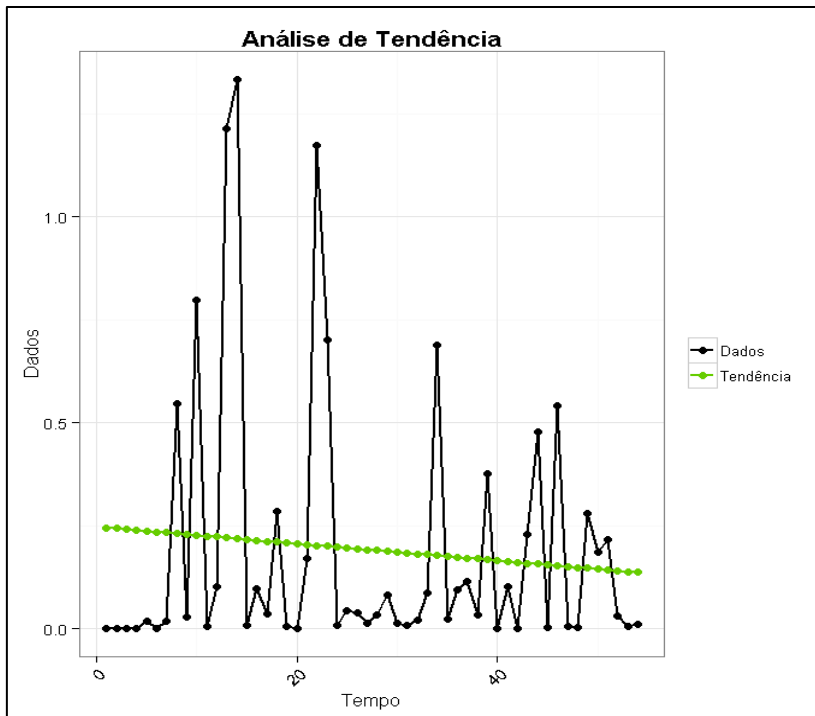
Resultados da Análise

<i>Modelo linear</i>	
Intercepto	0,247671119
t	-0,002049251

<i>Medidas de Acurácia</i>	
MAPE	65535
MAD	0,232880063
MSD	0,10304003

Testes não paramétricos

<i>Cox-Stuart</i>	
Estatística	15
P-Valor	0,701108038
Tamanho da Amostra	54
Hipótese Nula	Não há tendência
Hipótese Alternativa	Há tendência



ANÁLISE DE TENDÊNCIA (FEC)

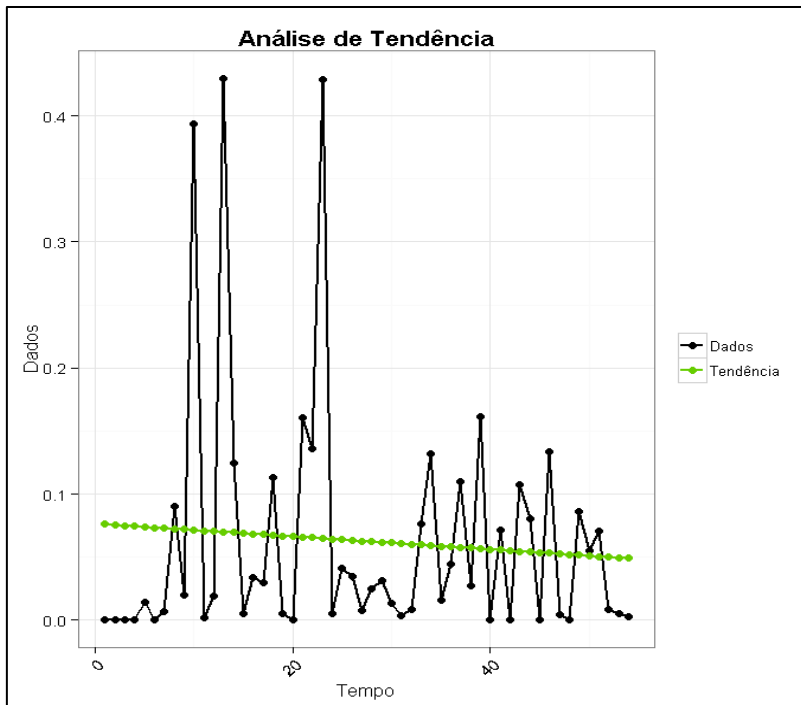
Resultados da Análise

Modelo linear	
Intercepto	0,076541439
t	-0,000508941

Medidas de Acurácia	
MAPE	65535
MAD	0,067042853
MSD	0,009599185

Testes não paramétricos

Cox-Stuart	
Estatística	14
P-Valor	1
Tamanho da Amostra	54
Hipótese Nula	Não há tendência
Hipótese Alternativa	Há tendência



TESTES DE SAZONALIDADE (DEC)

Resultados da Análise

Teste de Kruskal-Wallis	
Estatística	25,17647059
P-Valor	0,39622221
Tamanho da Amostra	54
Comprimento Sazonal	25
Hipótese Nula	Não há sazonalidade determinística
Hipótese Alternativa	Há sazonalidade determinística

Teste de Friedman	
Estatística	30,77538462
P-Valor	0,160365246
Tamanho da Amostra	54
Comprimento Sazonal	25
Hipótese Nula	Não há sazonalidade determinística
Hipótese Alternativa	Há sazonalidade determinística

TESTES DE SAZONALIDADE (FEC)

Resultados da Análise

<i>Teste de Kruskal-Wallis</i>	
Estatística	28,49411765
P-Valor	0,23975177
Tamanho da Amostra	54
Comprimento Sazonal	25
Hipótese Nula	Não há sazonalidade determinística
Hipótese Alternativa	Há sazonalidade determinística

<i>Teste de Friedman</i>	
Estatística	30,90461538
P-Valor	0,156552041
Tamanho da Amostra	54
Comprimento Sazonal	25
Hipótese Nula	Não há sazonalidade determinística
Hipótese Alternativa	Há sazonalidade determinística