



Universidade Federal da Paraíba
Centro de Energias Alternativas e Renováveis
Departamento de Engenharia Elétrica

MIKAELLE LOPES DINIZ

**RELATÓRIO DE ESTÁGIO SUPERVISIONADO REALIZADO
NO CENTRO DE PLANEJAMENTO OPERACIONAL DA
ENERGISA PARAÍBA**

Paraíba - PB

Abril - 2019

MIKAELLE LOPES DINIZ

**RELATÓRIO DE ESTÁGIO SUPERVISIONADO REALIZADO NO
CENTRO DE PLANEJAMENTO OPERACIONAL DA ENERGISA
PARAÍBA**

**Relatório de Estágio Integrado submetido à
Coordenação do Curso de Engenharia
Elétrica da Universidade Federal da
Paraíba como parte dos requisitos
necessários para a obtenção do título de
Engenheiro Eletricista.**

Paraíba – PB

Abril – 2019

DINIZ, Mikaelle Lopes.

Relatório de Estágio Supervisionado realizado no Centro de Operações da ENERGISA PARAÍBA.

49 folhas.

Orientador: Prof. Dr. Juan Moises Villanueva

Universidade Federal da Paraíba, 2019

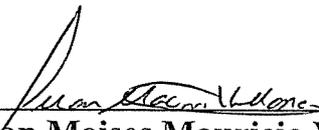
1.Sistema de Distribuição 2.Qualidade de Serviço 3.Qualidade de Produto

MIKAELLE LOPES DINIZ

**Relatório de Estágio Supervisionado Realizado no Centro de
Planejamento Operacional da Energisa Paraíba**

**Relatório de Estágio Integrado submetido à Coordenação do Curso de
Engenharia Elétrica da Universidade Federal da Paraíba como parte
dos requisitos necessários para a obtenção do título de Engenheiro
Eletricista.**

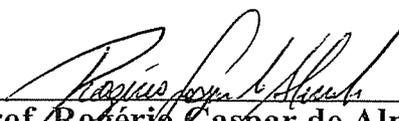
Aprovado por:



Prof. Juan Moises Mauricio Villanueva
Universidade Federal da Paraíba



Prof. Helon David de Macêdo Braz
Universidade Federal da Paraíba



Prof. Rogério Gaspar de Almeida
Universidade Federal da Paraíba

Paraíba – PB
Abril – 2019

AGRADECIMENTOS

Primeiramente a Deus, que sempre me mostra os melhores caminhos!

À minha mãe, a meu pai e a minha irmã, Melânia, simplesmente por existirem na minha vida e tornarem tudo melhor.

À Felipe, pelo apoio nessa fase e em todas as outras.

Ao meu orientador desse trabalho, o professor Dr. Juan Moises Villanueva, pelas orientações, paciência e confiança nesse processo.

Ao meu supervisor, Ramon Leal Pessoa, por me orientar nessa jornada de maneira paciente e atencioso.

À todas as amizades construídas na Energisa, que compartilharam experiência e risadas comigo.

A todos os professores da graduação pela excelente formação que me proporcionaram.

IDENTIFICAÇÃO

EMPRESA:

Nome: Energisa Paraíba Distribuidora de Energia S.A.

Endereço: Rodovia BR 230, quilômetro 25.

Bairro: Cristo Redentor

Cidade/Estado: João Pessoa/Paraíba

Tel.: (83) 2106-7687

CEP: 58071-680

ESTÁGIO:

Área da Instituição: Distribuição de Energia

Data de Início: 01/09/2018

Data de Término: 01/03/2019

Carga Horária Semanal: 20 horas

Carga Horária Total: 540 horas

Supervisor de Estágio: Ramon Leal Pessoa

RESUMO

Este relatório tem como objetivo descrever as principais atividades de estágio desempenhadas por Mikaelle Lopes Diniz, aluna da graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal da Paraíba (UFPB). O estágio foi realizado na Energisa Paraíba Distribuidora de Energia S.A., no período de 01/09/2018 a 01/03/2019, no Departamento de Operações, no Centro de Planejamento Operacional (CPOP). O setor é responsável pela apuração dos indicadores associados à distribuição de energia elétrica, realizar procedimentos de Instruções de Operação, gerir contratos de energia em pontos de conexão determinando demandas, análises dos dados associados à distribuição de energia elétrica buscando constantes melhorias. Durante o período de estágio a estagiária realizou o acompanhamento de ocorrências de média e alta tensão, acompanhamento de indicadores de qualidade de serviço, estudo de melhorias nos circuitos de 13,8 kV e 69 kV, análise de fluxo de carga, apoiar na análise do comportamento de demanda de potência ativa em pontos de conexão da distribuidora.

Palavras-Chaves: Ocorrências Técnicas. Melhoria Continua. Sistemas de Potência.

ABSTRACT

This report aims to describe the main internship activities performed by Mikaelle Lopes Diniz, a graduate student in Electrical Engineering at the Federal University of Paraíba (UFPB). The internship was held at Energisa Paraíba Distribuidora de Energia S.A., from 01/09/2018 to 01/03/2019, in the Operations Department, at the Operational Planning Center (CPOP). This sector is responsible for calculate indicators associated with the distribution of electric energy, carrying out Operating Instructions procedures, managing energy contracts at connection points, determining demands, analyzing the data associated with the distribution of electric energy, seeking constant improvements. During the internship period, the trainee performed the follow-up of medium and high voltage events, followed up on quality of service indicators, study of 13.8 kV and 69 kV circuits improvements, load flow analysis, support in the analysis of the active power demand behavior at distributor connection points.

Keywords: Technical Occurrences. Improvement Continues. Power Systems.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1 – Mapa da Paraíba com as indicações das divisões regionais da EPB e EBO.....	17
Figura 1.2 – Digrama de equipes do CPOP disponibilizada pela Energisa.....	18
Figura 2.1 – Chave religadora com abertura a vácuo.....	27
Figura 2.2 – Chave fusível monopolar.	27
Figura 2.3 – Disjuntor a vácuo de média tensão.....	28
Figura 3.1- Fluxograma da informação entre de departamentos.....	33
Figura 3.2- Fluxograma da informação no DEOP.....	33
Figura 3.3- Gráfico da demanda no ponto de conexão de MUSSURÉ II	35
Figura 3.4- Fluxograma de validação da curva de corrente	38
Figura 3.5- Manobra de uma ocorrência de abrangência de alimentador	39
Figura 3.6- Localização dos equipamentos que atuaram na Paraíba entre 2017 e 2018- Causa de árvore na rede.....	41
Figura 3.7- Precipitação média das microrregiões no ano de 2017.....	41
Figura 3.8- Precipitação média das microrregiões no ano de 2018.....	42
Figura 3.9- Algoritmo utilizado.....	44
Figura 3.10- Gráfico do evento versus dia do ano.....	45
Figura 3.11- Conjuntos monitorados por atuação de árvore na rede.....	46

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1 – Classificação das VTCDs encontradas no PRODIST.	25
Tabela 3.1- Exemplo de valores de corrente de alimentador atuado.....	39
Tabela 3.2- Tipos de conjunto	43
Tabela 3.3- Exemplo de conjunto identificado.....	44

LISTA DE SIGLAS

ABRADEE	Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica
ACC	Abertura em Curto Circuito
AMC	Abertura Manual em Carga
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ANSI	<i>American National Standards Institute</i>
ASPO	Assessoria de Planejamento e Orçamento
AT	Alta Tensão
BT	Baixa Tensão
BSA	Bessa
CELPE	Companhia Energética de Pernambuco
CF	Chave Faca
CHESF	Companhia Hidrelétrica do São Francisco
CL	Chave Lâmina
COI	Centro de Operação Integrado
CR	Chave Remota
CS	Chave Seccionadora
DCMD	Departamento de Controle e Manutenção da Distribuição
DEC	Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora
DEMT	Departamento de Manutenção da Transmissão
DEOP	Departamento de Operações
DIC	Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora
EBO	Energisa Borborema
EPB	Energisa Paraíba
FEC	Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora
FS	Chave Fusível
I	Corrente

JPS	João Pessoa
MRO	Mata Redonda
NF	Normalmente Fechada
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PLS	Pilões
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
RR	Religador
SE	Subestação
SEF	Proteção Sensitiva a Terra
SH	<i>Self Healing</i>
SS	Solicitação de Serviço
TBU	Tambaú
UC	Unidade Consumidora
VTCD	Variação de Tensão de Curta Duração

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	16
1.1	O Grupo Energisa.....	16
1.2	Energisa Paraíba e Energisa Borborema	17
1.2.1	Centro de Planejamento Operacional	17
1.2.2	Pós Operação	18
1.2.3	Pré Operação.....	19
1.3	Objetivos do Estágio.....	19
1.3.1	Objetivo Geral	19
1.3.2	Objetivos Específicos	20
1.4	Organização do Documento.....	20
2	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA.....	21
2.1	Indicadores de Continuidade do Serviço.....	21
2.1.1	Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora.....	23
2.1.2	Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora.....	23
2.1.3	Tempos descritos na ocorrência	24
2.2	Variação de Tensão de Curta Duração.....	24
2.3	Proteção do Sistema Elétrico	25
2.3.1	Relés de Sobrecorrente	26
2.3.2	Chave Religadora	26
2.3.3	Chave Fusível	27
2.3.4	Disjuntor	28
2.4	Algoritmos genético	28
2.5	Análise de fluxo de carga	29
2.6	ANEREDE.....	30
3	ATIVIDADES REALIZADAS.....	32
3.1	Processo de Recuperação de Danos por Poste Abalroado	32
3.2	Análise comportamental da demanda em pontos de conexão	34
3.3	Análise do fluxo de carga	35
3.4	Validação automática de curva de corrente- Alimentadores	36
3.4.1	Sistema supervisorio.....	38

3.4.2	Sistema de gestão da distribuição.....	39
3.4.3	Resultados.....	40
3.5	Análise Inteligente de recorrente de causa de árvore na rede	40
3.5.1	Agrupamento de equipamento em conjuntos	43
3.5.2	Identificação de periodicidade de falta de energia por conjunto	44
3.5.3	Resultado	46
4	CONCLUSÃO	47
5	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	48

1 INTRODUÇÃO

Uma distribuidora de energia pode ser considerada o elo entre o setor elétrico e a sociedade, e tem como principal função permitir que a energia elétrica esteja disponível ao consumidor. As distribuidoras são as empresas proprietárias de linhas de distribuição e de equipamentos de transformação. Para garantir qualidade da energia elétrica entregue é necessário o monitoramento constante do sistema para que se possa acompanhar a qualidade do produto e do serviço, seguindo os padrões estabelecidos pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL).

O documento denominado “Procedimentos de Distribuição” (Prodist) dispõe disciplinas, condições, responsabilidades e penalidades relativas à conexão, planejamento da expansão, operação e medição de energia elétrica. Estabelece ainda critérios e indicadores de qualidade para consumidores e produtores, distribuidores e agentes importadores e exportadores de energia.

Os principais indicadores relacionados à qualidade de serviço e do produto são o de Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (DEC) e o de Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (FEC). Esses são relacionados à falta de energia elétrica, duração e frequência das ocorrências por subdivisões das distribuidoras, denominadas Conjuntos Elétricos, ou por a empresa. Existem limites para indicadores associados a cada conjunto, desse ser entre 1000 e 10000 unidades consumidores, unidade consumidor é um cliente da empresa. Outro importante indicador é o Tempo Médio de Atendimento (TMA), esse são usados para quantificar a qualidade do serviço entregue.

Na Energisa Paraíba (EPB) e Energisa Borborema (EBO), a apuração desses indicadores é realizada pelo Centro de Planejamento Operacional (CPOP). Neste setor, são realizadas apuração e análises dos dados das ocorrências. A análise desses dados é importante para determinar pontos de melhoria e tomar decisões para diminuir um possível impacto no DEC e no FEC da empresa. Com a intenção que os limites estabelecidos pela ANEEL sejam respeitados e que um serviço e um produto de qualidade seja entregues ao consumidor.

1.1 O Grupo Energisa

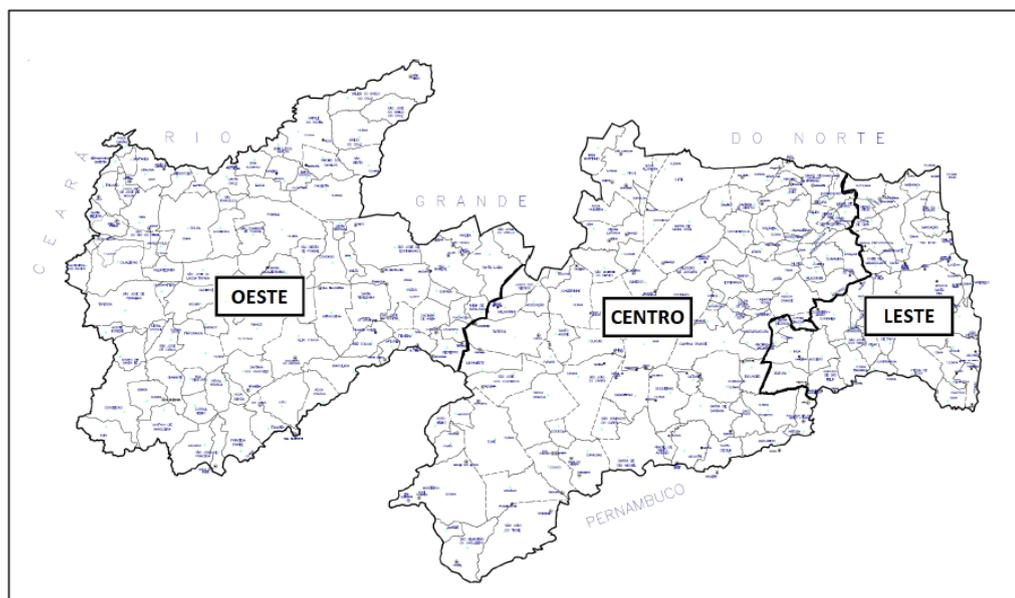
A Energisa possui 13 distribuidoras em todo o país, estando presentes nos estados de Minas Gerais, Paraíba, Sergipe, Rio de Janeiro, Mato Grosso, Mato Grosso do Sul, Tocantins, Paraná e São Paulo. Alcançando assim, setecentos e oitenta e oito municípios, seis milhões de Unidades Consumidoras (UC) que somam cerca de dezesseis milhões de pessoas, o

correspondente a, aproximadamente, 8% da população brasileira. Para atender a todos esses clientes, o sistema elétrico controlado pela Energisa possui seiscentas e duas subestações com capacidade total de 12.891 MVA, e atualmente está em expansão (ENERGISA).

1.2 Energisa Paraíba e Energisa Borborema

No estado da Paraíba, a Energisa possui duas distribuidoras distintas: a Energisa Paraíba (EPB) e a Energisa Borborema (EBO). A Energisa Paraíba é dividida em três regionais: leste, centro e oeste, como se ilustra na Fig. 1.1. A área de atuação da Energisa Borborema está contida nas limitações da regional centro e compreende o regional de Campina Grande.

Figura 1.1 – Mapa da Paraíba com as indicações das divisões regionais da EPB e EBO.



Fonte: Base de Dados do COI, 2017.

Ainda, essas regionais são subdivididas em Polos e em Conjuntos Elétricos, classificação está imposta pela ANEEL. Os dois casos podem abranger mais de um município, ao mesmo tempo em que alguns municípios podem possuir mais de um conjunto, conjuntos são determinados por quantidade de unidades consumidoras. A conveniência da divisão, por outro lado, foi adotada pela empresa de forma a facilitar seu funcionamento como um todo, e é respeitada desde a apuração de indicadores até alocação de equipes de serviço de campo.

1.2.1 Centro de Planejamento Operacional

O Centro de Planejamento Operacional (CPOP) é um setor do Departamento de

Operações da EPB responsável pelo planejamento e acompanhamento de orçamento, análises e melhorias de processos; tratamentos de reclamações oriundas do atendimento e ouvidoria; respostas à cartas, ofícios e validações de relatórios judiciais; gestão do quadro de pessoal; planejamento estratégico; Sinergia e Operador; apoio nas homologações de sistemas; apuração dos indicadores comerciais; utilização da telemetria nos processos da Operação.

Também é responsável por executar, autorizar e supervisionar as manobras e serviços programados e emergências na rede elétrica de transmissão e distribuição e atuar em casos de contingência no reestabelecimento de energia elétrica, o CPOP é composto por quatro equipes como mostra o diagrama na Fig. 1.2.

Figura 1.2 – Diagrama de equipes do CPOP disponibilizada pela Energisa.



Fonte: Base de Dados do CPOP, 2017.

Inicialmente a estagiária estava inserida na pós-operação que tinha em seu quadro um supervisor, dois analistas, seis técnicos e uma estagiária atuando em horário comercial. Também participou das atividades da pré-operação que tinha em seu quadro um supervisor, seis técnicos e dois estagiários.

1.2.2 Pós Operação

A pós operação é dedicada a analisar indicadores da qualidade de serviço e energia entregue a seus consumidores, realizar a análise desses dados buscando pontos de melhorias que devem ser entregues aos seus gerentes e coordenadores, os processos de rotina realizado pela pós operação são:

- Apurar Indicadores da Qualidade de Serviço;
- Gerir Qualidade de Serviço e Relatórios Operacionais;
- Elaborar procedimentos e Instruções de Operação;

- Gerir Relatório Mensal da Operação;
- Gerir Contratos de Energia (Pontos de conexão);
- Garantir consistência nas ocorrências.

Ao longo do período dentro da empresa a estagiaria acompanhou de perto todas as atividades, sendo responsável por algumas delas.

1.2.3 Pré Operação

A pré-operação é dedicada a estudos para a realização de manobras emergências e programadas, introdução de novos equipamentos na rede e atualização de diagramas unifilares, elaboração de estudo para liberação de equipamentos e linhas de distribuição e transmissão;

- Programação de Liberação/Normalização de equipamentos e instalações elétricas no sistema elétrico de distribuição e transmissão;
- Solicitação de Elaboração de Estudo de Proteção quando necessário;
- Geração dos Avisos de Comunicação de Massa - Jornal/Rádio/SMS - para Interrupções Programadas;
- Disponibilização de novos equipamentos e/ou novas instalações elétricas de distribuição à operação;
- Disponibilizar e manter atualizados Diagramas Unifilares das Subestações Elétricas;
- Elaboração e disponibilização de estudo para atender em contingência as linhas de transmissão e distribuição.

1.3 Objetivos do Estágio

De forma a propiciar um melhor acompanhamento das atividades desenvolvidas que serão aqui listadas, foram definidos os objetivos do estágio para que se possa analisar, ao fim de tudo, se estes foram realmente alcançados.

1.3.1 Objetivo Geral

O objetivo geral do estágio foi auxiliar o CPOP na apuração de indicadores relacionados a qualidade do serviço e produto oferecido pela empresa, automatização de processos internos e identificar pontos de melhoria.

1.3.2 Objetivos Específicos

Quando assinado o contrato de estágio foram apresentados e definidos alguns objetivos específicos que deveriam ser desenvolvidos pela estagiária, sendo eles:

- i. Apoiar na análise do comportamento de demanda de potência ativa em pontos de conexão da distribuidora e análise de fluxo de potência no sistema de distribuição em alta potência;
- ii. Apoiar na análise de contingências no sistema de distribuição e construção de estrutura de procedimentos operacionais voltados para contingências;
- iii. Analisar curvas de correntes de alimentadores em eventos de interrupção;

1.4 Organização do Documento

Este documento foi organizado visando facilitar o acompanhamento e o entendimento das atividades realizadas no período do estágio. Sua divisão apresenta cinco capítulos: o capítulo 1 enuncia as informações que serão discutidas ao longo do relatório e também traz uma parte da história da empresa onde o estágio foi realizado; no capítulo 2 esta apresentada a fundamentação teórica necessário para o melhor entendimento do trabalho desenvolvido; no capítulo 3 são destacadas as atividades realizadas pela autora deste trabalho; o capítulo 4 estão expostas as conclusões sobre o processo vivenciado; e no capítulo 5 são apresentadas as referências bibliográficas consultadas.

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

A principal fonte de geração no Brasil é a hidrelétrica que corresponde a 62% da capacidade instalada em operação no país, a termelétricas corresponde a 28%. O restante é proveniente de usinas eólicas, usina nuclear e importação da energia de outros países (ANEEL, 2016).

Há três grandes grupos entre a geração e o consumidor final: Geração, Transmissão e Distribuição. A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) é responsável por regular o sistema como um todo dentro de suas competências legais. A geração é composta por várias empresas que possuem o porte de diferentes tecnologias atendendo consumidores livres e cativos. A transmissão é responsável por transportar a energia elétrica da fonte de geração até as distribuidoras, as tensões usuais de transmissão adotadas no Brasil, em corrente alternada, podem variar de 138 kV até 765 kV incluindo neste intervalo as tensões de 230 kV, 345 kV, 440 kV e 500 kV (USP, 2017). As distribuidoras transportam a energia fornecida pela transmissão até os consumidores finais. Por fim, segundo a Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica (ABRADEE), o segmento da comercialização de energia é relativamente novo, não só no Brasil, como no mundo e seu surgimento está relacionado com a reestruturação do setor elétrico, ocorrida na década de 1990 (ABRADEE, 2017b).

Interrupções no fornecimento de energia elétrica são extremamente indesejados, tanto para as distribuidoras como para os consumidores. Porém o sistema de gerenciamento de energia está sujeito a falhas e tais interrupções devem ser corrigidas de forma mais rápida possível a fim de manter a qualidade do serviço e do produto entregue.

2.1 Indicadores de Continuidade do Serviço

Para garantir a qualidade e padronização do serviço e do produto há normas regidas pelo Procedimento de Distribuição (PRODIST) módulo 8 (Qualidade de Energia Elétrica), da ANEEL, que padroniza a forma de avaliar estabelecendo e caracterizando seus indicadores e limites toleráveis.

Há indicadores de duração e frequência e interrupção, esses indicadores são avaliados pela ANEEL através de subdivisões das distribuidoras ou de toda a empresa.

A contabilização dos indicadores DEC e FEC, assim como para outros, é feita para

ocorrências com tempo de duração maior que três minutos. Logo, qualquer desenergização não programada que tenha duração inferior a este tempo não exerce impacto sobre estes.

Prevendo casos em que a situação da ocorrência foge ao controle da distribuidora, o PRODIST módulo 8 também estabelece casos em que expurgos na apuração são admissíveis. São eles:

- i. Falha nas instalações da unidade consumidora que não provoque interrupção em instalações de terceiros;
- ii. Interrupção decorrente de obras de interesse exclusivo do consumidor e que afete somente a unidade consumidora do mesmo;
- iii. Interrupção em Situação de Emergência;
- iv. Suspensão por inadimplemento do consumidor ou por deficiência técnica e/ou de segurança das instalações da unidade consumidora que não provoque interrupção em instalações de terceiros, previstas em regulamentação;
- v. Vinculadas a programas de racionamento instituídos pela União;
- vi. Ocorridas em Dia Crítico;
- vii. Oriundas de atuação de Esquema Regional de Alívio de Carga estabelecido pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) (PRODIST, 2017).

2.1.1 Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora

Segundo o PRODIST módulo 8, o DEC é expresso em horas ou em centésimos de horas e é calculada da seguinte forma:

$$DEC = \frac{\sum_{i=0}^{Cc} DIC(i)}{Cc} \quad (1)$$

Onde:

DIC = Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora (DIC) ou por ponto de conexão, expressa em horas e centésimos de hora;

i = índice de unidades consumidoras atendidas em BT ou MT faturadas do conjunto;

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

Sendo o DIC a contabilização do tempo total que a Unidade Consumidora (UC) permaneceu desenergizada, este é expresso por:

$$DIC = \sum_{i=1}^n t(i) \quad (2)$$

Onde:

i = índice de interrupções da unidade consumidora no período de apuração, variando de 1 a n ;

n = número de interrupções da unidade consumidora considerada, no período de apuração;

$t(i)$ = tempo de duração da interrupção (i) da unidade consumidora considerada ou ponto de conexão, no período de apuração (PRODIST, 2017).

2.1.2 Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora

Segundo o PRODIST módulo 8, o FEC é expresso em número de interrupções ou em centésimos do número de interrupções e é calculado da seguinte forma:

$$FEC = \frac{\sum_{i=0}^{Cc} FIC(i)}{Cc} \quad (3)$$

Onde:

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

i = índice de unidades consumidoras atendidas em BT ou MT faturadas do conjunto;

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

Sendo o DIC a contabilização do tempo total que a Unidade Consumidora (UC) permaneceu desenergizada, este é expresso por:

$$FIC = n \quad (4)$$

Onde:

n = número de interrupções da unidade consumidora considerada, no período de apuração (PRODIST, 2017).

2.1.3 Tempos descritos na ocorrência

Os tempos monitorados nas ocorrências programadas ou emergências são importantes para avaliar o desempenho do serviço entregue aos consumidores pela distribuidora. Também permite avaliar as equipes que fazem o atendimento em campo e identificar quais etapas do processo de atendimento a ocorrência podem ser melhorados. São monitorados:

TMP = Tempo Médio de Preparação;

TME = Tempo Médio de Execução;

TMD = Tempo Médio de Deslocamento;

TMA = Tempo Médio de Atendimento, definido como a soma do TMP, TME e TMD.

2.2 Variação de Tensão de Curta Duração

Ainda no quesito avaliação de qualidade de produto, outro ponto que entra em destaque é o nível de tensão entregue ao consumidor. Referente à tensão, podem ser citadas as ocorrências de variação de tensão de curta duração (VTCD). Estas englobam os casos de elevação e interrupção momentânea ou temporária de tensão – sempre menor que três minutos -, ou seja, registros de desvios no valor eficaz da tensão em curtos intervalos de tempo.

Na Tabela 1 são detalhados os tipos de ocorrências de VTCD classificadas em variação momentânea ou temporária, segundo informações extraídas do PRODIST módulo 8.

Tabela 2.1 – Classificação das VTCDs encontradas no PRODIST.

Classificação	Denominação	Duração da Variação	Amplitude da tensão (valor eficaz) em relação à tensão de referência
Variação Momentânea de Tensão	Interrupção Momentânea de Tensão	Inferior ou igual a três segundos	Inferior a 0,1 p.u
	Afundamento Momentâneo de Tensão	Superior ou igual a um ciclo e inferior ou igual a três segundos	Superior ou igual a 0,1 e inferior a 0,9 p.u
	Elevação Momentânea de Tensão	Superior ou igual a um ciclo e inferior ou igual a três segundos	Superior a 1,1 p.u
Variação Temporária de Tensão	Interrupção Temporária de Tensão	Superior a três segundos e inferior a três minutos	Inferior a 0,1 p.u
	Afundamento Temporário de Tensão	Superior a três segundos e inferior a três minutos	Superior ou igual a 0,1 e inferior a 0,9 p.u
	Elevação Temporária de Tensão	Superior a três segundos e inferior a três minutos	Superior a 1,1 p.u

Fonte: PRODIST - Módulo 8, 2017.

Nos tópicos a seguir serão apresentados dispositivos utilizados no sistema de proteção da empresa.

2.3 Proteção do Sistema Elétrico

Para compreensão do sistema elétrico é necessário compreender elementos utilizados nos meios de proteção adotados ao longo da rede. A proteção do sistema elétrico é importante para que possíveis anomalias que ocorram no sistema não resultem em danos maiores a rede elétrica e, portanto, aos consumidores.

Há vários dispositivos de proteção utilizados de forma em conjunto para resguardar o sistema. Nas situações que são detectadas correntes de curto-circuito, os dispositivos de segurança deverão interromper a passagem de corrente elétrica de forma rápida e efetiva, minimizando os efeitos que pode ocasionar nos equipamentos.

De forma comum diferentes tipos de relé são empregados nos sistemas de proteção, como sensores que quando sensibilizados atuam dispositivos desligando parte do circuito onde tem defeito ou que não está funcionando como esperado.

Essa seção tem o objetivo de descrever dispositivos e equipamentos de proteção, como reles, chaves e disjuntores. O entendimento desses equipamentos é extremamente importante para as atividades desenvolvidas no Departamento de Operações (DEOP).

2.3.1 Relés de Sobrecorrente

O relé pode ser definido como sendo um dispositivo que funciona como um sensor, em condições anormais de funcionamento do sistema o relé comanda a abertura de algum outro dispositivo. Está sempre recebendo informações da situação elétrica do sistema protegido sob a forma de corrente, tensão, frequência ou uma combinação dessas grandezas, como o próprio nome sugere os reles de sobrecorrente atuam diante a corrente. A atuação do relé é caracterizada pelo envio de um sinal que resultará em uma ação de sinalização (alarme), bloqueio ou abertura de um disjuntor (ou nas três ao mesmo tempo).

Sobre o tempo de atuação do relé, tem relação inversamente proporcional ao valor da corrente. Isto é, o relé irá atuar em tempos decrescentes para valores de corrente igual ou maior do que a corrente mínima de atuação.

Há reles que atuam de forma de instantânea ou temporizada quando detectado uma anomalia. Os relés que atuam instantaneamente quando identifica um defeito são conhecidos por 50 ou 50N. Enquanto os relés 51 ou 51N podem ter o tempo de atuação programável. Os reles usados como proteção de neutro, serão tratados por 50N e 51N, respectivamente.

Para evitar que defeitos temporários, como um galho de arvore encostando na rede por ação do vento, seja responsável por uma abertura que demandaria um deslocamento de uma equipe e impacto no DEC e FEC, o dispositivo só deve desarmar após a realização de um ciclo de duas tentativas de religamentos, caso ocorra uma terceira atuação, o dispositivo completa seu ciclo e ocorre o desarme.

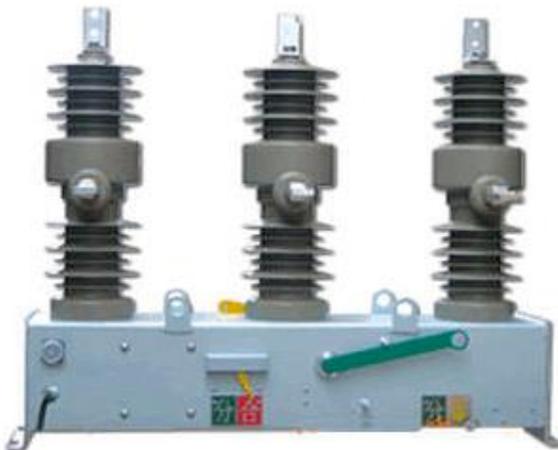
2.3.2 Chave Religadora

Religadores (RR) são utilizados para proteção na saída da subestação e ao longo do tronco do alimentador, sua função principal é a interrupção de alimentação do circuito de distribuição o qual ele está inserido quando detectado uma anomalia por meio da sensibilização dos relés associados a ele.

O equipamento também pode ser configurado para a função de religamento automático. O qual ele deve completar dois ciclos para que o equipamento seja realmente atuado. Os tempos

em cada ciclo também são configurados, na Energisa, este tempo é, geralmente, de 10 s para o primeiro e de 5 s para o segundo. Além disso, a chave religadora pode atuar como uma chave remota. De forma complementar, existe a possibilidade de enviar comandos para o equipamento através de uma estação mestre do sistema SCADA. Na Fig. 2.1 se ilustra uma chave religadora típica com abertura a vácuo.

Figura 2.1 – Chave religadora com abertura a vácuo.



Fonte: *Direct Industry*, 2017.

2.3.3 Chave Fusível

A chave fusível (FS) é um dispositivo de proteção amplamente utilizado em redes primárias de distribuição de energia elétrica para evitar danos por sobrecorrentes. Quando detectado um valor de corrente maior ou igual a qual o aparato foi projetado para atuar ocorre a fusão de um elemento fusível atuando o dispositivo dentro de um determinado tempo, conforme o gráfico característico tempo versus corrente. Estes não são automatizados e possuem atuação única. Na Fig. 2.2 se ilustra uma foto de uma chave fusível monopolar usada na Energisa.

Figura 2.2 – Chave fusível monopolar.



Fonte: Eletrotel, 2017.

2.3.4 Disjuntor

O disjuntor também é um dispositivo de proteção que tem como principal função interromper a alimentação do circuito quando sensibilizado. Disjuntores são os principais dispositivos utilizados para proteção em circuitos de alta e média tensão, porém eles também possuem controle e monitoramento remoto e assim permitindo manobras de transferências. Um exemplo de disjuntor a vácuo pode ser observado na Fig. 2.3.

Figura 2.3 – Disjuntor a vácuo de média tensão.



Fonte: *ATS Eletric*, 2017.

Uma vez descritos os principais indicadores apurados na empresa e analisados os dispositivos que compõem o sistema de proteção, será introduzido conceitos que foram fundamentais para execução de algumas atividades desenvolvidas.

2.4 Algoritmos genético

Algoritmos Genéticos (AGs) é uma técnica de solução de problemas que empregam mecanismo de procura direcionada de soluções, ela foi desenvolvida inspirada na teoria da evolução de Darwin. Essa técnica busca soluções aproximadas em problemas de otimização.

Conforme ressaltado em (Goldberg D. E., 1989), os AGs são métodos numéricos de otimização que, para maior robustez, se diferenciam dos outros em quatro aspectos fundamentais:

1. Os AGs trabalham com codificação de parâmetros, ao invés dos parâmetros originais do problema.
2. Os AGs pesquisam soluções ótimas a partir de um conjunto de soluções, não a partir de uma única.
3. O AG básico emprega uma função de avaliação (*fitness*) para as diferentes soluções pesquisadas, codificadas em sequências de comprimento conhecido, conhecidas como strings, empregando alfabeto binário na representação destas sequências.
4. Os AGs utilizam regras probabilísticas na pesquisa de novas soluções e não determinísticas.

O algoritmo se inicia com um conjunto de solução criado aleatoriamente, chamado de população inicial. Os mais bem aptos de uma população são utilizadas para formar uma nova população. Isto é motivado pela esperança que a nova população será melhor do que a primeira. Quanto mais adequada for a solução, maior a chance de ela formar uma nova população. Assim como na evolução esse procedimento é repetido inúmeras vezes, no caso do algoritmo até que uma condição seja satisfeita.

O que determina quais os indivíduos são os mais bem aptos é a função *fitness* ou função de avaliação. Assim também, é necessário considerar as restrições originais do problema, e para isto, pode ser empregue fatores de penalização conforme o projeto é apresentado, quanto mais a solução proposta se afasta da situação ideal pior o valor que a avaliação entregue a ela.

Após a seleção dos mais bem aptos inicia o processo de reprodução, que produzirá uma nova população e o processo repetirá até que se cumpra uma determinada condição. O processo de reprodução se dá através de operadores genéticos, podem ser:

- Mutação, cria novas informações genéticas dos indivíduos;
- Cruzamento, combina pares de indivíduos combinando suas informações genéticas.

2.5 Análise de fluxo de carga

O cálculo do fluxo de carga em um circuito elétrico tem por objetivo determinar as tensões complexas das barras, a distribuição do fluxo (potência ativas e reativas que fluem pelas linhas e transformadores) entre outras que possam ser interessantes a análise. A análise da rede elétrica é realizada supondo situações com uma variação de tempo grande o suficiente para utilizar apenas equações algébricas não lineares, a modelagem matemática do sistema é estática.

É imposta a conservação das potências reativas e ativas em cada nó, seguindo a Primeira Lei de Kirchhoff a potência líquida injetada deve se igual a soma das potências que fluem pelos terminais do nó que tem seus componentes conectados. Os componentes que formam uma rede de transmissão de energia elétrica são representados pela modelagem de um circuito equivalente. A representação da rede é formada por modelos individuais interligados formando conjuntos.

Os geradores e a carga são as extremidades do sistema e tem sua modelação constituída por injeções de potência nos nós da rede. Entre quaisquer dois nós é a parte interna do sistema, composta pelos demais componentes como: linhas de transmissão, reatores, transformadores, chaves, seccionadores e etc. Os limites de operação dos equipamentos também são levados em consideração para o cálculo de fluxo de potência.

2.6 ANAREDE

A ferramenta de Análise de Rede, ANAREDE, é o resultado de um trabalho do Centro de Pesquisa de Energia Elétrica (CEPEL, 2014). Entre os principais usuários do ANAREDE estão: entidades setoriais, como Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) e Empresa de Pesquisa Energética (EPE); Ministério de Minas e Energia (MME); empresas Eletrobrás; agentes de geração, transmissão e distribuição; grandes consumidores industriais; produtores independentes; universidades (versões acadêmicas); empresas de consultoria (CEPEL, 2014). Frequentemente utilizada na análise de fluxo de carga permite o estudo na área de operação e planejamento do sistema elétrico de potência, promovendo o contínuo crescimento tecnológico do setor de forma eficaz e eficiente. A ferramenta computacional ANAREDE possui uma interface gráfica dinâmica e de fácil interação com o usuário, permitindo a criação de filtros e modelagem dos gráficos.

De acordo com o CEPEL, (2014), o ANAREDE possui as seguintes características principais:

- Os cálculos de fluxo de carga são executados com base no método de Newton Raphson que possui alta robustez numérica;
- A análise estática de segurança da tensão é baseada na avaliação das curvas $P \times Q$ de fluxo continuado, já a avaliação de reativo é feita através da análise da curva $V \times Q$;
- Análise de contingências no sistema elétrico através das especificações do circuito, da barra, da geração, etc.;
- Utilização de índices de monitoração automática de tensão, fluxo e geração através da simulação de retirada de parte do circuito;

As condições iniciais para o processo iterativo são estabelecidas pelos valores especificados nos dados de entrada ou pela opção FLAT. As condições iniciais para o método de Newton podem ser ainda estabelecidas pelo método desacoplado rápido. As matrizes do sistema de equações do problema de fluxo de potência são esparsas e simétricas no caso do método desacoplado rápido e assimétricas no caso do método de Newton.

Ainda de acordo com CEPTEL, (2014), o ANAREDE classifica as barras da seguinte forma:

- TIPO 0 - Geralmente referida como barra PQ onde as cargas e as gerações ativa e reativa são especificadas. A magnitude da tensão nesta barra não é regulada, exceto para os casos que são controladas por um transformador com comutação em carga (LTC) ou uma barra PV remota;
- TIPO 1 - Geralmente referida como barra PV onde as cargas ativas e reativa e a geração ativa são especificadas. A geração reativa é variável entre limites especificados para manter a magnitude da tensão da barra constante em um valor especificado ou para controle da magnitude da tensão em uma barra remota;
- TIPO 2 - Geralmente referida como barra de referência onde a magnitude e o ângulo de fase da tensão são especificados. Em qualquer sistema interconectado existe normalmente uma barra de referência cujo ângulo é a referência de fase do sistema. No entanto, podem ser definidas mais de uma barra de referência com a finalidade de atender os requisitos de determinados tipos de estudos.

3 ATIVIDADES REALIZADAS

Neste capítulo serão descritas as atividades desenvolvidas pela estagiária em seu tempo junto ao CPOP da EPB. Diversas atividades foram realizadas durante esse período de forma pontual, conforme as necessidades do setor, ou de rotina, que são realizadas periodicamente.

Entre as atividades, as que foram executadas diariamente, a estagiária foi responsável pelo Processo de Recuperação de Danos por Poste Abalroado e a análise de reincidentes. Por fim, algumas demandas foram exigidas de forma pontual de acordo com a necessidade do setor e também foram realizadas parcial ou totalmente pela estagiária, dentre elas: a criação um programa de computador que permita a validação automática das curvas dos alimentadores.

3.1 Processo de Recuperação de Danos por Poste Abalroado

Os postes de AT, MT e BT e os cabos que são de responsabilidade da empresa estão expostos a diferentes tipos de depreciação por estarem em via pública, quando esses são danificados isso é revertido em custos para a empresa. Dessa forma, uma Instrução Técnica foi criada para recuperar esses custos.

Há três principais causas onde terceiros podem danificar os equipamentos da empresa, são elas: queimadas, poste abalroados e objetos estranhos na rede. Como as causas por queimadas são mais difíceis de identificar, o procedimento focou nas ocorrências por poste abalroado. Na Paraíba, em média, surgem duas novas ocorrências de poste abalroado por dia.

Esse processo tem como objetivo definir procedimento para recuperação de despesa de danos causados por terceiros, desde o registro do evento, acionamento de responsáveis, efetivação da cobrança administrativa, efetivação da cobrança judicial, contabilização e acompanhamento do processo até sua conclusão, para todas as Unidades de Negócios do Grupo Energisa. O ganho esperado é a recuperação dos custos com materiais, mão de obra, taxas e demais equipamentos da rede elétrica danificados pelo evento.

Esse procedimento inclui diferentes áreas e, portanto, várias pessoas de diferentes departamentos estão incluídas no processo. Por isso, uma atenção maior deve ser dada ao fluxo de informação, para que não haja divergências.

O fluxo do processo é mostrado na Fig. 3.1. O DEOP realiza o atendimento de emergência. O Departamento de Controle e Manutenção da Distribuição (DCMD), quando

necessário, providencia a troca do poste. O DESC contata e cobra os danos do responsável pelo abalroamento, se não houve acordo a ASJU realiza cobrança judicial.

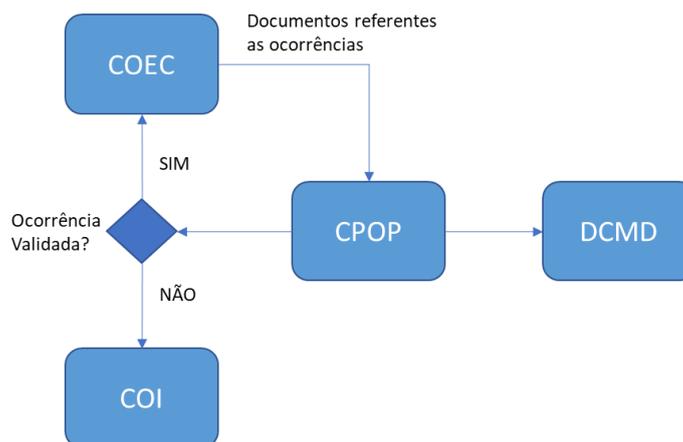
Figura 3.1- Fluxograma da informação entre de departamentos



Fonte: Base de Dados do CPOP, 2017.

No DEOP, a estagiária foi responsável pelo acompanhamento e validação diário de novas ocorrências com causa de “Poste Abalroado”. Quando estas apresentavam alguma inconsistência quanto a causa, era responsabilidade da estagiária reportar sobre a inconsistência dos dados a equipe do COI (equipe que atua em tempo real e realiza atendimento as ocorrências emergências). As ocorrências validadas eram enviadas a COEC, onde os documentos necessários para cobrança eram gerados e enviados novamente para a estagiária. Após revisão dos documentos estes eram direcionados ao DCMD. O fluxo do processo no DEOP é detalhado na Figura 3.2.

Figura 3.2- Fluxograma da informação no DEOP



Fonte: Base de Dados do CPOP, 2017.

Com esse processo foi possível acompanhar todas as etapas da ocorrência, desde a abertura da ocorrência, apuração dos dados, abertura da obra até o processo jurídico para ressarcir os gastos da obra. Por esse motivo, tal processo foi extremamente importante para que a estagiária pudesse conhecer a empresa e suas diferentes coordenações.

3.2 Análise comportamental da demanda em pontos de conexão

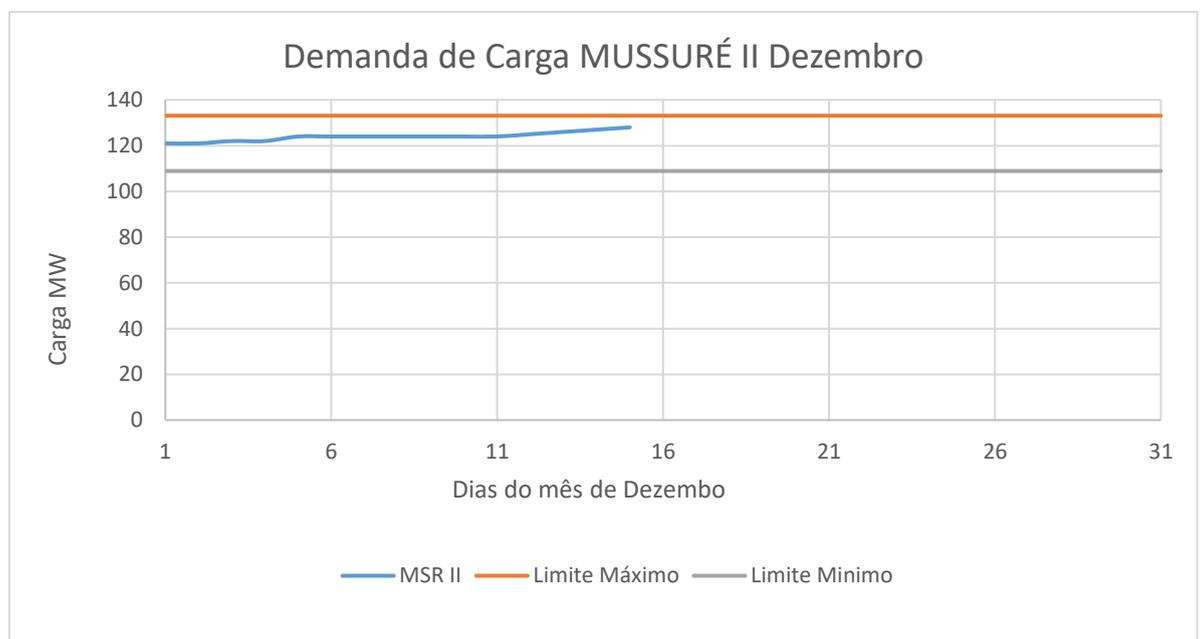
A Energisa possui sete pontos de conexão que a interliga com o SIN (Sistema Interligado Nacional). O valor do MUST (Montante do Uso do Sistema de Transmissão) contratado é fornecido através de um estudo realizado pela Assessoria de Planejamento e Orçamento (ASPO). A demanda da carga não deve ser inferior a 90% do contratado ou superior 110% do contratado, caso isso ocorra a concessionária deve pagar uma multa (ONS, 2017). Por esse motivo o comportamento da demanda em pontos de conexão deve ser acompanhado diariamente afim de evitar que a demanda ultrapasse os limites citados.

Caso a análise indique que há possibilidade de ultrapassar tais limites é necessário que ocorra manobras entre os pontos de conexão para que ocorra transferência de carga. Através de um sistema de telemetria os dados são adquiridos e inseridos em uma planilha que compara os valores lidos e os limites.

Esse procedimento era acompanhado diariamente e de forma manual. A estagiária propôs o uso da ferramenta de programa, desenvolvido na linguagem de programação VBA e embarcado no programa Microsoft EXCEL para que a atualização de dados na planilha fosse automática e se aproximasse do limite determinado. Assim, o programa gera um aviso para o e-mail cadastrado do funcionário responsável pela análise. Atualmente, o programa está sendo utilizado pela empresa e permitiu uma redução de HH (horas-homem) para essa atividade.

Um caso está exemplificado na Fig. 3.3. É possível observar que a carga no ponto de conexão MUSSURÉ II está próxima de atingir o limite máximo de 110%. Outra importante informação nesse gráfico é a data de que a carga está sendo monitorada, a demanda tende a aumentar próximo ao fim do ano por ser uma época de festas, decoração das casas e estabelecimentos funcionando em horários prolongados são exemplos de fatores que tendem a aumentar o consumo de energia no fim do ano. Essas duas informações preveem uma possível ultrapassagem do limite. Dessa forma, para evitar que isso ocorra, é programada uma manobra de alívio de carga. Nesse exemplo, houve a transferência das cargas da SE BSA, que são conectadas ao ponto de conexão de MUSSURÉ II, foram transferidas para o ponto de conexão de SANTA RITA II.

Figura 3.3- Gráfico da demanda no ponto de conexão de MUSSURÉ II



Essa manobra requer o estudo de carregamento dos cabos pelos quais a carga será transferida, para que a corrente que circulará por esses cabos e outros equipamentos não ultrapassem 90% de seus respectivos limites.

3.3 Análise do fluxo de carga

A análise de fluxo de carga é extremamente importante nas operações da rede elétrica, ela permite verificar se o sistema a ser analisado está operando conforme esperado e indica o que deve ser feito para corrigir ou prevenir situações que possa provocar uma falha no sistema.

Ela deve ser utilizada na análise casos de contingências, onde são simulados equipamentos fora de operação e o estado de operação da rede após a contingência deve ser obtido. Também é necessário a análise em manobras pré-programadas para manutenção da rede ou para inserir um novo equipamento a rede.

Os cálculos de fluxos de potência do sistema de transmissão são realizados separados do sistema de distribuição. Na em que houve participação da estagiária a análise foi realizada no sistema de transmissão, o qual é projetado para transmitir fluxos de potência com valores altos de tensão. A estagiaria, teve a oportunidade de acompanhar estas análises, as quais são descritos a seguir.

A análise de fluxo é realizada de forma periódica para verificar valores de níveis de tensão nos barramentos primários após determinado os valores da previsão de carga.

A análise de fluxo de carga também é realizada para análise de casos de contingência, onde é simulado a perda de um equipamento ou linha, ou abertura de múltiplos circuitos, e as consequências do evento são averiguadas a fim de verificar possíveis danos a rede elétrica. As grandezas nesse caso monitoradas nesses possíveis eventos são níveis de tensão em barramentos, potências reativas de barras de geração e fluxo de potência nos circuitos.

Outro cenário o qual é necessário análise de fluxo de potência é no estudo de ocorrências programadas, quando há necessidade de transferência de carga, assim como em casos de contingência as grandezas analisadas são possíveis eventos são níveis de tensão em barramentos, potência reativas de barras de geração e fluxo de potência nos circuitos.

3.4 Validação automática de curva de corrente- Alimentadores

Na empresa são realizadas várias auditorias a fim de verificar a compatibilidade dos registros de falta de energia do sistema de gestão de distribuição e do sistema supervisorio. O sistema de gestão da distribuição é onde ficam registrados as informações das ocorrências como dados dos tempos, manobras e clientes afetados. Esse registro é feito pela equipe de forma manual e por isso sujeito a erros, já o sistema supervisorio as informações através dos equipamentos que possuem telemetria.

Essa verificação é necessária para validar que o tempo de falta de energia descrito na ocorrência corresponde ao registro do supervisorio, pois esse tempo é determinante para o cálculo de compensação que será paga ao cliente. Se, por exemplo, no sistema de gestão da distribuição houver registro de um tempo de falta energia em um determinado alimentador e no sistema supervisorio apresenta um tempo superior de falta nas correntes do alimentador o órgão

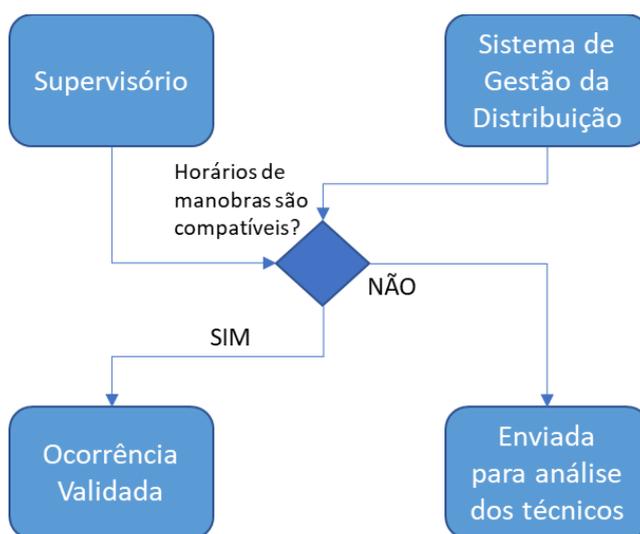
responsável por fiscalizar a empresa pode entender como indicio de que a empresa agiu de má fé para diminuir o valor de compensação e a empresa está sujeita a uma multa. Por outro lado, se por erro até mesmo de digitação, houver registro de um tempo maior de falta de energia do que realmente ocorreu a empresa poderá pagar compensação a mais do que deveria acarretando prejuízo a mesma.

A atividade de validação de curva de corrente dos alimentadores foi de responsabilidade da estagiária e era realizada uma vez por semana, por ser um grande volume de ocorrências a serem analisada essa atividade demandava 3h semanais. Com o objetivo de reduzir esse tempo, a estagiária propôs uma forma e automatizar esse processo. O desafio foi produzir uma ferramenta computacional usando apenas as ferramentas disponíveis no software Microsoft Excel.

As informações proviam de duas diferentes fontes, o sistema de gestão de distribuição e o sistema supervisorio. Todas as ocorrências com abrangência de alimentador são analisadas, na descrição da manobra possui a informação e quais alimentadores atuaram na ocorrência. Então é realizada uma busca no banco de dados da empresa para esses alimentadores no mesmo período da ocorrência.

A ferramenta computacional trata os dados de ambas as fontes para determinar os tempos de abertura e fechamento de cada de cada equipamento presente nas ocorrências de abrangência de alimentador e as compara, se houver divergência a ocorrência é enviada para os técnicos da Pós Operação responsáveis por análise de ocorrências, se for determinado que o horário apresentado no sistema de gestão da distribuição está errado, a ocorrência é alterada. Na Fig. 3.4 se ilustra o fluxograma da ferramenta desenvolvida pela estagiária com a finalidade de validação automática de curvas de correntes.

Figura 3.4- Fluxograma de validação da curva de corrente



Fonte: Autor.

3.4.1 Sistema supervisório

Os dados provenientes do sistema supervisório são representados em um formato padrão, em que para um mesmo equipamento, mostra todas as suas medições em período de 24h com frequência de 15 minutos.

Para que uma abertura ocorra é necessário que, no momento analisado, registrem algum valor de corrente nas fases A, B e C e no momento posterior as correntes estejam em zero. A caracterização de uma chave de fechamento ocorre de maneira contrária. Esse cenário está exemplificado na Tabela 3.1. Destacado em vermelho os tempos o que foram identificados a abertura e em verde os tempos de fechamento do alimentador com informações provenientes do supervisório.

EQUIPAMENTO	Data/Hora da medição	I_FASE A	I_FASE B	I_FASE C
STR 21L7	05/04/2018 06:30	1,5	1,6	1,6
STR 21L7	05/04/2018 06:45	1,5	1,6	1,6
STR 21L7	05/04/2018 07:00	0	0	0
STR 21L7	05/04/2018 07:15	0	0	0
STR 21L7	05/04/2018 07:30	1,5	1,6	1,6
STR 21L7	05/04/2018 07:45	1,5	1,6	1,6
STR 21L7	05/04/2018 08:00	1,6	1,6	1,6
STR 21L7	05/04/2018 08:15	0	0	0
STR 21L7	05/04/2018 08:30	0	0	0

STR 21L7	05/04/2018 08:45	1,6	1,6	1,6
----------	------------------	-----	-----	-----

Tabela 3.1- Exemplo de valores de corrente de alimentador atuado

Quando identificados esses tempos, foram criadas chaves concatenando data e nome do equipamento e se correspondia a uma abertura ou fechamento e sua sequência de manobra para cada dia. Para o exemplo citado anteriormente, seriam criadas as chaves:

Equipamento atuado: BSA21L5-0405-A-1, BSA21L5-0405-A-2;

Equipamento normalizado: BSA21L5-0405-F-1, BSA21L5-0405-F-2.

3.4.2 Sistema de gestão da distribuição

O sistema de gestão da distribuição possui informações sobre todas as ocorrências, para essa análise apenas as ocorrências com abrangência de alimentadores são analisadas. Para tratamento desses dados primeiro foram identificadas tais ocorrência e analisada a manobra de cada ocorrência. Foi considerada uma ocorrência passível de análise as que apresentam um tempo de manobra superior a 15 minutos, pois esse é o intervalo entre as medições no sistema supervisorio. Isso significa que deve haver um registro para o qual o equipamento permaneceu aberto ou fechado por um tempo superior a 15 minutos.

A Fig. 3.5 exemplifica uma manobra realizada em uma ocorrência, é possível concluir que o alimentador STR21L7 permaneceu no estado aberto durante o período de 10:12:00 até as 12:04:00 e permaneceu fechado durante o período de 12:04:00 até as 13:56:00, ambos os intervalos são superiores a 15 minutos e as manobras são passíveis de análise. A próxima manobra desse equipamento foi as 13:59:00, para o estado fechado, porém como o intervalo foi de 3 minutos, essa não foi uma manobra passível de análise, então considera que o equipamento não abriu as 13:56:00 e permaneceu fechado até as 13:59:00.

Figura 3.5- Manobra de uma ocorrência de abrangência de alimentador

Consulta de Manobras da Ocorrência							
Flag	Tipo	Código Unidade	Estado	Clientes Atingidos	Descrição	Previsto	Realizado
LO	Seccionador	STR21L7	A	130			02/05/2004 10:17:00
LO	Seccionador	AUX0000161	A	0	ABERTO NA MANOBRA DO DIA 02/02/		02/05/2004 10:17:00
LO	Seccionador	6703	F	128	ABERTO NA MANOBRA DO DIA 02/02		02/05/2004 10:17:00
LO	Seccionador	6902	A	0	ABERTO NO CAMPO A 6901(88)		02/05/2004 12:00:00
LO	Seccionador	STR21L7	F	1			02/05/2004 12:04:00
EM	Seccionador	STR21L7	A	1			02/05/2004 13:56:00
EM	Seccionador	6702	A	1212			02/05/2004 13:57:00
EM	Seccionador	6702	F	1212			02/05/2004 13:58:00
EM	Seccionador	6902	F	0			02/05/2004 13:58:00
EM	Seccionador	STR21L7	F	2			02/05/2004 13:59:00
EN	Seccionador	AUX0000161	F	0	SOMENTE PARA EFEITO DE ENCERR		02/05/2004 14:11:00
EN	Seccionador	6703	A	0			02/05/2004 14:12:00

Após identificada as manobras passíveis de análise foram criadas chaves como na base no supervisor. Os horários de abertura e fechamento das chaves foram comparados de ambas as fontes, eram consideradas manobras validadas a manobras com diferença de horário inferior a 15 minutos.

3.4.3 Resultados

O processo que antes demandava cerca de 810 minutos mensais passou a ser cumprido em 20 minutos mensais, ou seja, uma redução de 98% de tempo, e por tanto uma eficiência operacional no setor na qual a estagiária desempenhou suas atividades. Além da significativa redução de tempo é importante ressaltar que também evita possíveis erros humanos na análise, visto que validação é extremamente importante nas auditorias realizadas na empresa.

3.5 Análise Inteligente de reincidente de causa de árvore na rede

O procedimento de Análise de Reincidente é realizado diariamente para abertura de uma ordem de serviço para inspeção de equipamentos que tiveram três ou mais ocorrências em uma janela de 60 dias. As ocorrências são devem ser: não programada, com abertura por curto circuito e não por abertura manual e não vinculadas a outras ocorrências.

O intuito desse procedimento é evitar uma quarta falta de energia dentro de um curto período de tempo, evitando a insatisfação dos clientes atingidos por aquele equipamento e que o DEC e o FEC daquele conjunto ultrapassem os limites estipulados.

Para essa análise é realizado o procedimento de extração oriundo de um banco de dados de todas as ocorrências por equipamento, PDF (Defeito Falha), a extração é base de uma planilha do Excel o qual sinalizava quais desses PDF era necessário averiguar a necessidade de uma abertura de ordem de serviço para inspeção. Para averiguar tal necessidade recorria ao software de Sistema de Gestão da Distribuição que possui todas as informações necessárias sobre a ocorrência.

A abertura da ordem de serviço para inspeção é realizada em um software de Sistema de Gestão de Manutenção, onde dados sobre a ocorrência são inseridos. Além de analisar os PDF reincidentes, faz parte do procedimento acompanhar se as ordens de serviços foram atendidas, quando foram atendidas e o que foi realizado na inspeção.

Foi observado pela estagiária que quaisquer três ocorrências, independente do que ocasionou a falta de energia, podem gerar uma ordem de serviço para inspeção, sendo assim, dificulta a decisão de qual procedimento executar para evitar a quarta falta de energia na inspeção a ser realizada.

Então na busca de uma análise mais eficaz, foi proposto uma análise diferente de recorrente, onde o foco seria o motivo da falta de energia. Entre as causas existentes, foi escolhida para iniciar esse processo a causa de falta de energia por árvore na rede, pois a poda de uma árvore pode ser prevista quando observado seu comportamento. Outro fator determinante para análise dessa causa é o fato que ela é sexta causa que mais impacta do DEC e a quinta no FEC.

Algumas premissas foram levadas em consideração nessa análise, são elas:

- 1- A base histórica de dados utilizada foi dos anos de 2017 e 2018;
- 2- Uma mesma árvore na rede pode afetar diferentes equipamentos, ou seja, a análise deve considerar a localização geográfica do equipamento.

Todos os equipamentos possuem registro das suas coordenadas geográficas y e x . A Fig. 3.6 apresenta um gráfico dos equipamentos que tiveram registro de falta de energia por causa de árvore na rede nos anos de 2017 e 2018.

A primeira constatação ao analisar os dados foi que a maior incidência de falta de energia com causa de árvore na rede é registrada nos 6 primeiros meses do ano, fato explicado por ser a época do ano com maior índice pluviométrico no estado da Paraíba (AESAs, 2019). Outra importante constatação foi que a maior incidência desse evento é nas regiões leste e oeste, o que também pode ser justificado por serem as regiões da Paraíba onde tem o maior índice pluviométrico como mostra a Fig. 3.7 e Fig. 3.8 (AESAs, 2019).

Figura 3.6- Localização dos equipamentos que atuaram na Paraíba entre 2017 e 2018- Causa de árvore na rede

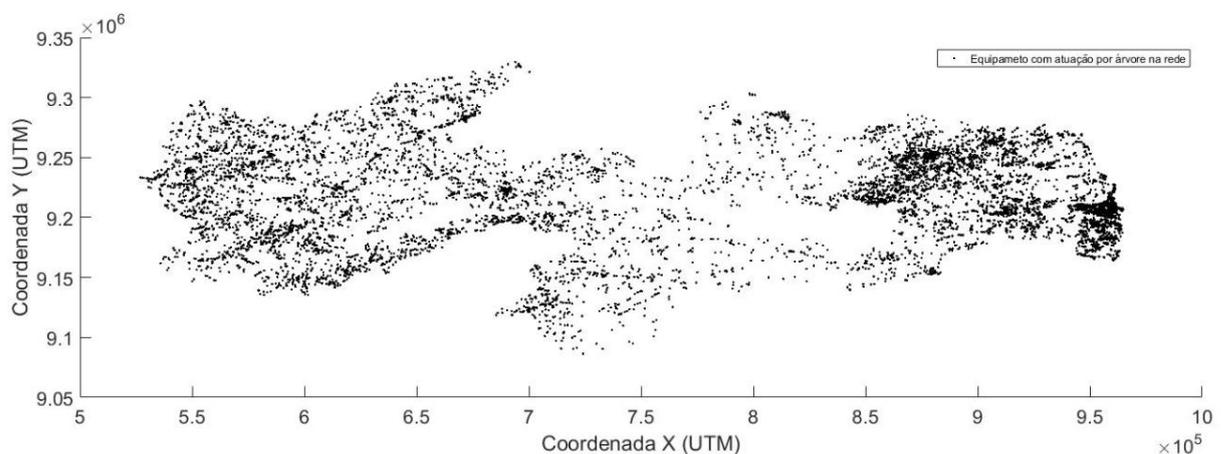


Figura 3.7- Precipitação média das microrregiões no ano de 2017

PRECIPITAÇÃO MÉDIA DAS MICRORREGIÕES NO ANO 2017

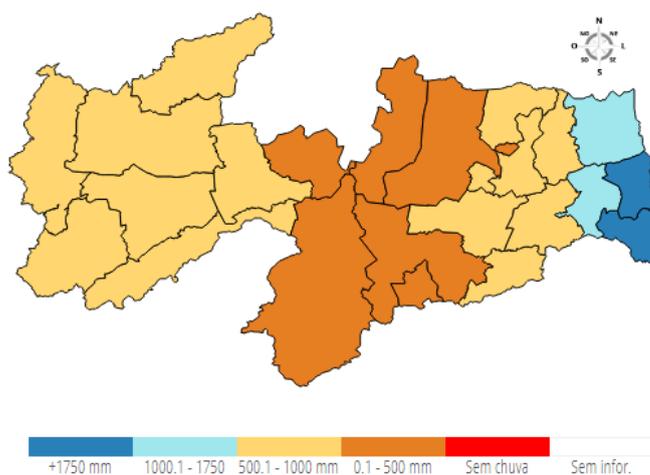
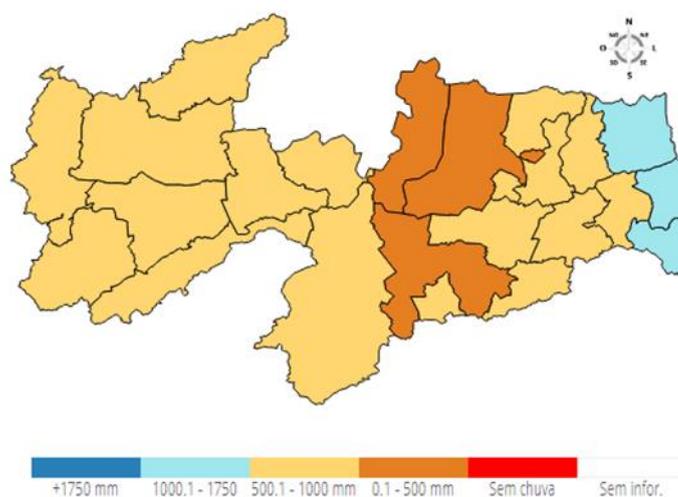


Figura 3.8- Precipitação média das microrregiões no ano de 2018

PRECIPITAÇÃO MÉDIA DAS MICRORREGIÕES NO ANO 2018



Para continuidade da análise, foram sugeridos a realização de agrupamentos de equipamentos próximos, e que se encontram dentro de uma circunferência de diâmetro igual a 100 metros, chamados de conjuntos. Para realizar estes agrupamentos, foi utilizado Algoritmos Genéticos (AGs), que são técnicas de otimização de problemas multi-variáveis e com grande espaço de busca das soluções. Esta escolha se deve ao fato de que a estagiária já tinha familiaridade com a técnica de otimização, que faz parte da grade curricular do curso de Graduação em Engenharia Elétrica (Disciplina de Automação Inteligente).

3.5.1 Agrupamento de equipamento em conjuntos

Foram utilizadas técnicas de algoritmos genéticos para agrupar equipamentos próximos em um raio de 50 metros. Foram criados cinco tipos de conjuntos com diferentes quantidades de equipamentos, como mostrada na Tabela 3.3 abaixo:

Tipo de conjunto	Quant. de equipamento por conjunto
Conjunto A	5
Conjunto B	4
Conjunto C	3
Conjunto D	2
Conjunto E	1

Tabela 3.2- Tipos de conjunto

Como todos os equipamentos são representados por coordenadas geográficas UTM, valores de x e y chamados de y_n e o x_n , podem ser representados por pontos em um plano cartesiano. Sendo o centro de uma circunferência representado por um par de x e y denominados de y_0 e o x_0 .

Foi inserida uma população inicial ao programa variando os valores de y_0 e o x_0 . Para cada par foi observado a quantidade de equipamentos dentro do perímetro da circunferência usando a distância entre dois pontos. Para cada par de (x_0, y_0) calculou a distância entre todos os pares de (x_n, y_n) , quando a distância é inferior a 50 metros, um contador iniciado em 0 é incrementado.

O processo de seleção buscava a maior quantidade de equipamentos dentro de uma circunferência, que previamente foi observado ser a quantidade de 5 equipamentos. Na primeira seleção, os pares de y_0 e o x_0 que possuía em seu contador um valor igual a 5 eram selecionados e uma nova população com os indivíduos restantes era criada. Na seleção seguinte, foi feito o mesmo para pares de y_0 e o x_0 com um valor no contador igual a 4. O processo se repetiu até que os conjuntos com apenas 1 equipamento. Na Figura 3.9 resume o algoritmo utilizado.

Figura 3.9- Algoritmo utilizado

```

X_populacao_inicial = [x01, x02, ..., x0n]
Y_populacao_inicial = [y01, y02, ..., y0n]
X_equipamentos = [xn1, xn2, ..., xnn]
Y_equipamentos = [yn1, yn2, ..., ynn]

count= 0;
target =5;
while (j=0, j < n, j++) {
while (i=0, i < n, i++) {
    if (X_populacao_inicial [i] - X_equipamentos[j] < 50)
        if (Y_populacao_inicial [i] - Y_equipamentos[j] < 50)
            count ++ }
}
if (count <target)
    X_nova_populacao = X_populacao_inicial - X_equipamentos[j];
    Y_nova_populacao = Y_populacao_inicial - Y_equipamentos[j];
}
...
O programa repete para valores de target igual a 4,3,2 e 1.

```

Após os equipamentos congregados em conjuntos, dados dos equipamentos de cada conjunto são somados e representam agora dados do conjunto. Por exemplo, o conjunto 120 descrito na Tabela 3.3 possui dois equipamentos, 55920 e 55914, as datas de atuação são consideradas como datas de atuação do conjunto.

CONJUNTO X-Y	EQUIPAMENTO	X_EQUIPAMENTO	Y_EQUIPAMENTO	DATA DA OCORRÊNCIA
120	55920	562008,003	9243895,36	21/02/2017
120	55914	562032,147	9243894,17	11/04/2017
120	55914	562032,147	9243894,17	13/04/2017
120	55914	562032,147	9243894,17	29/09/2017
120	55914	562032,147	9243894,17	27/01/2018
120	55920	562008,003	9243895,36	30/03/2018
120	55920	562008,003	9243895,36	05/04/2018

Tabela 3.3- Exemplo de conjunto identificado

3.5.2 Identificação de periodicidade de falta de energia por conjunto

Para analisar a existência da periodicidade no evento de falta de energia foram selecionados os conjuntos que apresentavam uma quantidade de falta de energia superior a 6 no período determinado. Os eventos foram separados por ano, para cada evento foi atribuído um

valor numérico referente a sua data de atuação e levantado curvas por conjunto, como mostra Figura 3.10.

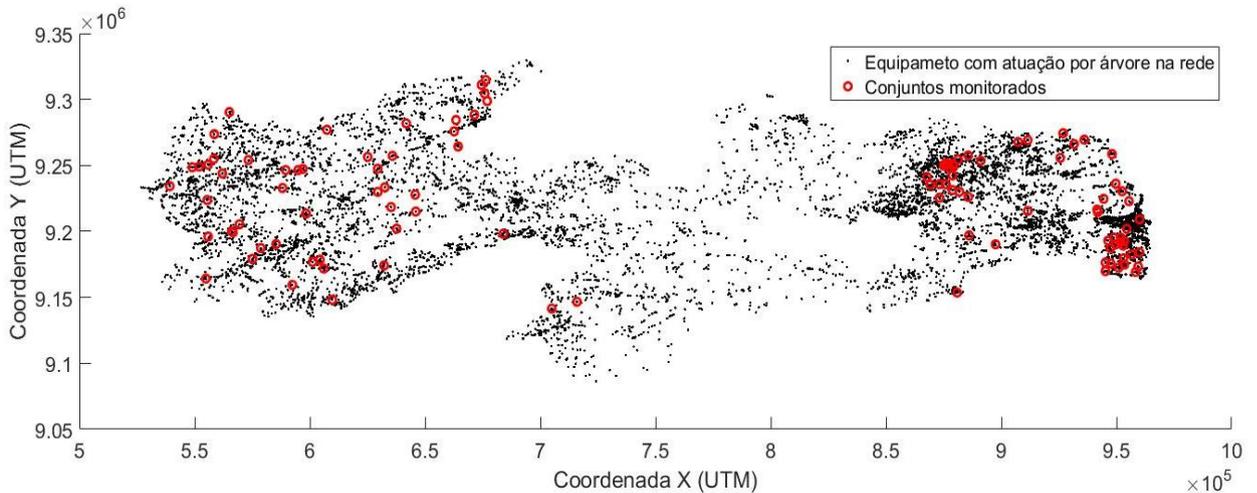
Figura 3.10- Gráfico do evento versus dia do ano



Posteriormente foi calculada a área entre as curvas, e subtraído os valores da integral de cada curva. Os conjuntos que possuíam uma diferença de área considerada pequena (um valor de área considerada pequena foi determinado de forma empírica), valor inferior a 3, foram selecionados para serem monitorados, pois esses apresentam periodicidade em eventos de falta de energia por árvore na rede e podem ser evitadas se feita a devida poda na árvore.

Considera que há periodicidade entre as curvas que apresentavam uma diferença pequena entre áreas, pois se as áreas são parecidas isso significa que as curvas possuem um comportamento semelhante. Os conjuntos estão em destaque na Figura 3.11.

Figura 3.11- Conjuntos monitorados por atuação de árvore na rede



3.5.3 Resultado

Os equipamentos que registram falta de energia por árvore na rede foram agrupados em 121 conjuntos, onde 51 desses conjuntos foram possíveis observar periodicidade em suas atuações. Monitorando esses conjuntos, foi observado que 80% dos equipamentos previstos para atuar no mês de janeiro de 2019 realmente registraram falta de energia.

Em valores, isso significa que se monitorados corretamente as áreas de risco de árvore na rede identificados através do algoritmo desenvolvido pela estagiária e realizada a poda da árvore de forma adequada poderá haver uma redução significativa de ocorrências por árvore na rede, por diminuindo o DEC, FEC e compensação desses conjuntos.

O projeto então foi considerado com resultados satisfatórios e será incorporado a rotina de análises do Centro de Operação

4 CONCLUSÃO

No relatório apresentado foram descritas as atividades mais relevantes desenvolvidas ao longo de seis meses de estágio na Energisa.

Este período foi de grande crescimento e amadurecimento da aluna, em diferentes formas a aluna pode adquirir conhecimentos que vão além dos livros. Escutar, ver, aprender com pessoas de diferentes formações sobre o mercado de energia elétrica e desafios de uma distribuidora de energia enfrenta. O que foi decisivo para o bom desempenho das atividades de trabalho. Foi também uma excelente oportunidade para ter uma visualização prática dos conhecimentos adquiridos ao longo dos anos de estudo, e principalmente, entender as dificuldades diárias administradas em uma grande empresa e como se deve buscar a melhor solução.

Foi possível ter uma boa amostra dos desafios típicos do mercado de trabalho, como a metas bem definidas e prazos, na maioria das vezes, curtos e cenários imprevistos, e portanto, era necessário buscar uma solução inédita.

Foi bastante enriquecedor aplicar conhecimentos adquiridos as aulas do Dr Juan de Automação Inteligente para minimizar um problema recorrente na empresa e ter a oportunidade de apresentar a gerência. Apresentar projetos e ideias aos coordenadores foi uma prática recorrente no período de estágio, proporcionando um ambiente desafiador a estagiária.

De forma geral, o período de estágio foi de extrema importância para a estagiária. Além de pôr em prática teorias vistas em sala de aula, foi possível crescimento pessoal, e esse é fundamental para o crescimento profissional.

A Energisa foi uma excelente empresa para a primeira experiência profissional.

5 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABRADEE. **A distribuição de Energia, 2017a.** Disponível em: <<http://www.abradee.com.br/setor-de-distribuicao/a-distribuicao-de-energia>>. Acesso em: 12 de abril de 2019.

ABRADEE. **Visão Geral do Setor, 2017b.** Disponível em: <<http://www.abradee.com.br/setor-eletrico/visao-geral-do-setor>>. 12 de abril de 2019.

AESA. **Meteorologia – Chuvas, 2019.** Disponível em: <<http://www.aesa.pb.gov.br/aesa-website/meteorologia-chuvas/?formdate=&produto=>>>. Acesso em: 12 de abril de 2019.

ANEEL. **Indicadores Coletivos de Continuidade** (município & período = anual **DEC e FEC**), **2017.** Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/indicadores-coletivos-de-continuidade>>. 12 de abril de 2019.

ANEEL. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – Módulo 8: Qualidade de Energia Elétrica.** Local, 2017.

ANEEL. **Por dentro da conta de luz: informação de utilidade pública/ Agência Nacional de Energia Elétrica.** 7. ed. - Brasília, 2016.

ENERGISA. **Sobre a Energisa, 2017.** Disponível em: <<http://www.energisa.com.br/institucional/Paginas/sobre-energisa.aspx>>. 12 de abril de 2019.

GOLDBERG D. E., 1989 Goldberg, David E. (1989). Genetic Algorithms in Search, Optimization, and Machine Learning. EUA: Addison-Wesley. 0-201-15767-5

ONS. **Procedimentos de Rede, 2016.** Disponível em: <<http://www.ons.org.br/%2FProcedimentosDeRede%2FM%C3%B3dulo%2015%2F>>

Subm%C3%B3dulo%2015.7%2FSubmodulo%2015.7%202016.12.pdf>. Acesso em: 01 de abril de 2019.

USP. **O Sistema Elétrico, 2017.** Disponível em: <<https://sistemas.eel.usp.br/docentes/arquivos/5840834/59/SistemaEletrico1.pdf>>. 12 de abril de 2019.