



Universidade Federal de Campina Grande

Centro de Engenharia Elétrica e Informática

Curso de Graduação em Engenharia Elétrica

THIAGO AGUIAR DE MELO

RELATÓRIO DE ESTÁGIO INTEGRADO: ENERGISA PARAÍBA

Campina Grande, Paraíba
2017

THIAGO AGUIAR DE MELO

RELATÓRIO DE ESTÁGIO INTEGRADO: ENERGISA PARAÍBA

Relatório de Estágio submetido à Coordenação do curso de graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Campina Grande como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Bacharel em Ciências no Domínio da Engenharia Elétrica.

Área de Concentração: Distribuição de Energia Elétrica

Orientador:

Karcus M. C. Dantas, D.Sc.

Campina Grande, Paraíba
2017

THIAGO AGUIAR DE MELO

RELATÓRIO DE ESTÁGIO INTEGRADO: ENERGISA PARAÍBA

Relatório de Estágio submetido à Coordenação do curso de graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Campina Grande como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Bacharel em Ciências no Domínio da Engenharia Elétrica.

Área de Concentração: Distribuição de Energia Elétrica

Aprovado em ____ / ____ / _____

Professor Avaliador

Universidade Federal de Campina Grande
Avaliador

Karcus M. C. Dantas, D. Sc.

Universidade Federal de Campina Grande
Orientador, UFCG

Dedico este trabalho à minha família e amigos,
os responsáveis por não me faltar força quando
foi preciso lutar por meus sonhos.

AGRADECIMENTOS

Agradeço principalmente aos meus pais, pela paciência e o apoio na minha graduação e na minha busca por um estágio, que foi importantíssimo para meu crescimento.

Ao meu irmão, meu melhor amigo, que sempre me inspirou.

À minha namorada, que me faz querer ser cada vez mais uma pessoa melhor.

Aos meus familiares e amigos, sem eles a vida não teria sentido.

Também agradeço imensamente aos meus companheiros de CPOP que nesses 6 meses de estágio sempre me ajudaram, me animaram, e tornaram muito agradável e recompensador o tempo que passei no CPOP.

“Estou diante de portas que se abrem por uma fração de segundo e logo tornam a se fechar, mas que permitem desvelar o que está Escondido atrás delas – os tesouros, as armadilhas, os campinhos não percorridos e as viagens jamais imaginadas.”

Paulo Coelho.

RESUMO

No presente relatório descreve-se as atividades do estágio, com duração de 6 meses, na pós operação da Energisa Paraíba foi focado na qualidade dos serviços prestados pela distribuidora, como consta na seção 2 do módulo 8 do PRODIST (Procedimentos de Distribuição). As atividades realizadas tiveram como objetivo garantir a fiel contabilização dos indicadores de continuidade, são vários acompanhamentos feitos que, além de sinalizar possíveis anomalias e reduzir o risco regulatório, servem de insumo para diversos estudos feitos pelo departamento de operação e outros departamentos. Além das atividades rotineiras, o estagiário realizou várias outras atividades, como o processo de corte manual de cargas (PCMC) da empresa, requisitado pelo ONS (Operador Nacional do Sistema), o estudo de recomposição do sistema elétrico em caso de contingências utilizando o ANAREDE (Software usado para estudos de fluxo de carga), importantíssimo para uma rápida recomposição do sistema, estudos de impactos de eventos nos indicadores e outras atividades.

Palavras-chave: Distribuição de Energia Elétrica; Energisa; Pós-Operação; ANAREDE; Indicadores de Continuidade; PRODIST.

ABSTRACT

This report describes the activities of the 6-month internship in the post-operation of Energisa Paraíba focused on the quality of the services provided by the distributor, as described in section 2 of module 8 of PRODIST (Distribution Procedures). The activities carried out had as objective to guarantee the faithful accounting of the indicators of continuity, there are several accompaniments made that, besides signaling possible anomalies and reducing the regulatory risk, serve as input for several studies done by the department of operation (DEOP) and other departments. In addition to the routine activities, the intern performed several other activities, such as the company's manual cut-off process (PCMC), requested by the ONS (National System Operator), the study of the electrical system recomposition in case of contingencies using ANAREDE (Software used for load flow studies), very important for rapid system recomposition, studies of the impact of events on indicators and other activities.

Keywords: Electricity Distribution; Energisa; Post-Operation; ANAREDE; Continuity Indicators; PRODIST.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1: Regionais Geográficas da Paraíba.....	14
Figura 2: Regionais Elétricas EPB	15
Figura 3: Diagrama unifilar de uma rede de distribuição a partir da subtransmissão	18
Figura 4: Limites de continuidade para o conjunto Bessa	27
Figura 5: Tabela de limite de continuidade por unidade consumidora - 1kV < Tensão < 69kV - Urbano	27
Figura 6: Tela do Software Anarede.....	33
Figura 7: Aba de atualização da planilha de redução de anomalias em ocorrências	36
Figura 8: Aba de resumo da planilha de redução de anomalias em ocorrências.....	36
Figura 9: Gráfico de compensação diária acumulada	37
Figura 10: Gráfico de compensação mensal	38
Figura 11: Gráfico de demanda de um cliente grupo A	39
Figura 12: Consulta de manobras de ocorrência de cliente grupo A	39
Figura 13: Exemplo de uma ocorrência extraída do SIGOT	40
Figura 14: Acompanhamento dos curto-circuitos em religadores de SEDs	40
Figura 15: Análise das Curvas de corrente	41
Figura 16: Curva de Corrente do alimentador	42
Figura 17: Consulta de manobras da ocorrência.....	43
Figura 18: Simulação da perda de uma linha no ANAREDE.....	44
Figura 19: Gráfico mostrando a evolução do projeto	47
Figura 20: Estimativa de impacto de energização de SED nas compensações	48
Figura 21: Estrutura da tabela de priorização de cargas	50

LISTA DE QUADROS

Quadro 1 - Principais entidades do setor elétrico brasileiro	20
Quadro 2 - Penalidades aplicadas por sobrecontratação ou subcontratação de MUST	31
Quadro 3 - Plano de contingência de uma linha de distribuição.....	45

SUMÁRIO

1.	Introdução	12
1.1	Objetivo	12
1.2	Estrutura do Trabalho	12
1.3	A Empresa	13
1.3.1	DEOP	15
2	Fundamentação Teórica	17
2.1	Sistema de Distribuição de Energia Elétrica	17
2.2	O Setor Elétrico Brasileiro	19
2.2.1	PRODIST	21
2.2.1.1	MÓDULO 8	21
2.3	Montante do Uso do Sistema de Transmissão (MUST)	30
3	Ferramentas Utilizadas	31
3.1	SGD (Sistema de Gestão da Distribuição)	31
3.2	SICCI (Sistema de Controle e Cálculo de indenizações)	32
3.3	SIGOT (SISTEMA DE GERENCIAMENTO OTIMIZADO DA TRANSMISSÃO)	32
3.4	Sistema SCADA – Power5 SIEMENS	32
3.5	ANAREDE	33
3.6	CAS HEMERA	34
3.7	Microsoft Excel	34
4	Atividades Realizadas	34
4.1	Acompanhamento do montante de uso do sistema de Transmissão (MUST)	34
4.2	Construção/Atualização de Relatórios de Indicadores Operacionais	35
4.3	Informativo Diário de Compensação aos Clientes	37
4.4	Acompanhamento de valores elevados de Compensação	38
4.5	Acompanhamento de Curto-Circuitos em Religadores de SED	39
4.6	Análise das Curvas de Corrente dos Alimentadores	41
4.7	Apoio em Estudos de Fluxo de Potência para Definição de Cenários Otimizados de Recomposição do Sistema de Distribuição em Contingências	43
4.8	Apoio em Projeto de Redução de Anomalias em Ocorrências - DEOP	46
4.9	Estimativa de Impactos de Grandes Eventos nos Indicadores de Continuidade e nas Compensações	48
4.10	Estudo de Priorização de Cargas e PCMC	49
4.11	Análise e Validação de Dados referentes À Fiscalizações de Qualidade de Serviço EBO/EPB	50
5	Conclusão	51
6	Referências Bibliográficas	53

1. INTRODUÇÃO

Este estágio foi realizado na Energisa Paraíba (EPB), no Departamento de Operação (DEOP), especificamente na Pós Operação da Coordenação de Planejamento Operacional (CPOP).

O foco maior do estágio foi a qualidade dos serviços prestados, mais especificamente os indicadores de continuidade, como a Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (DEC) e a Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (FEC). Estes indicadores refletem a qualidade do serviço das empresas distribuidoras de energia elétrica. Esse tópico é abordado pelo módulo 8 do PRODIST.

Além de atividades relacionadas à continuidade do serviço, o estagiário atuou em atividades relacionadas ao Montante de Uso do sistema de Transmissão (MUST), compensações, estudo de fluxo de potência para definição de cenários otimizados de recomposição do sistema de distribuição em contingências, realização do plano de corte manual de carga da Energisa Paraíba e Borborema, apoio em projetos, entre outras atividades.

1.1 OBJETIVO

Detalhar as atividades realizadas, assim como todo o aprendizado do aluno no período (de 26 de setembro de 2016 à 24 de março de 2017) em que estagiou na Energisa Paraíba.

1.2 ESTRUTURA DO TRABALHO

O trabalho está assim dividido:

- Introdução
- Fundamentação
- Atividades realizadas
- Conclusão

1.3 A EMPRESA

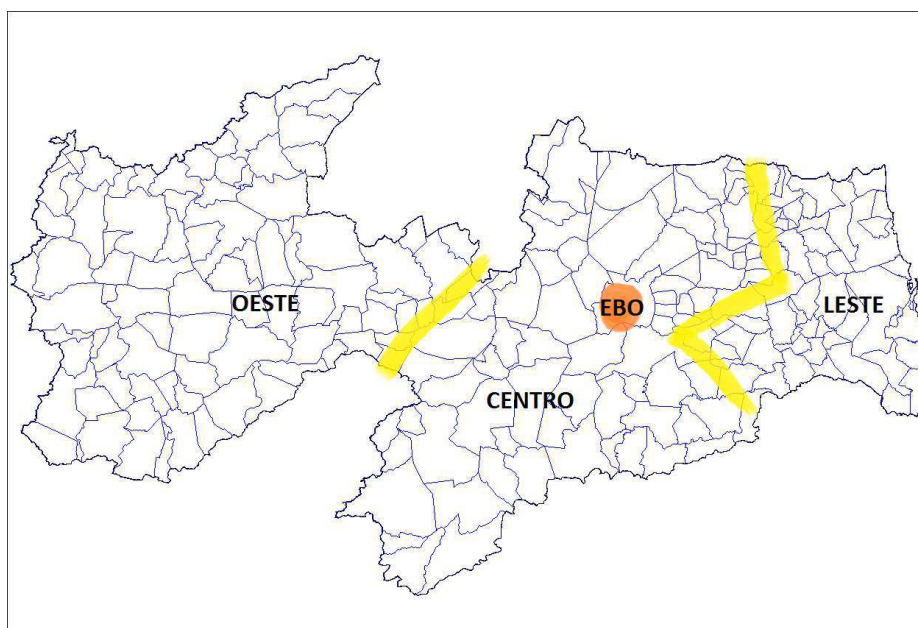
O Grupo Energisa controla 13 distribuidoras, localizadas nos estados de Minas Gerais, Paraíba, Sergipe, Rio de Janeiro, Mato Grosso, Mato Grosso do Sul, Tocantins, Paraná e São Paulo, em uma área de 142.385 km². Presente em 788 municípios, emprega mais de 10 mil colaboradores e atende 6 milhões de unidades consumidoras, o que corresponde ao total de 16 milhões de pessoas, 7 % da população brasileira. Juntas, essas distribuidoras respondem por um sistema elétrico composto por mais de 4 mil km de linhas de transmissão, mais de 132 mil km de redes de distribuição e 144 subestações com capacidade total de 2.830 MVA.

Outras três empresas integram o Grupo. Compete à Energisa Geração a construção de projetos de geração e desenvolvimento de novos empreendimentos de energia renovável. A Energisa Comercializadora, especializada em soluções integradas, atua no mercado de contratação livre – Ambiente de Contratação Livre (ALC) – em condições comerciais vantajosas para a empresa. Já a Energisa Soluções tem atuação predominante em clientes industriais, unidades geradoras, transmissoras e distribuidoras, com escopo de serviços voltado para a operação e manutenção de empreendimentos elétricos.

Na Paraíba, a Energisa é subdividida em Energisa Paraíba (EPB) e Energisa Borborema (EBO), as quais são extremamente interligadas.

Geograficamente, a EPB é dividida em Leste, Centro e Oeste. A Energisa Borborema (EBO) ocupa um pequeno espaço do Centro da Paraíba, como é mostrado na figura 1.

Figura 1: Regionais Geográficas da Paraíba

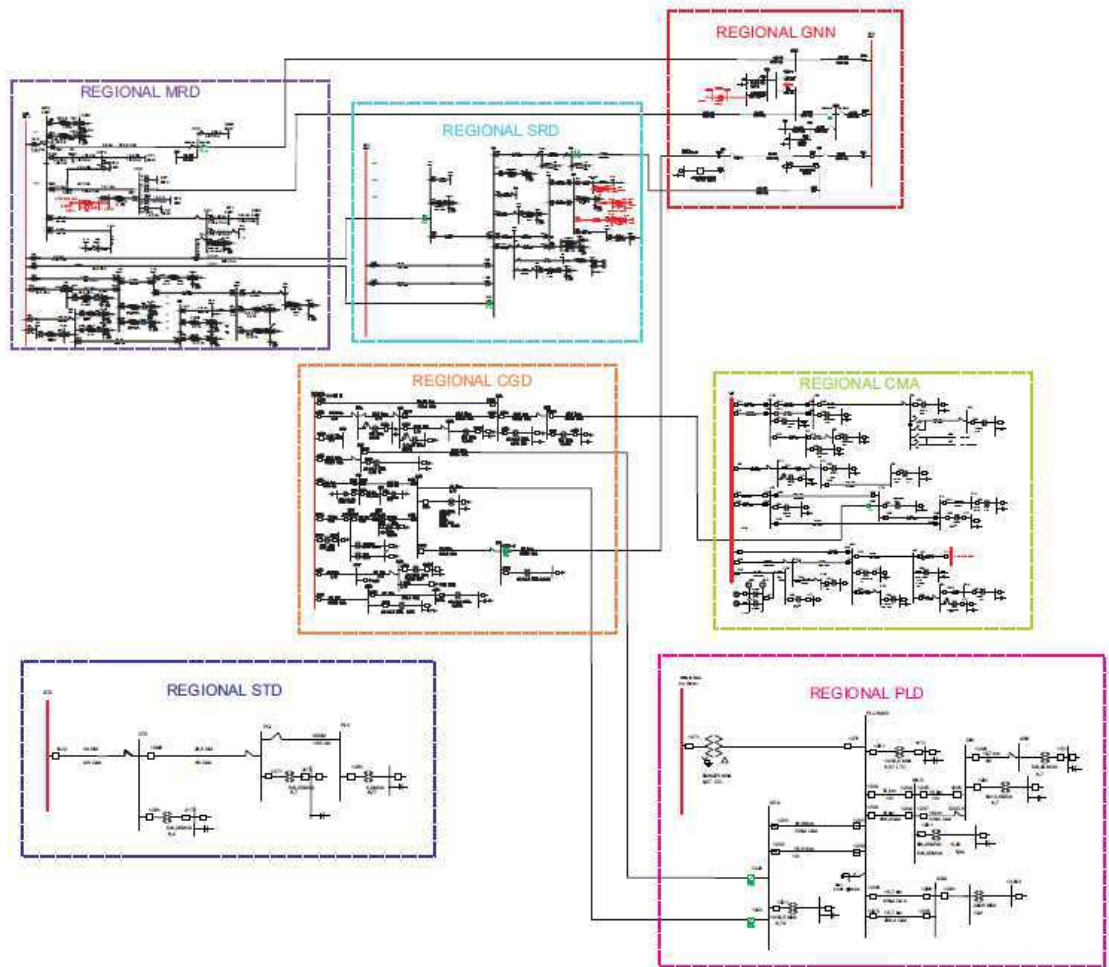


Fonte: Elaborada pelo autor

Já eletricamente, a Paraíba pode ser dividida nas regionais: Mussurú II, Santa Rita II, Goianinha, Pilões II, Campina Grande II, Santa Cruz II e Coremas, as regionais elétricas e suas interligações estão ilustradas na figura 2. Com exceção de Campina Grande II, todas as regionais elétricas são da concessão da Energisa Paraíba (EPB), já a regional CGD (que faz parte do centro geográfico) tem parte de seus clientes atendidos pela EPB e parte deles atendidos pela EBO.

As regionais elétricas possuem várias interligações entre si, possibilitando transferências de carga quando necessário, apenas a regional STD que não tem essa possibilidade, pois é isolada das outras.

Figura 2: Regionais Elétricas EPB



Fonte: Planilha de informações gerais da Pós-Operação EPB

1.3.1 DEOP

O Departamento de operação é o departamento responsável por toda a operação do sistema elétrico da empresa, desde o planejamento, à execução em campo até a apuração dos dados. É dividido em setores: COI (Centro de Operação Integrado) e CPOP (Coordenação de Planejamento Operacional). O Estagiário foi alocado na Coordenação de Planejamento Operacional, na pós-operação, mas passou pelo Centro de Operação Integrado e pela Pré-Operação para adquirir conhecimentos relevantes para suas atividades.

CENTRO DE OPERAÇÃO INTEGRADA (COI)

O Centro de Operação Integrada tem a responsabilidade de monitorar e operar o sistema em tempo real. Os operadores são técnicos, cada técnico é responsável por uma área de uma localidade diferente, e também são divididos entre baixa tensão e média/alta tensão. Esses operadores são responsáveis por analisar as ocorrências e despachar equipes para atendê-las de acordo com sua prioridade, disponibilidade de equipes, local, entre outros. Estes também são responsáveis pelas ordens de serviços comerciais, como corte e religamento de clientes inadimplentes.

As ocorrências podem ser advindas de ligações dos clientes, passando pelo *call center*, que gera essas ocorrências para que sejam visualizadas no SGD (Sistema de Gestão da Distribuição), onde os operadores podem visualizar suas informações e agir, e também podem ser advindas de alarmes de equipamentos automatizados, pelo sistema supervisorio, os alarmes podem sinalizar aberturas de equipamentos remotamente, além de variações de tensões e outras informações.

CPOP (COORDENAÇÃO DE PLANEJAMENTO OPERACIONAL)

A Coordenação de Planejamento Operacional faz parte do departamento de operação e é formada pelas equipes de pré-operação, pós-operação, nível de tensão e ressarcimento por danos elétricos. O estagiário foi parte da pós operação.

Pré-Operação: Efetuam a análise dos serviços a serem efetuados nas redes da Energisa, para realização de obras de ampliação e/ou manutenção do sistema elétrico em que ocorrerão interrupções no fornecimento de energia elétrica. A principal característica deste processo é o fato de que se trata de serviços programados, ou seja, deverão respeitar prazos definidos pela ANEEL (Agência Nacional de Engenharia Elétrica) no módulo 8 do PRODIST (Procedimentos de Distribuição).

Pós-Operação: São responsáveis por garantir a consistência dos dados que são enviados à ANEEL e ao ONS (Operador Nacional do Sistema), por meio de acompanhamentos de diversos indicadores que qualificam o fornecimento de energia elétrica, como os indicadores de continuidade, indicadores de nível de tensão, TMAE, entre outros. Além da correção de ocorrências, acompanhamento e ação sobre equipamentos reincidentes, apoio em diversos estudos da operação e outros departamentos, apoio em auditorias.

Nível de Tensão: São responsáveis pelas solicitações/reclamações referentes a qualidade da energia, mais especificamente referentes ao nível de tensão, quando atingem valores acima ou abaixo dos estabelecidos pelo PRODIST.

Ressarcimento: Tem a responsabilidade de analisar e deferir/indeferir pedidos de ressarcimento referentes à danos elétricos causados à equipamentos eletroeletrônicos de clientes por problemas na qualidade da energia entregue pela distribuidora, como sobretensões ou sobtensões, são regidos principalmente pelo PRODIST módulo 9.

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Serão apresentados os fundamentos necessários para o entendimento das principais atividades realizadas durante o estágio.

2.1 SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

De acordo com a ABRADDEE (Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica), o sistema de distribuição de energia é aquela rede de energia elétrica que se confunde com a própria topografia das cidades, ramificado ao longo de ruas e avenidas para conectar fisicamente o sistema de transmissão (ou mesmo unidades geradoras de médio e pequeno porte, aos consumidores finais), que são majoritariamente os consumidores residenciais.

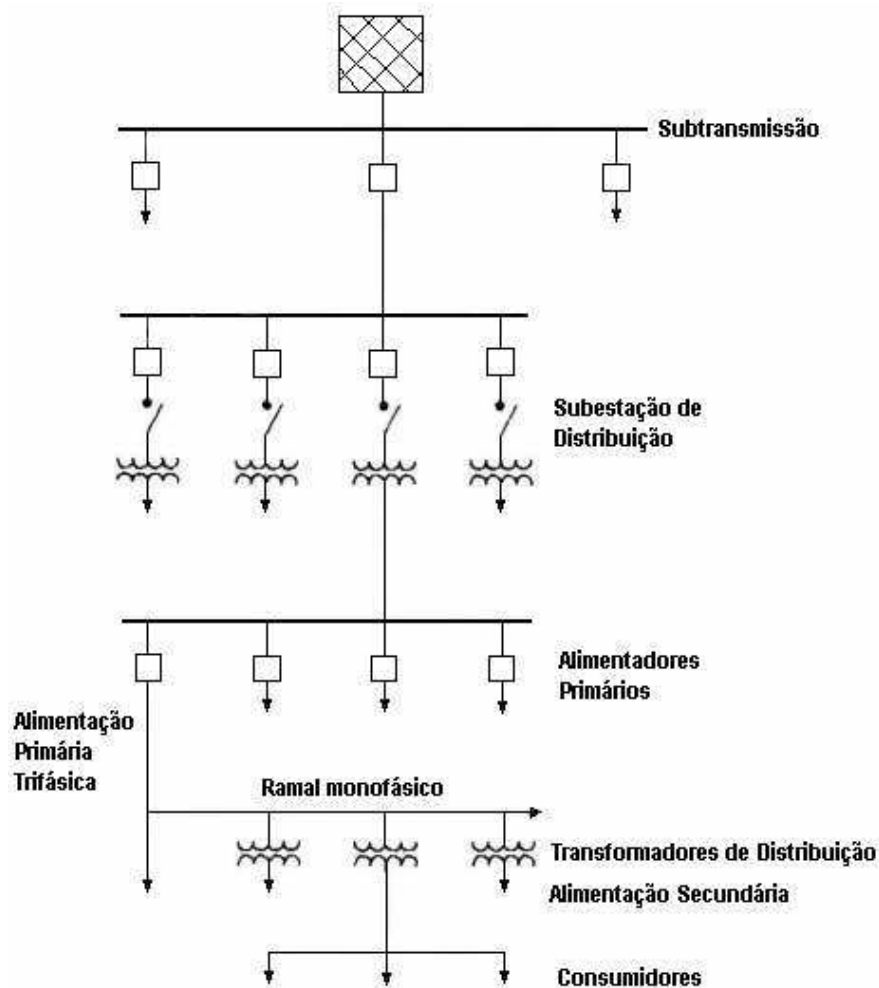
A conexão, o atendimento e a entrega efetiva de energia elétrica ao consumidor do ambiente regulado ocorrem por parte das distribuidoras de energia. A energia distribuída, portanto, é a energia efetivamente entregue aos consumidores conectados à rede elétrica de uma determinada empresa de distribuição, podendo ser rede de tipo aérea (suportada por postes) ou de tipo subterrânea (com cabos ou fios localizados sob o solo, dentro de dutos subterrâneos). Do total da energia distribuída no Brasil, dentre as Distribuidoras associadas à ABRADDEE, o setor privado é responsável pela distribuição de, aproximadamente, 60% da energia, enquanto as empresas públicas se responsabilizam por, aproximadamente, 40%, segundo dados da própria ABRADDEE.

Similarmente ao sistema de transmissão, o sistema de distribuição também é formado por fios condutores, transformadores, equipamentos de controle, medição e proteção. Porém o sistema de distribuição é bem mais extenso e ramificado, pois o mesmo deve chegar ao destino final, ou seja, a residência de todos os clientes.

O sistema de distribuição pode ser dividido em componentes como ilustrado na Figura 3:

- Sistema de Subtransmissão;
- Subestações de Distribuição;
- Sistema de Distribuição Primário (Alimentadores de Distribuição);
- Transformadores de Distribuição;
- Sistema de Distribuição Secundário;
- Ramais de ligação.

Figura 3: Diagrama unifilar de uma rede de distribuição a partir da subtransmissão



2.2 O SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

De acordo com o módulo 1 dos procedimentos de distribuição (PRODIST). O setor elétrico brasileiro tem suas diretrizes básicas definidas no documento Proposta do Modelo Institucional do Setor Elétrico (Resolução nº 005 do Conselho Nacional de Política Energética - CNPE), que estabelece:

- a) A prevalência do conceito de serviço público para a produção e distribuição de energia elétrica aos consumidores não-livres;
- b) A modicidade tarifária;
- c) A restauração do planejamento na expansão do sistema;
- d) A transparência no processo de licitação, permitindo a contestação pública, por técnica e preço, das obras licitadas para o atendimento da demanda por energia elétrica;
- e) A mitigação de riscos sistêmicos no abastecimento;
- f) A operação coordenada e centralizada necessária e inerente ao sistema hidrotérmico brasileiro;
- g) A processo de licitação da concessão do serviço público de geração, priorizando a menor tarifa pela energia gerada;
- h) A universalização do acesso e do uso dos serviços de eletricidade.

O governo brasileiro, através de leis aprovadas em 2004, estabeleceu as diretrizes para o funcionamento do atual modelo do setor elétrico brasileiro, dando alguns importantes passos no sentido de tornar menos vulnerável o setor elétrico nacional.

As principais entidades do setor elétrico brasileiro e suas atribuições básicas encontram-se descritas no quadro 1:

Quadro 1 - Principais entidades do setor elétrico brasileiro

Ministério de Minas e Energia – MME	O MME encarrega-se da formulação, do planejamento e da implementação de ações do governo federal no âmbito da política energética nacional.
Conselho Nacional de Política Energética – CNPE	Órgão de assessoramento do Presidente da República para formulação de políticas nacionais e diretrizes de energia, que visa, dentre outros, o aproveitamento racional dos recursos energéticos do país, a revisão periódica da matriz energética e o estabelecimento de diretrizes para programas específicos. É órgão interministerial presidido pelo Ministro de Minas e Energia – MME.
Empresa de Pesquisa Energética – EPE (Dec. no . 5184/2004)	Empresa pública federal dotada de personalidade jurídica de direito privado e vinculada ao MME. Tem por finalidade prestar serviços na área de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético. Elabora os planos de expansão da geração e transmissão da energia elétrica.
Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE	Constituído no âmbito do MME e sob sua coordenação direta, tem a função de acompanhar e avaliar permanentemente a continuidade e a segurança do suprimento eletroenergético em todo o território nacional.
Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS (Lei no . 9648/1998)	Entidade jurídica de direito privado, sem fins lucrativos, sob regulação e fiscalização da ANEEL, responsável pelas atividades de coordenação e controle da operação da geração e da transmissão de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional (SIN).
Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE (Dec. no . 5177/2004)	Entidade jurídica de direito privado, sem fins lucrativos, sob regulação e fiscalização da ANEEL, tem a finalidade de viabilizar a comercialização de energia elétrica no SIN e de administrar os contratos de compra e venda de energia elétrica, sua contabilização e liquidação.
Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL (Lei no . 9427/1996)	Autarquia sob regime especial, vinculada ao MME, tem a finalidade de regular e fiscalizar a produção, a transmissão, a distribuição e comercialização de energia elétrica, em conformidade com as políticas e diretrizes do governo federal. É o órgão responsável pela elaboração, aplicação e atualização dos Procedimentos de Distribuição (PRODIST).

Fonte: [4]

2.2.1 PRODIST

Os Procedimentos de Distribuição - PRODIST são documentos elaborados pela ANEEL e normatizam e padronizam as atividades técnicas relacionadas ao funcionamento e desempenho dos sistemas de distribuição de energia elétrica. De acordo com o Módulo 1 do PRODIST, o mesmo é dividido em 10 módulos:

- Módulo 1 - Introdução;
- Módulo 2 - Planejamento da Expansão do Sistema de Distribuição;
- Módulo 3 - Acesso ao Sistema de Distribuição;
- Módulo 4 - Procedimentos Operativos do Sistema de Distribuição;
- Módulo 5 - Sistemas de Medição;
- Módulo 6 - Informações Requeridas e Obrigações;
- Módulo 7 - Cálculo de Perdas na Distribuição;
- Módulo 8 - Qualidade da Energia Elétrica;
- Módulo 9 - Ressarcimento de Danos Elétricos;
- Módulo 10 - Sistema de Informação Geográfica Regulatório.

Na Pós-operação, o módulo 8 do PRODIST – Qualidade da Energia Elétrica é extensivamente utilizado, com conceitos essenciais para todas as atividades realizadas.

2.2.1.1 MÓDULO 8

No módulo 8 dos procedimentos de distribuição (PRODIST) estão descritos os seus objetivos:

- Estabelecer os procedimentos relativos à qualidade da energia elétrica - QEE, abordando a qualidade do produto e a qualidade do serviço prestado;
- Para a qualidade do produto, o módulo define a terminologia, caracteriza os fenômenos, parâmetros e valores de referência relativos à conformidade de tensão em regime permanente e às perturbações na forma de onda de tensão, estabelecendo mecanismos que possibilitem à ANEEL fixar padrões para os indicadores de QEE;

- Para a qualidade dos serviços prestados, o módulo estabelece a metodologia para apuração dos indicadores de continuidade e dos tempos de atendimento a ocorrências emergenciais, definindo padrões e responsabilidades.

Os procedimentos de qualidade da energia elétrica definidos neste módulo devem ser observados por:

- Consumidores com instalações conectadas em qualquer classe de tensão de distribuição;
- Centrais geradoras;
- Distribuidoras;
- Agentes importadores ou exportadores de energia elétrica;
- Transmissoras detentoras de Demais Instalações de Transmissão – DIT;
- Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS.

O Foco do estágio foi na qualidade dos serviços prestados, especificamente o tópico 8.2 do módulo 8 do PRODIST. Os principais pontos tratados por esse tópico são os seguintes:

INDICADORES DE TEMPO DE ATENDIMENTO ÀS OCORRÊNCIAS EMERGENCIAIS

O atendimento às ocorrências emergenciais deverá ser supervisionado, avaliado e controlado por meio de indicadores que expressem os valores vinculados a conjuntos de unidades consumidoras.

Segundo o PRODIST, a distribuidora deverá apurar os seguintes indicadores:

- a) Tempo Médio de Preparação (TMP), indicador que mede a eficiência dos meios de comunicação, dimensionamento das equipes e dos fluxos de informação dos Centros de Operação. Utilizando a seguinte fórmula:

$$TMP = \frac{\sum_{i=1}^n TP(i)}{n}$$

Sendo:

TMP = tempo médio de preparação da equipe de atendimento de emergência, expresso em minutos;

TP = tempo de preparação da equipe de atendimento de emergência para cada ocorrência emergencial, expresso em minutos;

n = número de ocorrências emergenciais verificadas no conjunto de unidades consumidoras, no período de apuração considerado.

- b) Tempo Médio de Deslocamento (TMD), indicador que mede a eficácia da localização geográfica das equipes de manutenção e operação. Utilizando a seguinte fórmula:

$$TMD = \frac{\sum_{i=1}^n TD(i)}{n}$$

Sendo:

TMD = tempo médio de deslocamento da equipe de atendimento de emergência, expresso em minutos;

TD = tempo de deslocamento da equipe de atendimento de emergência para cada ocorrência emergencial, expresso em minutos;

n = número de ocorrências emergenciais verificadas no conjunto de unidades consumidoras, no período de apuração considerado.

- c) Tempo Médio de Execução (TME), indicador que mede a eficácia do restabelecimento do sistema de distribuição pelas equipes de manutenção e operação. Utilizando a seguinte fórmula:

$$TME = \frac{\sum_{i=1}^n TE(i)}{n}$$

Sendo:

TME = tempo médio de execução do serviço até seu restabelecimento pela equipe atendimento de emergência, expresso em minutos;

TE = tempo de execução do serviço até seu restabelecimento pela equipe de atendimento de emergência para cada ocorrência emergencial, expresso em minutos;

n = número de ocorrências emergenciais verificadas no conjunto de unidades consumidoras, no período de apuração considerado.

d) Tempo Médio de Atendimento a Emergências (TMAE). Utilizando a seguinte fórmula:

$$TMAE = TMP + TMD + TME$$

Sendo:

$TMAE$ = tempo médio de atendimento a ocorrências emergenciais, representando o tempo médio para atendimento de emergência, expresso em minutos;

TMP = tempo médio de preparação da equipe de atendimento de emergência, expresso em minutos;

TMD = tempo médio de deslocamento da equipe de atendimento de emergência, expresso em minutos;

TME = tempo médio de execução do serviço até seu restabelecimento pela equipe atendimento de emergência, expresso em minutos;

INDICADORES DE CONTINUIDADE INDIVIDUAIS

a) Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora ou por Ponto de Conexão (DIC), utilizando a seguinte fórmula:

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

Sendo:

DIC = duração de interrupção individual por unidade consumidora ou por ponto de conexão, expressa em horas e centésimos de hora;

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.

b) Frequência de Interrupção Individual por Unidade Consumidora ou por Ponto de Conexão (FIC), utilizando a seguinte fórmula:

$$FIC = n$$

Sendo:

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

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

c) Duração Máxima de Interrupção Contínua por Unidade Consumidora ou por Ponto de Conexão (DMIC), utilizando a seguinte fórmula:

$$DMIC = t(i)_{m\acute{a}x}$$

Sendo:

DMIC = duração máxima de interrupção contínua por unidade consumidora ou por ponto de conexão, expressa em horas e centésimos de hora;

$t(i)_{max}$ = valor correspondente ao tempo da máxima duração de interrupção contínua (i), no período de apuração, verificada na unidade consumidora considerada, expresso em horas e centésimos de horas.

d) Duração da Interrupção Individual ocorrida em Dia Crítico por unidade consumidora ou ponto de conexão (DICRI), utilizando a seguinte fórmula:

$$DICRI = t_{crítico}$$

Sendo:

DICRI = duração da interrupção individual ocorrida em dia crítico por unidade consumidora ou ponto de conexão, expressa em horas e centésimos de hora;

t_{crítico} = duração da interrupção ocorrida em Dia Crítico.

COMPENSAÇÃO POR ULTRAPASSAGEM DOS LIMITES DOS INDICADORES

Cada conjunto de consumidores tem seus limites para DEC e FEC, de acordo com os limites do conjunto, com a definição de se o cliente é rural ou urbano e com o nível de tensão contratada pelo consumidor, limites para os indicadores DIC, FIC, DMIC e DICRI são definidos para esse cliente.

Quando esses limites são ultrapassados, o cliente tem direito à uma compensação, que é paga como um abatimento do valor da próxima ou das próximas faturas, essa compensação depende do montante de ultrapassagem, do consumo e do nível de tensão do cliente.

Se os limites de mais de um indicador forem ultrapassados o cliente apenas será compensado pelo indicador que gerar o maior valor de compensação. O DICRI é excluído dessa consideração, sendo sempre compensado, inclusive podendo ser compensado mais de uma vez no mês, caso haja mais de um dia crítico.

Os limites dos indicadores de continuidade (DICp, FICp, DMICp) podem ser consultados no site da ANEEL, na seção de informações técnicas, e nos anexos do PRODIST módulo 8.

Na figura 4 é demonstrada uma consulta feita no site da ANEEL aos limites dos indicadores de continuidade do conjunto do Bessa, para clientes de baixa tensão ($\leq 1\text{kV}$).

Figura 4: Limites de continuidade para o conjunto Bessa

PB - PARAÍBA			JOÃO PESSOA			2017			BESSA	
Urbano										
ENERGISA PARAÍBA - DISTRIBUIDORA DE ENERGIA			DIC (em horas)			FIC (número de interrupções)			DMIC (em horas)	DICRI (em horas)
Conjunto	DEC	FEC	ANUAL	TRIM.	MENSAL	ANUAL	TRIM.	MENSAL	MENSAL	INTERRUPÇÃO
BESSA	9	8	19,82	9,91	4,95	12,95	6,47	3,23	2,77	12,22
Não urbano										
ENERGISA PARAÍBA - DISTRIBUIDORA DE ENERGIA			DIC (em horas)			FIC (número de interrupções)			DMIC (em horas)	DICRI (em horas)
Conjunto	DEC	FEC	ANUAL	TRIM.	MENSAL	ANUAL	TRIM.	MENSAL	MENSAL	INTERRUPÇÃO
BESSA	9	8	40,61	20,30	10,15	30,09	15,04	7,52	5,38	16,60

Fonte: [3]

Para clientes com outro nível de tensão contratado, o anexo I: Limites de continuidade individual do módulo 8 do PRODIST deve ser consultado, esse anexo traz tabelas contendo os limites dos indicadores individuais de acordo com a localização, nível de tensão e limite de DEC/FEC do conjunto elétrico. Na figura 5, por exemplo, se um cliente de 69kV pertencer ao conjunto elétrico do Bessa (DEC 9), pela tabela visualiza-se que os limites mensais para DIC, FIC e DMIC são, respectivamente, 3.68, 2.51 e 2.57.

Figura 5: Tabela de limite de continuidade por unidade consumidora - 1kV < Tensão < 69kV - Urbano



Procedimentos de Distribuição

Assunto:	Seção:	Revisão:	Data de Vigência:	Página:
Qualidade do Serviço	8.2	8	1º/01/2017	83 de 90

Tabela 2

Faixa de variação dos Limites Anuais de Indicadores de Continuidade dos Conjuntos (DEC ou FEC)	Limite de Continuidade por Unidade Consumidora						
	Unidades Consumidoras situadas em áreas urbanas com Faixa de Tensão Contratada: 1 kV < Tensão < 69 kV						
	DIC (horas)			FIC (interrupções)			DMIC (horas)
	Anual	Trim.	Mensal	Anual	Trim.	Mensal	Mensal
1	11,25	5,62	2,81	6,48	3,24	1,62	2,36
2	11,68	5,84	2,92	6,93	3,46	1,73	2,39
3	12,12	6,06	3,03	7,37	3,68	1,84	2,41
4	12,55	6,27	3,13	7,82	3,91	1,95	2,44
5	12,99	6,49	3,24	8,27	4,13	2,06	2,46
6	13,43	6,71	3,35	8,71	4,35	2,17	2,49
7	13,86	6,93	3,46	9,16	4,58	2,29	2,52
8	14,30	7,15	3,57	9,61	4,80	2,40	2,54
9	14,73	7,36	3,68	10,05	5,02	2,51	2,57
10	15,17	7,58	3,79	10,50	5,25	2,62	2,60

Fonte: [5]

O cálculo da compensação à ser paga aos clientes por ultrapassagem dos indicadores individuais é feito através da fórmula:

$$Valor = \left(\frac{DICv}{DICp} - 1 \right) \times DICp \times KEI \times \frac{EUSM\acute{e}dio}{730}$$

Sendo:

DICv = duração de interrupção por unidade consumidora ou por ponto de conexão, conforme cada caso, verificada no período considerado, expressa em horas e centésimos de hora;

DICp = limite de continuidade estabelecido no período considerado para o indicador de duração de interrupção por unidade consumidora ou por ponto de conexão, expresso em horas e centésimos de hora;

EUSM\acute{e}dio = média aritmética dos encargos de uso do sistema de distribuição correspondentes aos meses do período de apuração do indicador;

730 = número médio de horas no mês;

kei = coeficiente de majoração cujo valor deve ser fixado em:

i. 15 (quinze), para unidade consumidora ou ponto de conexão atendidos em Baixa Tensão;

ii. 20 (vinte), para unidade consumidora ou ponto de conexão atendidos em Média Tensão;

iii. 27 (vinte e sete), para unidade consumidora ou ponto de conexão atendidos em Alta Tensão.

INDICADORES DE CONTINUIDADE DE CONJUNTOS DE UNIDADES CONSUMIDORAS

a) Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (DEC), utilizando a seguinte fórmula:

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

Sendo:

DEC = duração equivalente de interrupção por unidade consumidora, expressa em horas e centésimos de hora;

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

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

- b) Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (FEC), utilizando a seguinte fórmula:

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

Sendo:

FEC = frequência equivalente de interrupção por unidade consumidora, expressa em número de interrupções e centésimos do número de interrupções;

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

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

EXPURGO DE OCORRÊNCIAS DOS INDICADORES

De acordo com o item 5.6.2.2 do módulo 8 do PRODIST, na apuração dos indicadores DEC e FEC devem ser consideradas todas as interrupções, admitidas apenas as seguintes exceções:

- 1) Falha nas instalações da unidade consumidora que não provoque interrupção em instalações de terceiros;
- 2) Interrupção decorrente de obras de interesse exclusivo do consumidor e que afete somente a unidade consumidora do mesmo;
- 3) Interrupção em Situação de Emergência;
- 4) 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;
- 5) Vinculadas a programas de racionamento instituídos pela União;
- 6) Ocorridas em Dia Crítico;
- 7) Oriundas de atuação de Esquema Regional de Alívio de Carga estabelecido pelo ONS.

CARACTERIZAÇÃO DE DIA CRÍTICO

Segundo o módulo 1 do PRODIST, dia crítico é aquele em que a quantidade de ocorrências emergenciais, em um determinado conjunto de unidades consumidoras, superar a média acrescida de três desvios padrões dos valores diários. A média e o desvio padrão a serem usados serão os relativos aos 24 (vinte e quatro) meses anteriores ao ano em curso, incluindo os dias críticos já identificados.

2.3 MONTANTE DO USO DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO (MUST)

O MUST é contratado para cada ponto de conexão, e consiste na máxima potência ativa injetável no sistema, dividido em ponta e fora-ponta. Os contratos de uso do sistema de transmissão (CUST) estabelecem datas, montantes (MUST) contratados por ponto de conexão, entre outros.

O MUST é regido pela resolução normativa nº 666, de 23 de Junho de 2015, da ANEEL, que regulamenta a contratação do uso do sistema de transmissão e dá outras providências.

A resolução normativa nº 666 dita que para um dado ponto de conexão, se no período de um ano o MUST realizado não atingir 90% do contratado, uma taxa de sobrecontratação será paga. Se o MUST realizado ultrapassar 100% do contratado em um mês, uma taxa referente à diferença entre o contratado e o realizado será paga, para cada mês que houver ultrapassagem. Já se o MUST realizado ultrapassar 110% do contratado será paga uma multa de subcontratação proporcional à ultrapassagem e à taxa de uso do sistema de transmissão (TUST) multiplicada por 3.

Um resumo das multas à serem pagas por sobrecontratação e subcontratação se encontram no quadro 2, como dita a norma nº 666 da ANEEL:

Quadro 2 - Penalidades aplicadas por sobrecontratação ou subcontratação de MUST

Tipo	Intervalo	Multa
Sobrecontratação	Menor que 90%	$12 \times \text{Soma das Tarifas} \times TUST$
Contratação Ótima	Entre 90% e 100%	<i>Sem Multa</i>
Subcontratação	>100%	$(\text{Realizado} - \text{Contratado}) \times TUST$
	>110%	$(\text{Realizado} - \text{Contratado} \times 1,1) \times 3 \times TUST$

Fonte: *Elaborada pelo autor*

3 FERRAMENTAS UTILIZADAS

Durante o tempo de estágio algumas ferramentas e sistemas foram utilizados para possibilitar a realização das atividades, neste relatório estão destacados os mais utilizados.

3.1 SGD (SISTEMA DE GESTÃO DA DISTRIBUIÇÃO)

O Sistema de Gestão da Distribuição (SGD) é o sistema de gestão do cadastro de ativos da rede e registro de ocorrências técnicas. Contém dados de todas as ocorrências registradas, pendentes ou concluídas, essas ocorrências são geradas por ligações feitas pelos clientes através do *call center* ou de alarmes de equipamentos automatizados, o SGD traz informações sobre horário, causa, origem do defeito, tempo de atendimento, clientes afetados, todas as manobras realizadas em equipamentos (se houverem), além de permitir a visualização de todos os equipamentos e clientes cadastrados no sistema, pois é um sistema georeferenciado.

O SGD é utilizado pelos operadores do tempo para despachar equipes, e por diversos outros setores por outros motivos. A pré-operação, por exemplo, utiliza o SGD como auxílio para programar suas manobras e para registro de desligamentos programados, a pós-operação o utiliza para correção de ocorrências, entre outros, há uma importância muito grande na veracidade dos dados do SGD, pois os cálculos dos indicadores de continuidade são feitos se baseando no que foi registrado nesse sistema.

3.2 SICCI (SISTEMA DE CONTROLE E CÁLCULO DE INDENIZAÇÕES)

Sistema que, ao receber dados de todos os clientes, e as ocorrências ocorridas, faz o cálculo das compensações a serem pagas por violação dos indicadores de continuidade, DIC, FIC, DMIC e DICRI. O sistema permite consultar as compensações pagas por mês por cada indicador, além de trazer as compensações por cliente, individualmente, também é possível gerar um histórico dos indicadores de um cliente específico, em formato PDF, para enviá-lo quando o mesmo requisitar, segundo o PRODIST.

3.3 SIGOT (SISTEMA DE GERENCIAMENTO OTIMIZADO DA TRANSMISSÃO)

Sistema informatizado que controla e documenta todo processo de solicitação, aprovação e acompanhamento de intervenções em subestações e linhas de transmissão, envolvendo as áreas de operação, construção e manutenção da empresa em um único ambiente. Permite também o registro de ocorrências operacionais do sistema de transmissão e de outras atividades de pré-operação, pós-operação e operação em tempo real.

3.4 SISTEMA SCADA – POWER5 SIEMENS

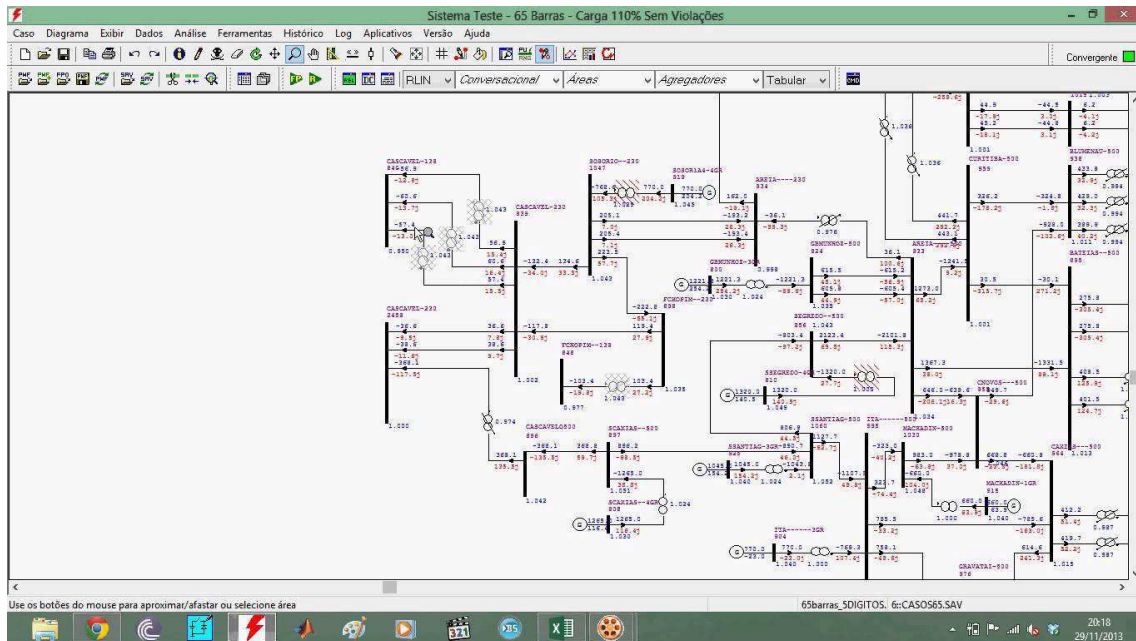
Sistema supervisorio utilizado na Energisa. Se comunica com os equipamentos remotamente, trazendo dados em tempo real, como tensão, corrente, potência, estado dos equipamentos, alarmes, entre outros. Esses dados são acessados pelo usuário por uma interface homem-máquina de fácil utilização, possibilitando além do acesso em tempo real, também o acesso de dados históricos.

3.5 ANAREDE

O ANAREDE é o programa computacional mais utilizado no Brasil na área de Sistemas Elétricos de Potência para estudos de fluxo de carga. É formado por um conjunto de aplicações integradas que inclui Fluxo de Potência, Equivalente de Redes, Análise de Contingências, Análise de Sensibilidade de Tensão e Fluxo e Análise de Segurança de Tensão. O programa dispõe ainda de modelo de curva de carga, modelo de bancos de capacitores / reatores chaveados para controle de tensão, modelos de equipamentos equivalentes e individualizados, algoritmo para verificação de conflito de controles e facilidades para estudos de recomposição do sistema. Sua poderosa interface gráfica, aliada à utilização dos aplicativos de pós-processamento de resultados FormCepel e do EditCepel, torna o seu uso simples e rápido. O programa destaca-se por sua robustez e confiabilidade.

Na figura 6 é ilustrada a tela do software ANAREDE, mostrando uma simulação de fluxo de carga que utiliza várias barras.

Figura 6: Tela do Software Anarede



Fonte: Site do ANAREDE

3.6 CAS HEMERA

Esta ferramenta fornece dados de consumo, demanda, interrupções no fornecimento de energia, gráficos fasoriais, dados de clientes e outros dados importantes para clientes de média e alta tensão, alguns equipamentos de subestações e alguns clientes de baixa tensão. Os dados são obtidos de medidores que se comunicam em tempo real com o sistema, trazendo leituras em intervalos fixados.

3.7 MICROSOFT EXCEL

O Microsoft Excel foi amplamente utilizado porque é de grande auxílio nos acompanhamentos feitos diariamente, e indispensável para fazer o tratamento dos dados extraídos pelos bancos de dados, dados esses muito volumosos para serem tratados manualmente. O VBA também é utilizado para automatizar e acelerar ainda mais os processos.

4 ATIVIDADES REALIZADAS

Um resumo das atividades realizadas pelo estagiário durante sua permanência na Energisa será relatado a seguir, sendo algumas delas atividades recorrentes e outras demandas extras, não sendo realizadas no dia-a-dia.

4.1 ACOMPANHAMENTO DO MONTANTE DE USO DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO (MUST)

São recebidos diariamente do setor de medição dados de potência ativa dos pontos de conexão da Energisa com as transmissoras. Diariamente é feita a atualização e a conferência dos dados recebidos.

O acompanhamento do MUST é importante para garantir que a contratação de demanda nos pontos de conexão está sendo bem realizada, pois esses dados servem de

insumo para os estudos feitos pela pré-operação para contratação do MUST. Esta contratação é anual e só pode ser modificada em 10% do valor contratado para o ano. O acompanhamento também é importante para garantir que, se um ponto de conexão não atingiu 90% do MUST contratado até o fim do ano, alguma carga seja transferida para ele de outro ponto de conexão, afim de evitar uma multa por sobrecontratação.

Além dos pontos anteriormente mencionados, esse acompanhamento também tem o intuito de garantir que os valores cobrados pelo ONS pelas ultrapassagens do MUST contratado (quando ocorrem), sejam consistentes. Mensalmente o ONS envia os dados referentes à dois meses anteriores, evidenciando ultrapassagens do MUST contratado por ponto de conexão, além de requisitar dados faltantes, caso haja algum.

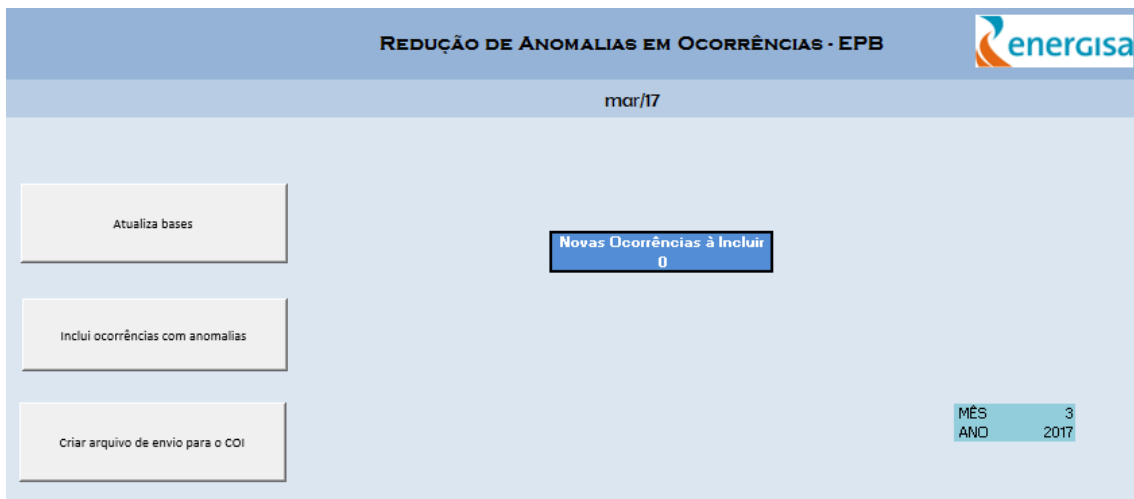
Caso haja dados de consumo faltantes, é importante que estes sejam requisitados ao departamento de medição, para que possam resgatar esses dados do medidor de retaguarda. Porém, em casos em que este também apresenta problemas, os dados devem ser extraídos do sistema supervisorio ou do HEMERA, utilizando leituras das barras das subestações, demandas de grandes clientes, e ainda da geração, se existir.

4.2 CONSTRUÇÃO/ATUALIZAÇÃO DE RELATÓRIOS DE INDICADORES OPERACIONAIS

Ficou à cargo do Estagiário a construção de novos relatórios relacionados aos indicadores operacionais. Um exemplo foi a criação da planilha de acompanhamento para o projeto de redução de anomalias em ocorrências, que tem uma grande complexidade e sua atualização ficou resumida à pequenos passos simples e rápidos.

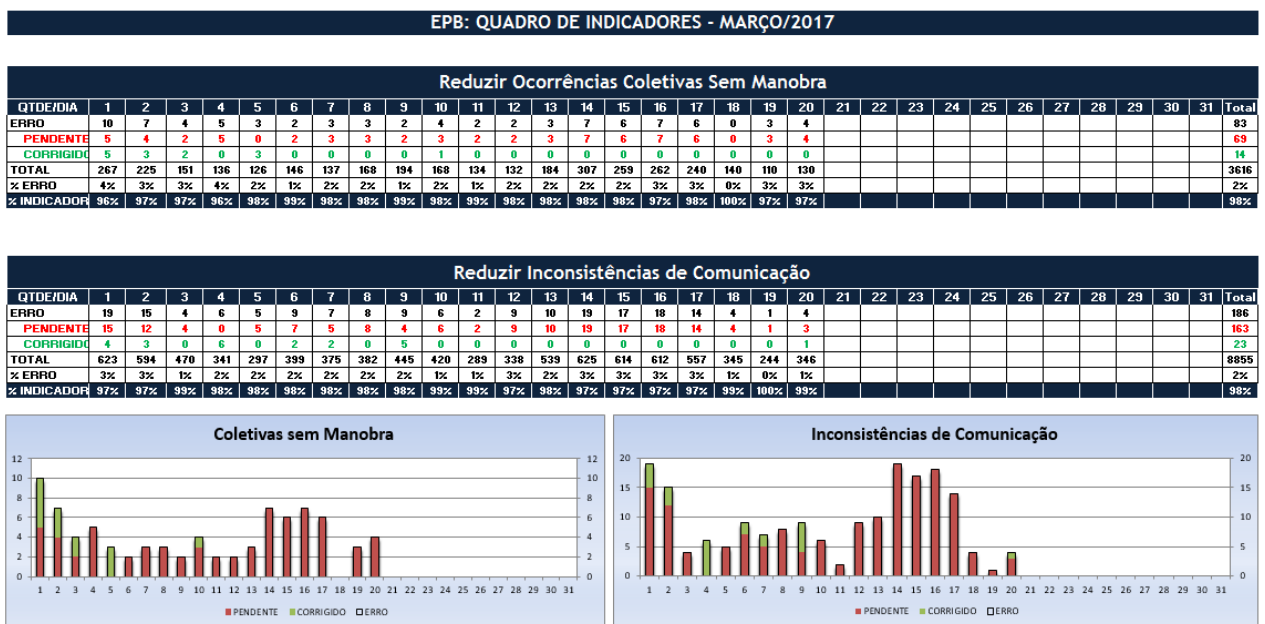
Na figura 7 é apresentado o detalhamento dos passos necessários para realizar a atualização do acompanhamento, cada um dos botões está conectado com códigos em VBA que automatizam atividades repetitivas. Na Figura 8 é mostrado um dos relatórios gerados automaticamente que detalha o progresso do projeto no mês atual.

Figura 7: Aba de atualização da planilha de redução de anomalias em ocorrências



Fonte: Elaborada pelo autor

Figura 8: Aba de resumo da planilha de redução de anomalias em ocorrências



Fonte: Elaborada pelo autor

Além da criação de novos relatórios e planilhas de acompanhamento, o estagiário também agiu na melhoria dos relatórios e acompanhamentos já implementados, buscando sempre conseguir melhores resultados e uma melhor visualização com menor esforço, utilizando cada vez mais a automatização através do VBA e outras ferramentas.

4.3 INFORMATIVO DIÁRIO DE COMPENSAÇÃO AOS CLIENTES

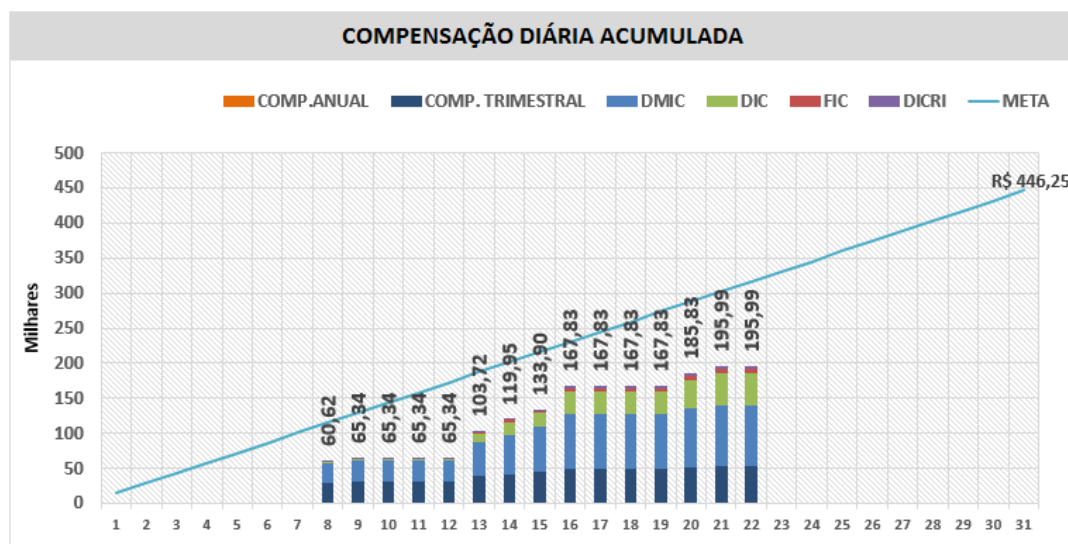
O acompanhamento das compensações à serem pagas tem o intuito de nortear o desempenho da distribuidora nos seus indicadores de continuidade, já que há uma relação direta entre os indicadores e a compensação.

O acompanhamento é feito diariamente, e além de ter caráter informativo, e de servir como insumo para estudos, acompanhar diariamente esse valor permite saber o valor das compensações pagas por dia, o que facilita encontrar valores atípicos, que sinalizam possíveis ocorrências com anomalias, essas ocorrências são analisadas e podem ser corrigidas, contabilizando corretamente os indicadores de continuidade e os valores de compensação.

O SGD Carga processa todas as ocorrências encerradas, gera uma base, que é carregada e incorporada ao SICCI, onde são efetuados os cálculos das compensações de acordo com os indicadores apurados, as metas, coeficiente e encargos para cada cliente.

Na Figura 9 é apresentado o gráfico de compensação diária acumulada, cada dia esse gráfico é incrementado com os valores de compensação à serem pagos pela ultrapassagem dos indicadores de continuidade individuais (DIC, FIC, DMIC e DICRI).

Figura 9: Gráfico de compensação diária acumulada

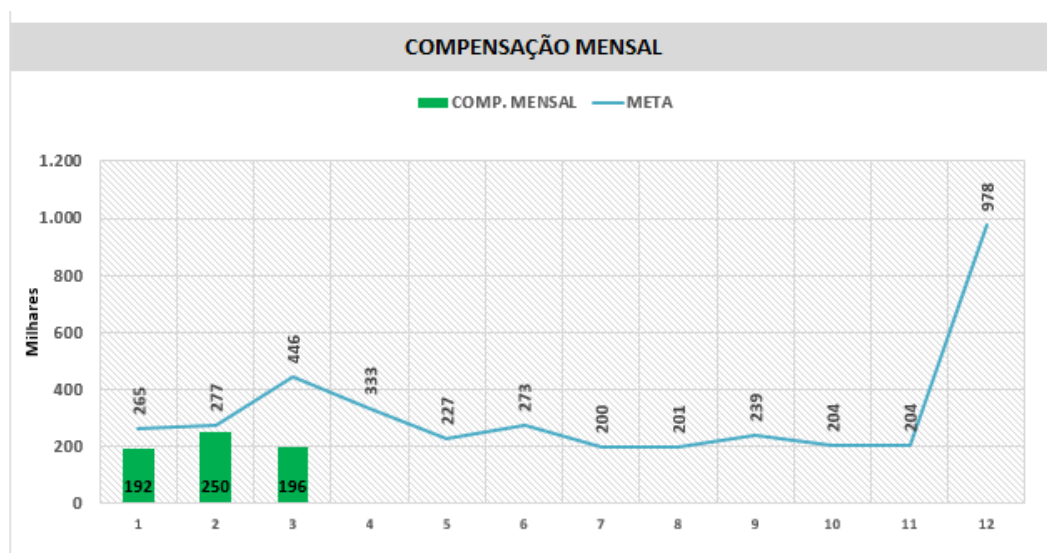


Fonte: Elaborada pelo autor

Na Figura 10 mostra-se o gráfico de compensação mensal, por ele é possível acompanhar o valor total pago de compensação aos clientes pra cada mês do ano,

observando ainda a meta estabelecida pela Energisa para cada mês, tendo a cor verde os meses em que os valores estão dentro da meta e a cor vermelha os meses em que as compensações pagas ultrapassaram as metas.

Figura 10: Gráfico de compensação mensal



Fonte: Elaborada pelo autor

Também são mostradas projeções dos indicadores ao fim do mês, e uma previsão do montante total compensado.

4.4 ACOMPANHAMENTO DE VALORES ELEVADOS DE COMPENSAÇÃO

Ainda no escopo das compensações por ultrapassagem dos limites de indicadores de continuidade, são geradas planilhas para acompanhar diariamente as maiores compensações, essas exigem uma análise manual e profunda, procurando e confirmando causas, manobras, horários, e comparando com as telemedições obtidas através do HEMERA, se houverem. Havendo erros serão feitas as correções necessárias para garantir a contabilização correta dos indicadores.

Similarmente ao acompanhamento das maiores compensações, é feita uma análise de ocorrências de grandes clientes (Grupo A), pois estes têm metas menores, encargos maiores, e conseqüentemente um impacto muito grande nos indicadores e nas

compensações. As ocorrências que afetam esses clientes são analisadas e comparadas com os dados do medidor do cliente que são obtidas do HEMERA.

Na figura 11 é mostrado o gráfico da demanda de um cliente obtido através do HEMERA, na figura 12 são mostradas as manobras de uma ocorrência que afetou esse cliente no mesmo dia, esses dois dados devem ser comparados e validados.

Figura 11: Gráfico de demanda de um cliente grupo A



Fonte: Elaborada pelo autor

Figura 12: Consulta de manobras de ocorrência de cliente grupo A

Consulta de Manobras da Ocorrência:									
Flag	Tipo	Código U	Estado	Realizado	Cientes Atingidos	Cientes Vip	Cientes Especiais	KVA Atingidos	Descrição
EN	Seccionador	3341	A	14/02/2017 04:39:00	266	21	0	1915,305	ACC
EN	Seccionador	3341	F	14/02/2017 08:22:00	266	21	0	1915,305	NORMALIZADO0

Fonte: Elaborada pelo autor

4.5 ACOMPANHAMENTO DE CURTO-CIRCUITOS EM RELIGADORES DE SED

Com o objetivo de garantir a devida contabilização das interrupções em eventos de curto circuito em alimentadores é feito um acompanhamento dos desarmes dos religadores automáticos das subestações, os ACC (acionamentos por curto circuito) ocorrem quando, devido a um curto circuito, a proteção por sobrecorrente atua e, ao fim do ciclo de religamento o defeito não é extinto, os chamados RECLOSED ocorrem quando o religamento ocorre com sucesso, na primeira ou segunda tentativa (o defeito era transitório). Diariamente são registrados os religamentos e os ACC.

Os desarmes em religadores de subestação são registrados pelos operadores no SIGOT, e contém o alimentador afetado, início e fim, descrição do evento, manobras, corrente de curto circuito, proteção atuada, entre outras informações úteis, na figura 13 está detalhada uma ocorrência de desarme em um religador registrada no SIGOT.

Figura 13: Exemplo de uma ocorrência extraída do SIGOT

Tipo Ocorrência: DESARME ALIMENTADOR								Total: 17
Código:	Situação:	Início:	Fim:	Instalação (1):	Equipamento (1):	Causa:	Transf. Carga:	
181/2017	ENCERRADA	07/02/2017 12:17	07/02/2017 13:04	SE STR	21L8	DEFEITO ESTRUTURA/ACESSÓRIOS	NÃO	
Tipo RA: 1-Desarme sem religamento								
Resumo: ACC ATUANDO A PROTEÇÃO 50BC - ABRIU POR PROT. INSTANTÂNEA SEM RELIGAMENTO.								
LOCALIZADO PULO DE MT ROMPIDO - CONFORME OCORRÊNCIA 2017 - 24552								

Fonte: Elaborada pelo autor

Esses dados são importantes, primeiramente, porque são insumos para diversos estudos, e são requisitados por diferentes setores, os dados dos ACC também são usados em outra atividade realizada pelo estagiário, a análise das curvas de corrente dos alimentadores em dias com registro de desarmes em alimentadores.

Também é feito um acompanhamento das correntes de curto, e quando estas atingem um nível muito elevado, uma solicitação de serviço é aberta para inspeção por termovisão do alimentador afetado, buscando por possíveis danos no mesmo.

É detalhado na figura 14 parte do acompanhamento de curtos circuitos em religadores de subestação, detalhando a sua classificação por data, empresa, regional, alimentador, entre outros dados que facilitam a visualização e o uso desse acompanhamento para se obter dados para outros estudos.

Figura 14: Acompanhamento dos curto-circuitos em religadores de SEDs

Curto-Circuito Empresas/Regionais											2017	
REGIONA	EMPRESA	SE / ALIM	OCOR_SGT	CAUSA_SGD	ANO_OCOR_SIGOT	MÊS	DI	OCOR_SIGOT	DH_INICIO	DH_FINAL		
Leste	EPB	PRT-L4	2017-21687	Pipa na Rede	2017	2	2	169	9:36:23	10:06:04		
Leste	EPB	CDE-L2	2017-23239	Defeito em Jumper/Conexão	2017	2	4	176	20:38:56	21:07:17		
Leste	EPB	STR-L8	2017-24552	Cabo Partido	2017	2	7	181	12:17:16	13:04:50		
Oeste	EPB	TXR-L3	2017-25979	Árvore na rede	2017	2	9	190	18:30:45	18:35:54		
Oeste	EPB	IBR-L2	2017-26177	Pino isolador danificado (AT)	2017	2	10	191	0:52:32			
Leste	EPB	CRIL-L4	2017-26265	Pino isolador danificado (AT)	2017	2	10	192	7:11:00	7:58:14		
Leste	EPB	RTT-L1	2017-26502	Causa não identificada	2017	2	10	193	10:39:12	12:29:19		
Oeste	EPB	URIN-L3	2017-26664	Pino isolador danificado (AT)	2017	2	10	195	13:56:13	17:07:49		
Leste	EPB	CDE-L3	2017-26744	Árvore na rede	2017	2	10	197	15:21:09			
Leste	EPB	CAA-L3	2017-27002	Jumper AT	2017	2	10	198	21:50:58	0:40:00		
Leste	EPB	MAA-L4	2017-27108	Causa não identificada	2017	2	11	203	6:19:11	6:20:04		
Oeste	EPB	PBL-L4	2017-27877	Animal na rede	2017	2	12	200	2:26:14	5:33:33		
Leste	EPB	MRU-L5	2017-27889	Pino isolador danificado (AT)	2017	2	12	201	6:12:36	8:41:58		
Oeste	EPB	PBL-L1	2017-27909	Pino isolador danificado (AT)	2017	2	12	202	7:03:51	10:26:57		
Leste	EPB	MRU-L8	2017-28241	Cabo Partido	2017	2	12	204	18:23:47	19:31:13		

Fonte: Elaborada pelo autor

4.6 ANÁLISE DAS CURVAS DE CORRENTE DOS ALIMENTADORES

Após o registro dos eventos de curto circuito na planilha de acompanhamento dos ACCs e RECLOSEDs, outra planilha vinculada à ela é atualizada, essa planilha tem como objetivo a análise daqueles eventos registrados, buscando por anomalias, que podem sinalizar erros à serem corrigidos.

Na figura 15 está detalhado o acompanhamento dos eventos registrados, onde todas as ocorrências com o status pendente devem ser analisadas, se estiverem registradas corretamente o status é modificado para “verificada”, se encontrada alguma discrepância, o status é modificado para “anomalia” para que sejam feitas verificações mais profundas.

Figura 15: Análise das Curvas de corrente

DIA	OCOR_SGD	SE / ALIMENT	INICIO	FINAL	STATUS
31	2016-220357	MRU-L3	31/10/2016 07:17	31/10/2016 08:12	VERIFICADA
30	2016-219812	CJZ-L6	30/10/2016 01:44	30/10/2016 10:11	VERIFICADA
29	2016-219404	CDE-L1	29/10/2016 06:31	29/10/2016 07:33	VERIFICADA
	2016-219731	CAA-L3	29/10/2016 16:35	29/10/2016 19:35	VERIFICADA
27	2016-218263	CDE-L1	27/10/2016 05:41	27/10/2016 07:47	VERIFICADA
	2016-218343	DST-L5	27/10/2016 08:49	27/10/2016 10:23	VERIFICADA
23	2016-21919	BVT-M3	23/10/2016 01:32	23/10/2016 02:12	ANOMALIA
	2016-216142	GBA-L6	23/10/2016 04:55	23/10/2016 07:07	VERIFICADA
	2016-216408	PRT-L2	23/10/2016 18:23	23/10/2016 19:12	VERIFICADA
22	2016-215688	PRI-L5	22/10/2016 09:42	22/10/2016 09:46	VERIFICADA
21	2016-215361	CRM-L3	21/10/2016 16:30	(vazio)	VERIFICADA
	2016-215565	DST-L4	21/10/2016 23:55	22/10/2016 00:44	VERIFICADA
18	2016-21601	CGU-L9	18/10/2016 15:16	18/10/2016 15:38	VERIFICADA
17	2016-212594	LCN-L2	17/10/2016 18:57	(vazio)	VERIFICADA
16	2016-202068	CTR-L5	16/10/2016 07:36	16/10/2016 07:38	VERIFICADA
14	2016-209906	SLZ-L3	14/10/2016 01:39	(vazio)	VERIFICADA
	2016-210188	CAA-L4	14/10/2016 12:25	(vazio)	VERIFICADA
13	2016-209531	ARA-L2	13/10/2016 15:46	(vazio)	VERIFICADA
	2016-208942	MRU-L3	(vazio)	(vazio)	VERIFICADA
12	2016-207844	STR-L7	12/10/2016 02:34	12/10/2016 03:33	VERIFICADA
	2016-207852	PLU-L2	12/10/2016 02:41	12/10/2016 09:42	VERIFICADA
	2016-207879	ILB-L1	12/10/2016 04:38	12/10/2016 08:17	VERIFICADA
	2016-21036	CGU-L1	12/10/2016 07:39	12/10/2016 09:41	VERIFICADA
	2016-208358	BQR-L2	12/10/2016 11:18	(vazio)	VERIFICADA
	2016-208675	SPE-L1	12/10/2016 21:32	12/10/2016 21:36	VERIFICADA
11	2016-207041	SPE-L3	12/10/2016 16:47	12/10/2016 19:46	VERIFICADA
		CJZ-L4	11/10/2016 12:27	11/10/2016 14:28	VERIFICADA

Fonte: Elaborada pelo autor

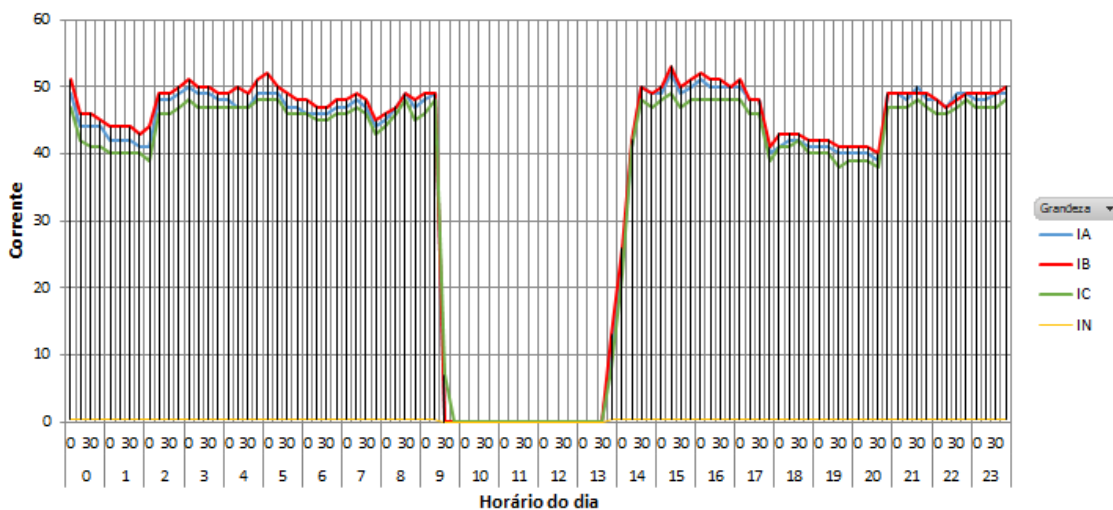
Cada um desses eventos registrados é analisado, sendo extraídos do sistema supervisor dados de corrente nas três fases e no neutro para cada alimentador, nas datas dos eventos e um dia antes e um dia depois, com esses dados uma curva de

corrente é montada, e o comportamento dessa curva é comparado com a ocorrência associada à esse curto circuito, o comportamento deve ser compatível com o das manobras, com a ressalva de que o sistema supervisorio da Energisa armazena medições a cada 15 minutos, então se ocorrer algo entre dois intervalos de medição, não será percebido na curva de corrente

Essa análise é importantíssima pelo quantitativo de clientes envolvidos nesse tipo de ocorrência (abrangência de alimentador). Essas curvas estão sendo requisitada pela agência reguladora, e caso sejam encontradas irregularidades as multas podem ser milionárias, durante o estágio a Energisa Borborema e a Energisa Paraíba foram auditadas pela ARPB (Agência regulatória da Paraíba) e essas curvas foram requisitadas, reforçando a importância desse acompanhamento.

É detalhada na figura 16 a curva de corrente do alimentador CDE-L5 no dia 24/02/2017, essa curva é então comparada com as manobras registradas na ocorrência de um curto circuito no mesmo alimentador no mesmo dia (detalhadas na figura 17), verificando que as manobras registradas no SGD estão sendo validadas pela curva de corrente do alimentador, esse evento pode ter seu status modificado para “verificado”.

Figura 16: Curva de Corrente do alimentador



Fonte: Elaborada pelo autor

Figura 17: Consulta de manobras da ocorrência

Consulta de Manobras da Ocorrência:												
Flag	Tipo	Código Unidade	Estado	Previsto	Realizado	Tipo da Chave -	Client	Clic	Clic	KVA Atingid	Eq	Descrição
LO	Seccionador	CDE21L5	A		24/02/2017 09:27:21	RL - / CDE-L5	219	41	0	1596,013		CO DESARME
LO	Seccionador	16861	A		24/02/2017 09:29:58	RR - / CDE-L5	0	0	0	0		CO ABERTO - NÃO VIU CURTO
EM	Seccionador	16861	F		24/02/2017 09:33:54	RR - / CDE-L5	0	0	0	0		CO DESCONSIDERAR
EM	Seccionador	CDE21L5	F		24/02/2017 10:38:21	RL - / CDE-L5	219	41	0	1596,013		CO TESTE
EM	Seccionador	CDE21L5	A		24/02/2017 10:38:24	RL - / CDE-L5	219	41	0	1596,013		CO ACC
EM	Seccionador	16861	A		24/02/2017 10:43:12	RR - / CDE-L5	0	0	0	0		CO ABERTO PARA TESTE POSTE
EM	Seccionador	18192	A		24/02/2017 11:12:00	CF - / CDE-L5	0	0	0	0		PR ABERTA PARA TESTE
EM	Seccionador	CDE21L5	F		24/02/2017 11:17:43	RL - / CDE-L5	0	0	0	0		CO TESTE COM ÊXITO (NENHUM
EM	Seccionador	CDE21L5	A		24/02/2017 12:09:07	RL - / CDE-L5	0	0	0	0		CO ABERTO - NÃO HAVIA UCS EM
EM	Seccionador	16861	F		24/02/2017 12:36:18	RR - / CDE-L5	0	0	0	0		CO FECHADO
EN	Seccionador	CDE21L5	F		24/02/2017 13:41:07	RL - / CDE-L5	0	0	0	0		CO NORMALIZADO
EN	Seccionador	18192	F		24/02/2017 13:41:07	CF - / CDE-L5	219	41	0	1596,013		PR CONSIDERAR FECHADA ANT

Fonte: Elaborada pelo autor

4.7 APOIO EM ESTUDOS DE FLUXO DE POTÊNCIA PARA DEFINIÇÃO DE CENÁRIOS OTIMIZADOS DE RECOMPOSIÇÃO DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO EM CONTINGÊNCIAS

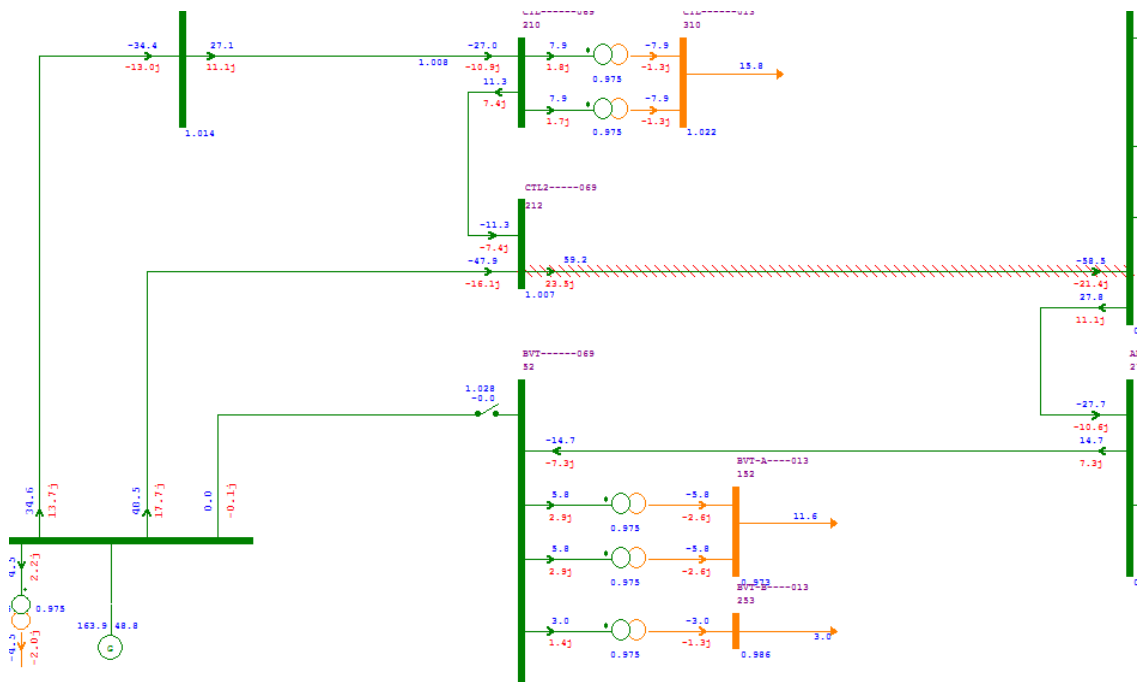
Esse estudo tem o objetivo de estabelecer procedimentos operacionais a serem adotados pelos operadores do Centro de Operação Integrado – COI, para recompor o sistema de alta tensão da Energisa com agilidade e segurança, quando submetido a contingências.

O estudo é feito através de simulações feitas pelo software ANAREDE, simulando a perda de cada uma das linhas da regional. Para cada linha são feitas simulações para encontrar o melhor método de recomposição, mais rápido e mais seguro. Nesse estudo são levadas em consideração sobretensão nas barras, carregamentos dos cabos, transferências de carga via distribuição ou via outras regionais, entre outros.

Deve-se garantir também que a transferência de cargas entre as regionais (quando houver) não resulte em ultrapassagem no montante de uso do sistema de transmissão (MUST) contratado para as regionais. Também deve ser observado o montante de uso do sistema de distribuição (MUSD) quando há transferência de carga entre empresas distintas, uma transferência de uma carga da Energisa Paraíba para Energisa Borborema, por exemplo.

Na figura 18 é ilustrada a simulação de uma contingência numa linha entre o barramento de 69kV da SED Campina Grande II e a SED BVT, nota-se que nesse caso a SED pode continuar sendo atendida devido à configuração de anel, porém o carregamento do cabo está muito elevado, nesse caso um corte de carga é necessário.

Figura 18: Simulação da perda de uma linha no ANAREDE



Fonte: Elaborada pelo autor

Um documento é criado para cada regional descrevendo o passo a passo para recomposição para diversas situações de perdas de linhas, esse documento é usado pelo COI nesses eventos, agilizando o processo de restauração da energia dos clientes, ficando estes pouco tempo interrompidos, o que diminui consideravelmente os indicadores de continuidade da empresa e melhora a satisfação do cliente.

Um exemplo de plano de ação para contingência está descrito no quadro 3, orientando as ações à serem executadas pelos operadores quando ocorrer a perda da linha de distribuição 02J3 CAMPINA GRANDE II/BORBOREMA, nela estão descritos todos os passos, detalhadamente, incluindo manobras à serem realizadas, testes à serem feitos, mudanças no grupo de proteção de disjuntores, inspeção, manutenção, e até o limite de corrente que os cabos suportam:

Quadro 3 - Plano de contingência de uma linha de distribuição

Atende a todos os patamares de carga	Passo	Comando	Execução	Procedimento	Ação	Item de Controle
	1	COI	COI	Realizar testes de religamento Manual conforme PRO-008-2016	- Realizar testes de religamento manual: -Com Condição Adversa: 1 teste -Sem Condição Adversa: 1 teste	-
	2	COI	COI	Desligar LDAT 02J3 CGD/ BBR (336,4 CAA – 510A) no terminal BBR.	- Abrir 12J3 na SED BBR.	-
	3	COI	COI	Alterar grupos de proteção	- Alterar o 12M1 BBR para o grupo 2; - Alterar o 12J4 ESP para o grupo 2.	
	4	COI/NOS	COI	Atender pelas LDAT's 02V1 PLU/ARA (336,4 CAA – 510A) e 02V2 PLU/ARA (1/0CAA - 230A)- SED's BBR e ESP.	- Fechar o 12J4 ARA.	- Limite de proteção do 12V1 ESP 288 A - Limite de cabo da 02V1 ESP/ ARA 336,4 CAA – 510A; - Limite de proteção do 12V2 ESP 256 A - Limite de cabo da 02V2 ESP/ ARA 1/0 CAA – 230A;
	5	COI	CHESF	Providenciar inspeção na LDAT 02J3 CGD/ BBR com sinergia.		-
	6	COI	COI/CHESF	Desligar LDAT 02J3 CGD/ BBR (336,4 CAA – 510A) no terminal CGD.	- Abrir 12J3 na SED CGD.	-
	7	COI	COI	Entregar LDAT 02J3 CGD/ BBR para manutenção		
8	COI	COI/CHESF	Após energização da LDAT 02J3 CGD/ BBR a partir de CGD, providenciar o retorno das cargas para configuração normal.	- Retornar 12M1 BBR para o grupo 1; - Retornar 12J4 ESP para o grupo 1; - Fechar 12J3 na SED CGD; - Fechar 12J3 na SED BBR; - Abrir o 12J4 ARA	-	

Fonte: Elaborada pelo autor

4.8 APOIO EM PROJETO DE REDUÇÃO DE ANOMALIAS EM OCORRÊNCIAS - DEOP

Projeto que começou a ser implementado pelo supervisor da pós operação no fim de Outubro, com apoio direto do estagiário, consiste no acompanhamento diário de erros em ocorrências encerradas no SGD. Esse projeto tem como objetivo reduzir anomalias verificadas em ocorrências encerradas, garantindo-se consistência nos indicadores apurados, minimizando riscos regulatórios que possam expor a distribuidora à penalidades. Os erros acompanhados foram dois:

ERRO DE OCORRÊNCIA COLETIVA SEM MANOBRA

Todas as manobras de abrangência coletiva (Transformador, Chave, Alimentador, SED) devem, obrigatoriamente, ter ao menos uma manobra registrada.

$$\text{Indicador} = 1 - \frac{\text{Coletivas sem Manobra}}{\text{Ocorrencias Coletivas}}$$

ERRO DE ASSOCIAÇÃO DE COMUNICAÇÃO

Ocorrências não devem ter comunicações associadas feitas antes do horário de início da ocorrência nem feitas após o horário de término da mesma.

$$\text{Indicador} = 1 - \frac{\text{Inconsistências}}{\text{NAE}}$$

Onde NAE é o número total de ocorrências do mês.

Foi criado um indicador para cada um desses erros, e as ações desse projeto tem o objetivo de atingir os 100% desses indicadores. Anteriormente esses erros não eram acompanhados, e ficava à cargo dos técnicos da Pós-Operação fazer a correção dessas ocorrências, que tem um quantitativo muito alto, tomando um tempo considerável diariamente.

Essas ações colocam as correções nas mãos dos operadores do COI, fazendo com que eles tenham mais atenção no encerramento desse tipo de ocorrências, diminuindo o quantitativo de erros. Espera-se que em alguns meses as correções necessárias sejam mínimas.

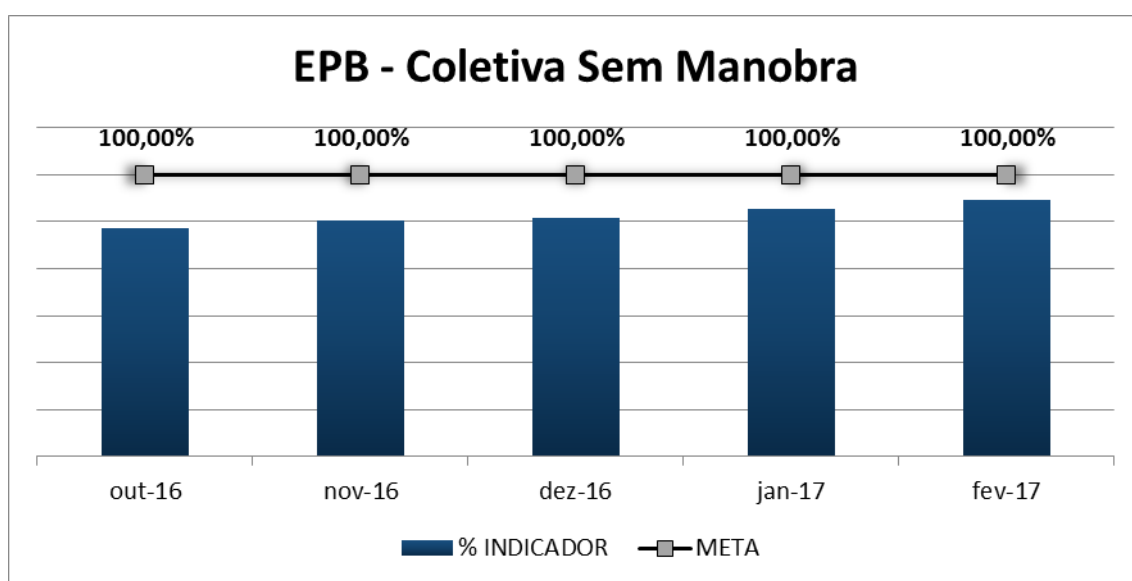
Ficou a cargo do estagiário a criação e atualização diária do acompanhamento, além da análise dos resultados obtidos, a fim de monitorar o andamento do projeto e auxiliar na proposta de novas ações.

A atualização diária inclui as novas ocorrências encerradas, a planilha foi feita com fórmulas que identificam esses erros de manobra/comunicação, e uma macro em VBA faz a inclusão dessas ocorrências com erro numa lista, essa lista contém todas as ocorrências com erros, incluindo todas as suas informações e se já foi ou não corrigida, trazendo inclusive por quem foi feita a correção.

Esse acompanhamento traz informações necessárias para o monitoramento e a evolução do projeto. Todos os dias os dados colhidos são enviados dados ao supervisor do COI para análise, uma das informações repassadas é a contabilização de erros por operador, tornando possível a tratativa do problema individualmente, através do supervisor.

Na Figura 19 mostra-se um dos resultados que a execução desse projeto vem propiciando, gradativamente o indicador vem crescendo, chegando cada vez mais próximo da meta, que é de 100%.

Figura 19: Gráfico mostrando a evolução do projeto



Fonte: Elaborada pelo autor

4.9 ESTIMATIVA DE IMPACTOS DE GRANDES EVENTOS NOS INDICADORES DE CONTINUIDADE E NAS COMPENSAÇÕES

Estando o estagiário dominando os conceitos de indicadores de continuidade e compensações, foram atribuídas a ele algumas atividades com o intuito de estimar impactos de grandes eventos nesses indicadores e a compensação aproximada. Esses eventos podem ser de vários tipos: contingências, desligamentos programados, energizações de subestações, entre outros.

Para a energização de uma subestação, foi calculado o impacto da mesma utilizando as manobras que foram programadas, como o desligamento é programado, apenas o indicador DIC é computado, dado que as manobras ocorram dentro do tempo planejado, se o tempo for ultrapassado, o DMIC passa a computar.

Foi estimada a compensação para os casos em que há atraso na execução das manobras, de um minuto ou de uma hora, esses dados são importantes para quantificar a importância da execução dessas manobras, e evitar ao máximo um atraso, que geraria prejuízo financeiro que pode ser evitado.

Na figura 20 é mostrado o impacto que o atraso na execução traria nas compensações, que apesar de parecer pouco é um valor expressivo considerando que esses clientes são da Energisa Borborema, e sua meta de compensação é baixíssima, esse levantamento serviu para que os responsáveis pela execução tivessem uma ideia do prejuízo associado à atrasos na obra.

Figura 20: Estimativa de impacto de energização de SED nas compensações

Trafos	N° UCS	Início	Fim	Alimentador novo	Trecho	ESTIMATIVA DE COMPENSAÇÃO (1 Minuto a mais)				ESTIMATIVA DE COMPENSAÇÃO (1 Hora a mais)			
						DMIC	DIC	DIC Anual	TOTAL	DMIC	DIC	DIC Anual	TOTAL
123	470	07:00	16:00	L1SLD	Rurais de OLIVEDOS	R\$ 229,83		R\$ 0,86	R\$ 230,68	R\$ 322,52		R\$ 1,10	R\$ 323,61
80	931	07:00	16:00	L1SLD	Rurais de OLIVEDOS		R\$ 1.819,79	R\$ 156,64	R\$ 1.976,43		R\$ 2.029,90	R\$ 226,17	R\$ 2.256,07
81	931	07:00	16:00	L1SLD	Rurais de OLIVEDOS				R\$ -				R\$ -
82	2239	07:00	16:00	L1SLD	Rurais + Centro de OLIVEDOS	R\$ 1.934,37		R\$ 37,74	R\$ 1.972,12	R\$ 2.431,57		R\$ 44,80	R\$ 2.476,37
									R\$ -				R\$ -
137	470	07:00	16:00	L3SLD	Rurais de Soledade	R\$ 266,03		R\$ 23,48	R\$ 289,52	R\$ 373,32		R\$ 27,64	R\$ 400,96
									R\$ -				R\$ -
63	4952	07:30	10:00	L2SLD	Centro de Soledade	R\$ -		R\$ 42,95	R\$ 42,95	R\$ 119,89		R\$ 72,75	R\$ 192,64
88	175	07:30	16:00	L2SLD	Rurais de Soledade	R\$ 113,12		R\$ 6,41	R\$ 119,53	R\$ 170,37		R\$ 9,87	R\$ 180,24
						R\$ 2.543,35	R\$ 1.819,79	R\$ 268,09	R\$ 4.631,23	R\$ 3.417,67	R\$ 2.029,90	R\$ 384,33	R\$ 5.831,90

Fonte: Elaborada pelo autor

Também foi realizado pelo estagiário o estudo do impacto de uma contingência onde o transformador de uma SED 138/69kV fosse avariado, deixando toda uma regional sem fornecimento por um longo período de tempo (desconsiderando as

transferências de carga entre as regionais). Esse estudo foi usado como insumo para avaliar, no quesito financeiro e de impacto nos indicadores da empresa, a possibilidade da aquisição de um segundo transformador, que evitaria essa interrupção.

4.10 ESTUDO DE PRIORIZAÇÃO DE CARGAS E PCMC

O Plano de Corte Manual de Carga é um dispositivo usado pelo ONS para aliviar carga, corrigindo a frequência do sistema interligado nacional. Esse corte acontece em passos de 5% da carga total da empresa, podendo ser cortados até 35% da carga total, um documento é requisitado detalhando a ordem de corte, seja de alimentadores, de transformadores, de barramentos, etc.

Foi atribuída ao estagiário a responsabilidade de realizar o estudo de priorização de cargas, e posteriormente elaborar o plano manual de corte de cargas para Energisa Paraíba e Borborema.

O Primeiro passo do estudo de priorização de cargas é definir quais parâmetros são considerados importantes, e atribuir pesos para esses parâmetros. Os parâmetros escolhidos foram:

- Consumo dos Clientes;
- Número de Clientes: A quantidade de clientes impacta diretamente nos indicadores coletivos de continuidade (DEC, FEC) que são proporcionais a essa quantidade;
- Compensação Potencial: A compensação potencial foi calculada para cada cliente conectado aos alimentadores, com Metas, EUSD e coeficientes reais, simulando uma interrupção de 12 horas para cada um deles;
- Quantidade de Clientes Grupo A: Clientes de média/alta tensão;
- Clientes Eletrodependentes: Clientes que dependem de eletricidade para seu tratamento;
- Hospitais.

Com todos esses dados em mão os alimentadores foram ranqueados de acordo com sua importância, formando uma tabela de prioridade de carga, onde os

alimentadores com menor importância são os primeiros na ordem de corte, sua estrutura está ilustrada na figura 21.

Figura 21: Estrutura da tabela de priorização de cargas

TABELA DE PRIORIDADE DE CARGA						
ORDEM CORTE	ALIMENTADOR	% PRIORIDADE	MW	%	REGIONAL	
1	Alimentador 1	1%	0,30	0,04%	Regional 1	
2	Alimentador 2	1%	0,34	0,05%	Regional 1	
3	Alimentador 3	1%	0,28	0,04%	Regional 2	
4	Alimentador 4	1%	0,22	0,03%	Regional 4	
5	Alimentador 5	1%	0,29	0,04%	Regional 3	
6	Alimentador 6	1%	0,41	0,06%	Regional 1	
7	Alimentador 7	1%	0,78	0,11%	Regional 1	
8	Alimentador 8	1%	0,51	0,07%	Regional 1	
9	Alimentador 9	1%	0,59	0,08%	Regional 3	
10	Alimentador 10	1%	0,89	0,13%	Regional 3	
11	Alimentador 11	1%	0,57	0,08%	Regional 5	
12	Alimentador 12	1%	5,32	0,75%	Regional 2	
13	Alimentador 13	1%	0,69	0,10%	Regional 1	
14	Alimentador 14	1%	1,56	0,22%	Regional 1	

Fonte: Elaborada pelo autor

Utilizando a ordem de corte da tabela de prioridade de carga e as previsões de demanda máxima feitas pela ASPO, para contabilizar o montante de corte de cada alimentador, os alimentadores são agrupados em passos de corte, sete passos, cada passo com 5% do montante de carga total da empresa, totalizando 35% da carga total.

4.11 ANÁLISE E VALIDAÇÃO DE DADOS REFERENTES À FISCALIZAÇÕES DE QUALIDADE DE SERVIÇO EBO/EPB

Começando no ano de 2016, a agência reguladora da Paraíba (ARPB) realizou na EBO uma fiscalização referente à qualidade de serviços referente ao ano de 2015. Nessa fiscalização eles obtiveram acesso à todos os sistemas ENERGISA, e requisitaram dados de todas as interrupções ocorridas no ano, além de dados dos indicadores individuais de todos os clientes.

Posteriormente foram requisitadas as curvas de corrente dos alimentadores para validar as interrupções dos clientes. Essas curvas de corrente ainda não faziam parte do

acompanhamento no ano de 2015, então ficou à cargo do estagiário montar todas essas curvas requisitadas, para validação da ARPB.

Algumas das ocorrências foram sinalizadas como não conformidades, com alegação de não estarem coerentes com o comportamento da curva de corrente, porém essas ocorrências foram divididas em casos semelhantes pelo estagiário e seu supervisor, e explicadas na resposta da EBO ao órgão fiscalizador, que aceitou a resposta e desqualificou esses casos, tendo então a EBO sido auditada sem nenhuma penalidade.

Nas últimas semanas de estágio, uma nova fiscalização teve início, dessa vez uma fiscalização na EPB, tendo esta o mesmo escopo da fiscalização à EBO, devido ao montante muito maior de dados presentes na EPB em comparação com a EBO, de início já foi passada ao estagiário a tarefa de garantir que todas as curvas de corrente sejam extraídas, para que quando esses dados sejam requisitados já estejam em mãos.

5 CONCLUSÃO

O estágio na Energisa é uma experiência enriquecedora para um estudante de engenharia elétrica, fixa e agrega conteúdo, introduz o estagiário ao mercado de trabalho, onde há um encorajamento a pro atividade, a resolução de problemas, a criação de novos processos e melhoramento de processos atuais, ao trabalho em equipe e outras habilidades essenciais nos dias de hoje.

O Estagiário contribuiu ativamente nas atividades da Pós-Operação, com atividades realizadas diariamente, e sempre com demandas extras, participando de projetos e de atividades importantes, inclusive de uma auditoria, tendo um grande aprendizado na área de distribuição de energia elétrica, adquirindo conhecimento dos Procedimentos de Distribuição (PRODIST), da norma 414 da ANEEL, da utilização de sistema supervisorio, e ainda de estudos envolvendo fluxo de carga utilizando o software ANAREDE, todos esses conhecimentos são de extrema importância e ajuda para o estagiário, que pretende continuar nessa área.

Também foi muito importante a vivência num ambiente de trabalho empresarial, o convívio com excelentes e experientes profissionais agregou muito conhecimento ao estagiário, essa vivência contribuiu para a assimilação dos conteúdos abordados durante o curso. Os conhecimentos teóricos adquiridos ao longo do curso foram vastamente utilizados, e facilitaram as atividades realizadas pelo estagiário, principalmente conceitos de sistemas elétricos de potência, equipamentos elétricos e proteção de sistemas elétricos, colocando-os na prática, e visualizando os resultados.

6 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] ABRADÉE. **A Distribuição de Energia**. Disponível em www.abradee.com.br/setor-de-distribuicao/a-distribuicao-de-energia. Acesso em: 14 de mar. 2017.
- [2] ANAREDE. **ANAREDE - Análise de Redes Elétricas**. Disponível em: <http://www.anarede.cepel.br>. Acesso em: 15 de mar. 2017.
- [3] ANEEL. **Divulgação dos limites dos indicadores DIC, FIC, DMIC e DICRI** Disponível em: www2.aneel.gov.br/aplicacoes/srd/indqual/default.cfm. Acesso em: 16 de mar. 2017.
- [4] ANEEL. **Procedimentos de distribuição de energia elétrica no sistema elétrico nacional (PRODIST) – Módulo 1 – Introdução**. Disponível em <http://www.aneel.gov.br/modulo-1>. Acesso em: 16 de mar. 2017.
- [5] ANEEL. **Procedimentos de distribuição de energia elétrica no sistema elétrico nacional (PRODIST) – Módulo 8 – Qualidade de energia elétrica**. Disponível em <http://www.aneel.gov.br/modulo-8>. Acesso em: 16 de mar. 2017.
- [6] ANEEL. **Resolução Normativa N°666**. Disponível em www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015666.pdf. Acesso em: 03 de abr. 2017.
- [7] ENERGISA. **Planilha de informações gerais da Pós-Operação EPB**. ENERGISA.
- [8] GARCIA. **Tópicos de sistemas de transmissão e de distribuição de energia elétrica**. Disponível em: www.osetoelettrico.com.br/web/documentos/fasciculos/Ed74_fasc_distribuicao_cap2.pdf. Acesso em: 16 de mar. 2017.
- [9] **Sobre a Energisa**. Disponível em: <http://www.energisa.com.br/institucional/Paginas/sobre-energisa.aspx>. Acesso em: 16 de mar. 2017.