

UNIVERSIDADE FEDERAL FLUMINENSE
ESCOLA DE ENGENHARIA
MESTRADO EM ENGENHARIA ELÉTRICA E DE TELECOMUNICAÇÕES

JÚLIO CÉZAR SIMÕES DOS SANTOS

**APLICAÇÃO DE INOVAÇÕES TECNOLÓGICAS NA REDE DE MÉDIA TENSÃO
COM FOCO NA REDUÇÃO DOS INDICADORES DE QUALIDADE**

Niterói
2020

JÚLIO CÉZAR SIMÕES DOS SANTOS

**APLICAÇÃO DE INOVAÇÕES TECNOLÓGICAS NA REDE DE MÉDIA TENSÃO
COM FOCO NA REDUÇÃO DOS INDICADORES DE QUALIDADE**

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e de Telecomunicações da Universidade Federal Fluminense, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Mestre em Energia Elétrica e de Telecomunicações.

Orientador
Prof. Henrique Henriques, D.Sc.

Niterói
2020

JÚLIO CÉZAR SIMÕES DOS SANTOS

**APLICAÇÃO DE INOVAÇÕES TECNOLÓGICAS NA REDE DE MÉDIA TENSÃO
COM FOCO NA REDUÇÃO DOS INDICADORES DE QUALIDADE**

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e de Telecomunicações da Universidade Federal Fluminense, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Mestre em Energia Elétrica e de Telecomunicações.

BANCA EXAMINADORA

Prof. Henrique de Oliveira Henriques, D.Sc. – **Orientador**
Universidade Federal Fluminense – UFF

Prof. Vitor Hugo Ferreira, D.Sc.
Universidade Federal do Rio de Janeiro – UFF

Prof. Heraldo Luis Silveira de Almeida, D.Sc.
Universidade Federal do Rio de Janeiro – UFRJ

DEDICATÓRIA

Primeiramente, quero dedicar este trabalho a Deus, que orienta e guia meus passos direcionando minhas ações e pensamentos.

Quero dedicar, também, à minha esposa Adriana e ao meu filho Lucas, pelo apoio e compreensão, principalmente nos dias em que dediquei grande parte do meu tempo a execução deste trabalho e por entender o simbolismo deste título na minha carreira acadêmica.

AGRADECIMENTOS

Em primeiro lugar, agradeço a Deus, por tudo que fez e que continua fazendo para a concretização deste trabalho.

À minha esposa e ao meu filho, pelo apoio e incentivo para que eu pudesse perseverar e seguir em frente na conclusão desta dissertação.

Ao meu orientador, Professor Dr. Henrique Henriques, pela seriedade, direcionamento e firmeza para o empenho necessário para que este trabalho fosse concretizado.

Aos professores do Programa de Pós-Graduação *Stricto Sensu* Mestrado em Engenharia Elétrica e de Telecomunicações, da Universidade Federal Fluminense, que puderam passar seus conhecimentos fundamentais de forma bem objetiva e transparente, contribuindo na construção de cada pilar que compôs este trabalho.

Aos profissionais técnicos que disponibilizaram os dados necessários à conclusão desta pesquisa.

Aos colegas de trabalho que apoiaram a disponibilização de dados e informações para a geração das análises e conclusões.

Aos amigos do curso, que estiveram sempre presentes, e aos amigos do trabalho, que viram neste esforço, nesta jornada de Mestrado, um estímulo para a continuação do desenvolvimento intelectual e acadêmico.

“Aqueles que passam por nós não vão sós.
Deixam um pouco de si, levam um pouco de
nós”.

Antoine de Saint-Exupéry

RESUMO

A qualidade do Fornecimento de Energia se torna cada vez mais imprescindível na vida das pessoas, como por exemplo, na saúde, na educação e no lazer. No cenário nacional, o Órgão Regulador, a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, define limites máximos da duração e frequência das indisponibilidades de energia, para que se perpetue o conceito de melhoria contínua. As Distribuidoras de Energia têm o papel fundamental de incorporar, no seu Plano de Trabalho Estratégico, ações de Manutenção e Investimento, com foco em amortizar os impactos das indisponibilidades de energia quando surgem. A tecnologia é um fator imperativo para que se alcancem as métricas definidas pela ANEEL e a digitalização é um destes pilares. A incorporação de dispositivos eletrônicos e micro processados tem sido usada para acelerar o fluxo das informações, munir a rede de distribuição com inteligência capaz de tomar decisões e trabalhar com lógicas. Cada vez mais, a interconexão e a “capilarização” dos dados, via software, são imprescindíveis para o bom desempenho da operação da rede, tendo como consequência a melhor qualidade da energia para os clientes. Nesse contexto, este trabalho apresenta uma visão que abrange todo o cenário estratégico do Plano de Manutenção e investimento da distribuição, antes e depois da incorporação da tecnologia já citada de Digitalização, identificando os benefícios nos indicadores de qualidade segmentados por cada eixo de tecnologia associados ao sistema elétrico de uma concessionária de distribuição brasileira. Um estudo de caso será apresentado, contemplando especificamente o Projeto de Telecontrole, que aportou um extraordinário benefício na redução expressiva dos Indicadores DEC e FEC. Outros resultados importantes estão associados à redução no tempo de restabelecimento de grandes blocos de carga nos circuitos de média tensão, através da operação de abertura e fechamento de dispositivos por comando a distância, ao reflexo de redução de indicadores operacionais e ao impacto na satisfação dos clientes.

Palavras-chave: Qualidade, Energia, Tecnologia, Eficiência, Telecontrole.

ABSTRACT

The quality of the Energy Supply becomes increasingly essential in people's lives, such as in health, education and leisure. In the national scenario, the Regulatory Agency, the National Electric Energy Agency - ANEEL, defines maximum limits on the duration and frequency of energy unavailability, so that the concept of continuous improvement is perpetuated. The Energy Distributors have the fundamental role of incorporating Maintenance and Investment actions in their Strategic Work Plan, with a focus on amortizing the impacts of unavailability when they arise. Technology is an imperative factor for achieving the metrics defined by ANEEL and digitization is one of these pillars. The incorporation of electronic and micro-processed devices has been used to accelerate the flow of information, equip the Distribution Network with intelligence capable of making decisions and working with logic. Increasingly, the interconnection and capillarization of data, via software, are essential for the good performance of the network operation, resulting in the best quality of Energy for Customers. In this context, this work presents a vision that covers the entire strategic scenario of the distribution maintenance and investment plan, before and after the incorporation of the aforementioned Digitalization technology, identifying the benefits in the quality indicators segmented by each technology axis associated with the electrical system of a Brazilian distribution concessionaire. A case study will be presented, specifically contemplating the Telecontrol Project, which brought an extraordinary benefit in the expressive reduction of the DEC and FEC Indicators. Other important results are associated with a reduction in the time to restore large load blocks in medium voltage circuits, through the operation of opening and closing devices by remote control, the reflex of reducing operational indicators and the impact on customer satisfaction.

Keywords: Quality, Energy, Technology, Efficiency, Telecontrol.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 - Cenário potencializado pela Tecnologia - Fonte Própria.....	18
Figura 2 - Comportamento Indicador DEC LTM Meta versus Realizado período de 10 anos – Fonte Aneel	24
Figura 3 - Comportamento Indicador FEC LTM Meta versus Realizado período de 10 anos – Fonte Aneel	25
Figura 4 - Trajetória do GAP dos Indicadores DEC e FEC LTM versus Metas – Fonte Dados Aneel.....	26
Figura 5 - Relação GAP DEC/FEC 2009 até 2015 – Fonte Dados Aneel	27
Figura 6 - Relação GAP DEC/FEC 2009 até 2018 – Fonte Aneel.....	27
Figura 7 - Comportamento Indicador DEC Brasil/Sudeste/Distribuidora A – Fonte Aneel	28
Figura 8 - Comportamento Indicador FEC Brasil/Sudeste/Distribuidora A – Fonte Aneel.....	29
Figura 9 - Ciclo PDCA do Plano de Manutenção – Fonte Própria.....	31
Figura 10 - Fluxograma do Plano de Inspeção – Fonte Distribuidora A.....	33
Figura 11 - Fluxograma do Plano de Poda – Fonte Distribuidora A.....	35
Figura 12 - Equipe executando a atividade de Poda - Fonte Distribuidora A.....	35
Figura 13 – Fluxo de Correção de defeitos – Fonte Distribuidora A	36
Figura 14 – Equipe executando a atividade de Correção de Defeitos – Fonte Distribuidora A	36
Figura 15 - Equipe executando a atividade de Lavagem de Rede – Fonte Distribuidora A	38
Figura 16 - Reflexo dos benefícios decorrente da aplicação da Tecnologia	39
Figura 17 - Fluxo de controle de inspeção pedestre - Fonte Distribuidora A	41
Figura 18 - Tela com o Programa Mobile de Cadastro de Poda - Fonte Distribuidora A.....	42
Figura 19 - Simulação das situações de arborização em proximidade da rede de distribuição - Fonte Distribuidora A.....	42
Figura 20 - Mapeamento dos pontos de vegetação carregados no Sistema GOM - Fonte Distribuidora A.....	43
Figura 21 - Sistema de Gestão e Controle das atividades de Poda - Distribuidora A	44
Figura 22 - Grau de identificação de Criticidade da Poda com o uso do Helicóptero vs. Colaborador	45
Figura 23 - Tecnologia LIDAR que segmenta em cores os parâmetros pré-definidos para mapeamento de proximidade - Fonte GEOCART	46
Figura 24 - Gráfico com valores comparativos entre as Inspeções Pedestres e Aérea.....	46
Figura 25 - Tela de Monitoramento dos Sistema de captura de dados em Tempo Real da Inspeção - Fonte Distribuidora A	47
Figura 26 - Sistema de Joystick para direcionar o ponto correto do leitor de termovisão - Fonte Distribuidora A.....	48
Figura 27 - Sistema identificando pelo mapa de cores as temperaturas nas estruturas e componentes - Fonte Distribuidora A	48
Figura 28 - Gráfico com valores comparativos entre as Inspeções Pedestres e com Carro Termovisor	48

Figura 29 - Carro tanque com Sistema de jateamento de água a distância controlado por Joystick - Fonte Distribuidora A	49
Figura 30 - Vista superior de jateamento de água nas cadeia de isoladores - Fonte Distribuidora A	50
Figura 31 - Visão Geral da Lavagem de Rede com Monitoramento à Distância - Fonte Distribuidora A	50
Figura 32 - Vista lateral superior da lavagem de Rede à Distância - Fonte Distribuidora A ...	50
Figura 33 - Metáfora de Captura de Benefício Antecipado.....	53
Figura 34 - Impacto Percentual da Quantidade Interrupções por Nível de Tensão - Fonte Distribuidora A	56
Figura 35 - Impacto Percentual no DEC por Nível de Tensão - Fonte Distribuidora A	56
Figura 36 - Impacto Percentual no FEC por Nível de Tensão - Fonte Distribuidora A.....	56
Figura 37 - Chave Telecomandada em 15 kV com seus principais componentes - Fonte Distribuidora A	57
Figura 38 - Monitor de Ramal para atuar como apoio na identificação de “faltas” - Fonte Control	59
Figura 39 - Gráfico comparativo do Tempo Médio de Preparação com e sem Monitor de Ramal - Fonte Distribuidora A	59
Figura 40 - Sistema de Monitoramento de Alarme do Monitor de Ramal - Fonte Distribuidora A	60
Figura 41 - Impacto Percentual de Causas no Indicador DEC - Fonte Distribuidora A	62
Figura 42 - Impacto Percentual de Causas no Indicador FEC - Fonte Distribuidora A	61
Figura 43 - Religador automático monofásico Fusesaver - Fonte Siemens	62
Figura 44 - Visão da instalação Religador automático monofásico Fusesaver na rede de 13,8 kV - Fonte Siemens	63
Figura 45 - Religador automático monofásico Tripsaver - Fonte S&C Electric Company	64
Figura 46 - Instalação do Religador automático monofásico Tripsaver - Fonte S&C Electric Company.....	64
Figura 47 - Componentes construtivos do Religador Automático Monofásico Tripsaver - Fonte S&C Electric Company	64
Figura 48 - Seccionalizador Eletrônico Digital - Fonte CELSA.....	66
Figura 49 - Componentes construtivos do Seccionalizador Eletrônico - Fonte CELSA.....	66
Figura 50 - Filosofia operacional de transferência de cargas no Centro Satélite - Fonte Distribuidora A	67
Figura 51 - Infraestrutura do Centro Satélite - Fonte Distribuidora A	68
Figura 52 - Evolução da construção de rede isolada na Distribuidora A	68
Figura 53 - Parâmetros para poda em detrimento da característica construtiva da rede de distribuição - Fonte Distribuidora A.....	69
Figura 54 - Característica construtiva do Cabo Elicord – Camadas de Proteção - Fonte Distribuidora A.....	70
Figura 55 - Cabo Elicord - Fonte Distribuidora A	700
Figura 56 - Cabo Elicord – Estrutura de Suspensão - Fonte Distribuidora A	71
Figura 57 - Cabo Elicord – Estrutura de Ancoragem - Fonte Distribuidora A	71
Figura 58 - Cabo Elicord – Lançamento Condutor Isolado - Fonte Distribuidora A.....	72

Figura 59 - Cabo Elicord – Roldanas múltiplas estruturas passantes (suspensão) - Fonte Distribuidora A.....	72
Figura 60 - Cabo Elicord – Cabo Guia - Fonte Distribuidora A	72
Figura 61 - Cabo Elicord – Camisa de Puxamento - Fonte Distribuidora A.....	73
Figura 62 - Cabo Elicord – Traçado do Cabo - Fonte Distribuidora A.....	73
Figura 63 - Cabo Elicord – Freio e Puller respectivamente - Fonte Distribuidora A.....	73
Figura 64 - Comportamento gráfico de redução do indicador FEC – Fonte Distribuidora A..	74
Figura 65 - Comportamento gráfico de redução do indicador DEC – Fonte Distribuidora A .	75
Figura 66 - Indicador DEC LTM Causa Vegetação – Fonte de Dados Distribuidora A.....	76
Figura 67 - Indicador FEC LTM Causa Vegetação – Fonte de Dados Distribuidora A	76
Figura 68 - Indicador FEC LTM Causa Deterioração – Fonte de Dados Distribuidora A	77
Figura 69 - Indicador DEC LTM Causa Deterioração – Fonte Distribuidora A.....	78
Figura 70 - Evolução do Indicador DEC LTM do Segmento de Rede Ramal – Fonte Distribuidora A.....	80
Figura 71 - Evolução do Indicador FEC LTM do Segmento de Rede Ramal – Fonte Distribuidora A.....	81
Figura 72 - Acompanhamento TMP entre as Ocorrências Emergenciais com e sem Monitor de Ramal.....	82
Figura 73 - Evolução da Quantidade de Falhas na Rede de Média Tensão – Fonte Distribuidora A	83
Figura 74 - Quantidade Mensal de Centro Satélite/Container Instalados – Fonte Distribuidora A	84
Figura 75 – Evolução LTM dos clientes afetados vs. Centro Satélite Instalado – Fonte Distribuidora A.....	84
Figura 76 – Benefício DEC LTM por Tipologia de Tecnologia – Período 2016-2018	Erro! Indicador não definido.
Figura 77 – Benefício FEC LTM por Tipologia de Tecnologia – Período 2016-2018.....	Erro! Indicador não definido.
Figura 78 - Diagrama de linha única com os dispositivos de manobra e informações operacionais - Fonte Distribuidora A	89
Figura 79 - Exemplo de atributos elétricos e físicos em Chave de 1ª Manobra na Rede de Média Tensão - Fonte Distribuidora A	90
Figura 80 - Quantidade de Equipamentos Telecomandados em Operação - Fonte Distribuidora A	90
Figura 81 - Relatório Operacional de Performance Ano 2015 - Fonte ANATEL	91
Figura 82 - Relatório Operacional de Performance Ano 2016 - Fonte ANATEL	91
Figura 83 - Relatório de Controle de Performance por Tipo de Tecnologia de Comunicação - Fonte Distribuidora A.....	92
Figura 84 - Arquitetura do Projeto Telecontrole - Fonte Distribuidora A.....	93
Figura 85 - Terminal Remoto e seus componentes - Fonte Distribuidora A.....	94
Figura 86 - Diagrama unifilar dispositivos de controle remoto para operação - Fonte Distribuidora A.....	96
Figura 87 - Exemplo de Manobras após um desarme do circuito de média tensão - Fonte Distribuidora A.....	97

Figura 88 - Exemplo de Manobras após um desarme do circuito de média tensão - Fonte Distribuidora A.....	98
Figura 89 - Comportamento Indicador DEC LTM da Distribuidora A ao longo de 2015 - Fonte Aneel.....	Erro! Indicador não definido.
Figura 90 - Comportamento Indicador FEC LTM da Distribuidora A ao longo de 2015 - Fonte Aneel.....	100
Figura 91 - Tempo de Manobras Totais vs Manobras Telecomandadas - Fonte Distribuidora A	102
Figura 92 - Indicador de Qualidade DEC LTM – Dez/15 a Set/18 - Fonte ANEEL	103
Figura 93 - Indicador de Qualidade FEC LTM – Dez/15 a Set/18 - Fonte ANEEL.....	103
Figura 94 - Gráfico de Dispersão Equipamentos vs. Indicador DEC – Fonte de Dados Distribuidora A.....	104
Figura 95 - Gráfico de Benefício DEC vs. Quantidade de Equipamentos - Fonte Distribuidora A	104
Figura 96 - Gráfico de acompanhamento de evolução da Quantidade de Manobras Telecomandadas - Fonte Distribuidora A.....	105
Figura 97 - Evolução de Redução de Custos Operacionais nas atividades de Manobras - Fonte de Dados Distribuidora A.....	106
Figura 98 - Redução Financeira dos custos operacionais nos atendimentos de emergência - Fonte de Dados Distribuidora A.....	106
Figura 99 - Índice de Satisfação de Qualidade Percebida Distribuidora A - Fonte ANEEL .	107

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Relação GAP DEC sobre GAP FEC	26
Tabela 2 - Especificação dos Condutores - Fonte Distribuidora A	69
Tabela 3 - Correlação Quantidade de Podas vs. Indicador de Duração - DEC	74
Tabela 4 - Acompanhamento Mensal dos Indicadores de Emissão CO ² e Exposição de Horas Trabalhadas.....	79
Tabela 5 - Benefício do telecontrole apresentado nos eventos das Figuras 87 e 88 - Fonte Própria.....	98
Tabela 6 - Atributos comparativos dos indicadores de qualidade – Brasil vs. Europa - Fonte Própria	101
Tabela 7 - Comparação dos Indicadores de Qualidade entre Distribuidoras dos Continentes Americano (America do Sul) e Europeu – Set/2018 vs Dez/2015 - Fonte Própria.....	102

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

Abradee	Associação Brasileira de Distribuidoras de Energia Elétrica
AMP	<i>Annual Maintenance Plan</i>
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
APP	<i>Aplicattion</i>
BDGD	Base de Dados Georreferenciada da Distribuidora
BT	Baixa Tensão
CAPEX	<i>Capital Expenditure</i>
Cc	Unidades consumidoras faturadas do conjunto no período de apuração
CONH	Consumidor Hora
CONI	Consumidor Interrompido
COS	Centro de Operação do Sistema
DEC	Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora
DEC LTM	Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora em 12 meses
DIC	Duração Individual de Interrupção por Unidade Consumidora ou Ponto de Conexão
FEC	Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora
FEC LTM	Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora e, 12 meses
FIC	Frequência Individual de Interrupção por Unidade Consumidora ou Ponto de Conexão
GOM	Sistema de Gestão Operacional da Manutenção
GPRS	<i>General Packet Radio Services</i>
i	Índice de unidades consumidoras atendidas em Baixa Tensão ou Média Tensão faturadas do conjunto elétrico
IDAR	Índice de Desempenho da Área
IDAT	Índice de Desempenho do Atributo
IHM	Interface Homem Máquina
IMS	<i>Interruttori Di Manovra Selezionatore</i>
ISQP	Índice de Satisfação com a Qualidade Percebida
Km	Quilômetro
LIDAR	<i>Light Detection and Ranging</i>
LTM	<i>Last Twelve Months</i>

MMI	<i>Man Machine Interface</i>
MQS	Melhoria da Qualidade do Serviço
MT	Média Tensão
OPEX	<i>Operational Expenditure</i>
PDCA	<i>Plan Do Check Act</i>
Prodist	Procedimento de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
RGDAT	<i>Rilevatore di Guasto e di Assenza Tensione</i>
RTU	<i>Remote Terminal Unit</i>
SAIDI	<i>System Average Interruption Duration Index</i>
SAIFI	<i>System Average Interruption Frequency Index</i>
SE	Subestação
SMP	<i>Strategic Maintenance Plan</i>
STM	Sistema de Telecontrole da Média Tensão
STWeb	Pacote de Ferramentas WEB para Sistema de Telecontrole
TCP/IP	<i>Transmission Control Protocol/ Internet Protocol</i>
UP	Unidade de Processamento

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO.....	17
1.1 CONTEXTUALIZAÇÃO.....	17
1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS	19
1.3 ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO	19
2 QUALIDADE DE FORNECIMENTO	21
2.1 INDICADORES DE QUALIDADE	21
2.1.1 Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora - DEC.....	21
2.1.2 Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora - FEC	22
2.2 CENÁRIO BRASIL	23
2.3 CENÁRIO SUDESTE.....	27
2.4 AÇÕES PARA MELHORIA DOS INDICADORES DE QUALIDADE	29
3 PLANO DE MANUTENÇÃO	31
3.1 VISÃO GERAL.....	31
3.1.1 Plano de Inspeção	33
3.1.2 Plano de Poda	34
3.1.3 Plano de Correção de Defeitos	35
3.1.4 Plano de Lavagem de Rede	37
3.2 MODELO POTENCIALIZADO COM USO DE NOVAS TECNOLOGIAS ASSOCIADAS A DIGITALIZAÇÃO	38
3.2.1 Plano de Inspeção Pedestre	40
3.2.2 Plano de Inspeção Aérea - Helicóptero	45
3.2.3 Plano de Inspeção Terrestre (Carro Termógrafo).....	47
3.2.4 Plano de Lavagem de Estrutura com Monitoramento e Atuação a Distância	49
4 PLANO DE INVESTIMENTO.....	51
4.1 MODELO PADRÃO.....	51
4.1.1 Substituição de Equipamentos.....	51
4.1.2 Recondutoramento de Rede de Distribuição	52
4.2 MODELO POTENCIALIZADO COM O USO DE NOVAS TECNOLOGIAS CONSTRUTIVAS.....	52
4.2.1 Telecontrole da Rede de Distribuição	57
4.2.2 Monitoramento da Rede de Distribuição.....	58
4.2.3 Equipamentos de Proteção de Ramais de Média Tensão	60
4.2.3.1 Fusesaver	62
4.2.3.2 Tripsaver.....	63
4.2.3.3 Seccionalizador Eletrônico Digital.....	65
4.2.4 Centro Satélite e Container.....	66
4.2.5 Recondutoramento com Cabo Elicord.....	68
4.2.5.1 Condutores.....	69
4.2.5.2 Estruturas Utilizadas para Suporte do Cabo Elicord	70

4.2.5.3 Construção da Rede Isolada	71
5. RESULTADO OPERACIONAL DA APLICAÇÃO DA DIGITALIZAÇÃO NA MANUTENÇÃO E PADRÃO CONSTRUTIVO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO	74
5.1 DIGITALIZAÇÃO DA MANUTENÇÃO	74
5.1.1 Poda	74
5.1.2 Correção de Defeitos	77
5.2 DIGITALIZAÇÃO DO PADRÃO CONSTRUTIVO DA REDE DE MÉDIA TENSÃO	78
5.2.1 Telecontrole	78
5.2.2 Proteção de Ramais	80
5.2.3 Monitoramento de Rede	81
5.2.4 Recondutoramento	82
5.2.5 Estrutural (Centro Satélite e Container)	84
5.3 Benefícios Globais	85
6. PLANO DE MELHORIA OPERACIONAL	88
6.1. TELECOMANDO NA REDE DE MÉDIA TENSÃO	88
6.1.1 Modelo Operacional antes do uso da tecnologia do Telecomando	88
6.1.2 Modelo Operacional incorporando a tecnologia do Telecomando	90
6.1.3 Arquitetura do Projeto Telecontrole	93
6.1.4 Componentes da Chave Telecomandada	94
6.1.5 Lógica de funcionamento da Chave Telecomandada	95
6.1.6 Modelo atual de operação com telecomando	95
7 RESULTADOS OPERACIONAIS DA DISTRIBUIDORA ASSOCIADOS A CONTINUIDADE DO SERVIÇO E SATISFAÇÃO DOS CLIENTES DO PROJETO TELECONTROLE - ESTUDO DE CASO	98
7.1 INTRODUÇÃO	98
7.2 TEMPO MÉDIO DE PRIMEIRA MANOBRA	102
7.3 INDICADORES DE CONTINUIDADE DEC e FEC	103
7.4 CORRELAÇÃO ENTRE O INDICADOR DE CONTINUIDADE DEC vs. EQUIPAMENTOS TELECOMANDADOS	104
7.5 REDUÇÃO DE CUSTOS OPERACIONAIS	105
7.6 ÍNDICE DE SATISFAÇÃO COM A QUALIDADE PERCEBIDA ISQP	106
7.7 CONSIDERAÇÕES SOBRE O ESTUDO DE CASO	107
8 CONCLUSÃO	108
9 TRABALHOS FUTUROS	110
9.1 AVANÇO DA AUTOMAÇÃO DE REDE DE DISTRIBUIÇÃO – FINALIZAÇÃO DA AUTOMAÇÃO E INÍCIO DO SELF-HEALING	110
10 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	111
ANEXOS	113

1 INTRODUÇÃO

1.1 CONTEXTUALIZAÇÃO

A eletricidade pode ser considerada um produto cuja disponibilidade permite a ascensão a estados de conforto, lazer e trabalho, cada vez mais desejados pelas pessoas. A busca pela qualidade percebida e pela qualidade do produto entregue ao consumidor faz com que a eficiência se torne uma ferramenta necessária na busca da melhoria na continuidade e disponibilidade do produto energia elétrica, dentro dos padrões regulares definidos pela ANEEL (SANTOS et al., 2019). Face à necessidade de melhora contínua da qualidade imposta ao produto, ações e tecnologia devem andar lado a lado e a todo momento permear a visão das distribuidoras, estando intrínsecas nas atividades diárias de manutenção e investimento da rede de distribuição. Neste segmento, novos estudos e aplicabilidades se desenvolvem, de forma que o diferencial não esteja somente na entrega do produto Energia Elétrica em si, mas também na forma e na satisfação como ela é percebida pelo cliente.

Será mostrado, neste trabalho, como a tecnologia integrada às ações de sustentabilidade técnica da distribuidora (manutenção, investimento e eficiência operacional) converge para que se tenha uma melhoria dos Indicadores de Qualidade que garantam a Sustentabilidade e longevidade do Negócio da Distribuidora. A Figura 1 mostra o cenário “standard (Top Down)¹” e o cenário potencializado “(Bottom Up)²” com a aplicação da tecnologia. Esta figura reflete a mudança de paradigma na forma estratégica operacional da distribuidora, que sai do modelo conservador (Top Down), onde são identificadas ações a serem realizadas pelos modelos de diagnósticos tradicionais, por pilar com ações direcionadas, para o modelo inovador (Bottom Up), que aplica o estudo do benefício de novas tecnologias e como isto se reflete nos indicadores globais de continuidade. A presente pesquisa tem a expectativa de mostrar a eficácia deste modelo de trabalho.

¹ Top Down – Neste cenário, define-se que as ações seguem o fluxo de cima para baixo, isto é, define-se um requisito orçamentário/estratégico e desdobra-se em ações para alcançá-lo.

² Bottom Up – Neste cenário, identifica-se as oportunidades capilarizadas no foco de atuação e a partir dos benefícios identificados mostra-se os resultados operacionais;

do custo - benefício. É imprescindível o aproveitamento em potencial de todas as oportunidades identificadas no segmento de distribuição de energia elétrica (FLORES et al., 2018).

1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

O trabalho tem como objetivo principal mostrar os planos tradicionais de manutenção de uma empresa de distribuição de energia e seus aspectos potencializados. Será mostrada a influência positiva da melhora tecnológica, direcionada ao alcance dos resultados projetados, necessários para redução do desvio em relação às metas oficiais, definidas pelo órgão regulador.

É importante salientar que a sobrevivência e longevidade das ações de manutenção dependem da atuação em paralelo do plano de investimento, que tem como principal objetivo a melhoria cronológica da vida útil dos ativos, minimizando os danos e consequentes impactos nos indicadores de qualidade.

O trabalho também abordará, especificamente, os aspectos associados aos Indicadores de desempenho de qualidade, tanto aqueles relativos à Manutenção, quanto os relativos ao progresso Físico do Investimento. Estes conjuntos de fatores monitorados periodicamente são os insumos adequados para o diagnóstico da distribuidora, apontará quando e onde se deve atuar para que o traçado dos indicadores seja cumprido.

1.3 ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO

Já abordados os tópicos iniciais 1.1 e 1.2, referentes à Contextualização e Objetivos Específicos, segue-se com a estrutura do trabalho, que é composto por mais 9 capítulos adicionais a este, conforme descrição a seguir.

No capítulo 02, será informado o comportamento dos indicadores de continuidade, DEC e FEC, passando pelo cenário Brasil, Sudeste e os indicadores da distribuidora, objeto deste trabalho. Serão mostradas a evolução da Distribuidora no período de 2009 a 2018, a relação DEC sobre FEC e a importância da estruturação estratégica do plano de manutenção e investimento, além da remodelação da forma de trabalho, com aplicações de tecnologias.

No capítulo 03, será mostrada a estrutura do Plano de Manutenção da Distribuidora, no aspecto geral, passando pelas principais atividades que são inspeção nos circuitos de média tensão, execução de poda, correção de defeitos e lavagem de rede de distribuição nas regiões com agressividade salina. Em complemento, neste capítulo, o modelo de manutenção potencializada é descrito com aplicação de novas tecnologias associadas à digitalização, cujo objetivo é mostrar a eficácia na melhoria dos processos e como converge na redução dos

indicadores de continuidade.

No capítulo 04, será abordado o plano de investimento, que a espelho do capítulo anterior, abordará o modelo padrão de investimento costumeiramente realizado e sua referida estratégia, focado principalmente na substituição de equipamentos e melhoria da rede de distribuição.

No capítulo 05, serão abordadas as novas tecnologias incorporadas à estratégia atualmente definida e em uso, passando por telecontrole, proteção de ramais, monitoramento da rede de distribuição, recondução e melhorias estruturais, bem como a potencialidade de cada uma delas no aporte aos benefícios dos indicadores de continuidade, abordando as tecnologias de manutenção e investimento.

No capítulo 06, aborda-se a tecnologia do telecontrole direcionado a melhoria de eficiência operacional, informando o modelo de trabalho operacional, as diferenças entre os métodos antes e depois da aplicação do projeto.

No capítulo 07, faz-se um estudo de caso específico da distribuidora, focado na implementação da Digitalização da Rede de Distribuição, direcionada ao Telecontrole. Neste estudo de caso mostra-se toda a trajetória do projeto, a aceleração desta tecnologia dentro do cenário operacional da distribuidora, como influenciou na melhoria dos indicadores de continuidade e qual o reflexo perante a percepção dos clientes, quanto aos serviços prestados pela Distribuidora no período de estudo.

No capítulo 08, tem-se a conclusão do trabalho, mostrando um resumo de todo o escopo e os principais aspectos de análise.

No capítulo 09, apresenta-se a proposta de trabalhos futuros, que serão complementares a este, abordando principalmente a integralidade do projeto de Telecontrole. Propõe-se analisar e estudar as 2 últimas fases (automação e *self-healing*), bem como fazer o estudo de benefícios econômicos e financeiros de todo o processo de digitalização da rede de média tensão, focado na aplicação de novas tecnologias.

No capítulo final faz-se referências as bibliografias utilizadas para compor o trabalho.

2 QUALIDADE DE FORNECIMENTO

O tema qualidade de fornecimento, especificamente neste trabalho, está associado à qualidade do serviços, isto é, o quanto a distribuidora tem de impacto na continuidade de fornecimento de energia, no âmbito da duração e da frequência. Para ter a medida ponderada e ser possível a comparação dentre todas as distribuidoras do cenário nacional, foram definidos indicadores de qualidade oficiais que são monitorados mensalmente e com extensão anual, conforme critérios de evolução ao longo dos anos e dos objetivos nacionais para que o padrão de qualidade se eleve gradualmente nos períodos vigentes.

Cabe salientar que a maioria das distribuidoras tem suas redes de distribuição predominantemente aéreas e susceptíveis a eventos que fogem a gestão da Distribuidora. Tais eventos, como os climáticos, afetam de forma severa as infraestruturas. Mesmo com ações direcionadas para minimização dos impactos, não se consegue blindar as redes dos fortes eventos que cada vez mais se potencializam no Brasil. Especificamente na Área de Concessão da Distribuidora A, o volume de descargas atmosféricas cresceu em 316% tomando como base a comparação entre os anos de 2015 (41.711 descargas) e 2018 (173.357 descargas). Os dados foram capturados pelo Sistema NetRaios, desenvolvido pelo INPE (Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais) em parceria com a Distribuidora A.

2.1 INDICADORES DE QUALIDADE

O órgão regulador aborda, no Módulo 08 do Prodist,⁴ alguns indicadores operacionais. Os indicadores que regem o comportamento da distribuidora, dentro do cenário nacional, no que tange ao seu desempenho de fornecimento de energia elétrica, são o DEC e o FEC. Pode-se fazer uma rápida associação dos indicadores a uma fotografia, que revela a situação de momento.

2.1.1 Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora - DEC

A alta importância deste indicador está refletida na segmentação que a ANEEL faz, solicitando a cada distribuidora que o valor mensal seja separado e enviado mensalmente, pela sua respectiva causa de impacto (origem interna, externa, programada, emergencial).

É importante notar que a preocupação com o indicador está latente em todas as

⁴ Prodist – Procedimento definido pela ANEEL que rege o setor de distribuição de energia elétrica, são em 10 módulos com revisões periódicas e que segmentam as obrigações e deveres das Distribuidoras de Energia.

distribuidoras. As combinações das informações mostram que tipo de ação a distribuidora está realizando e como refletem nos impactos nos indicadores. Neste indicador, em específico, o que se deseja obter é o tempo de indisponibilidade média de cada consumidor da área de concessão da distribuidora. Conforme comentado no Capítulo 1, o órgão regulador, com regência sobre a melhoria da Qualidade de Fornecimento, define metas anuais sobre as quais as Distribuidoras devem depositar seus esforços e empenho para alcançá-las. O DEC é definido por:

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

Onde,

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;

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

2.1.2 Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora - FEC

A espelho do DEC, o FEC é o indicador que reflete a quantidade de vezes que o cliente fica sem fornecimento de energia e que, diretamente, origina o DEC.

Todas as Distribuidoras, dentro dos seus planos de ação, focam no trabalho para a eliminação das causas que originam as interrupções e que de forma direta afetarão outros inúmeros indicadores técnico operacionais, tais como o próprio DEC e o Tempo Médio de Atendimento Emergencial.

O FEC é amplamente afetado quando da indisponibilidade de fornecimento a grandes blocos de clientes. Decorrente disto, merece igual atenção investida no DEC. De forma singular, a fotografia da qualidade de distribuidora é feita e revelada com a composição dos Indicadores DEC e FEC. Estes, não por acaso, são os principais indicadores operacionais e denominados indicadores de continuidade. O FEC é definido por:

$$FEC = \frac{\sum_{i=1}^{Cc} FIC(i)}{Cc} \text{ (vezes);} \quad (2)$$

Onde,

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;

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

A necessidade de aplicação de métricas de acompanhamento e monitoramento não é uma especificidade do Brasil. Devido ao elevado grau de importância do tempo de indisponibilidade e da quantidade de interrupções, todos os países comungam de indicadores de acompanhamento associados a qualidade e que seguem, de forma similar a metodologia de cálculo. Pequenas variações na sua fórmula são observadas, porém, com o mesmo propósito de identificação e acompanhamento. Pode-se citar, dentre elas, o *SAIDI-System Average Interruption Duration Index*, que expressa em minutos o tempo médio de indisponibilidade de energia por cliente e o *SAIFI-System Average Interruption Frequency Index*⁵, a frequência média de indisponibilidade de energia por cliente, indicadores estes utilizados em alguns países da Europa. A formulação destes índices é:

$$SAIDI = \frac{\sum_i N_i \times r_i}{N_T} \text{ (minutos)} ; \quad (3)$$

$$SAIFI = \frac{\sum_i N_i}{N_T} \text{ (vezes)} ; \quad (4)$$

Onde:

N_i – Número de clientes interrompidos em cada ocorrência;

r_i – Tempo de restabelecimento de cada ocorrência;

N_T – Número total de clientes;

2.2 CENÁRIO BRASIL

Para se ter uma boa percepção do cenário Brasil, a segmentação por regiões se faz necessária, tanto em função do grau de desenvolvimento de cada uma delas, quanto pelo grau

⁵ SAIDI /SAIFI – Indicadores de desempenho técnico operacional similar ao DEC/FEC. A diferença é que não contemplam os impactos das fontes supridoras (externa a Distribuidora) e para o SAIDI a unidade é minutos.

de percepção e exigência por serviços de qualidade dos consumidores de energia. É notório que o benefício, em toda sua plenitude, se faz necessário a todos os clientes e que eles deveriam ter o mesmo grau de qualidade, independente da região em que estejam presentes. Entretanto, o próprio órgão regulador define métricas e metas diferenciadas.

Tal atribuição de metas, por distribuidora, está condicionada ao seu grau de desempenho em cenários de anos anteriores. Não somente o grau de desenvolvimento da região é responsável pelos índices de desempenho das distribuidoras, mas também a correlação de alguns indicadores operacionais, tais como: grau de investimento, eficiência operacional, impacto de fatores externos (supridoras), compromissos firmados na assinatura da concessão, equilíbrio financeiro, reconhecimento tarifário, reconhecimento dos ativos e suas conciliações contábeis.

Para melhor representar e caracterizar o caso brasileiro, será mostrado a seguir o comportamento dos indicadores do cenário nacional e da região sudeste dos últimos 10 anos.

Na Figura 2, observa-se o comportamento do indicador de qualidade DEC LTM (*Last Twelve Months*), que representa a duração média das interrupções dos últimos 12 meses, se deslocando em relação a meta estabelecida ao longo dos anos. Apesar do realizado manter uma estabilidade entre 2009 e 2015, nos últimos 3 anos apresentou uma aceleração de decréscimos que permitiu, em 2018, fazer o alinhamento com a meta definida pelo Órgão Regulador.

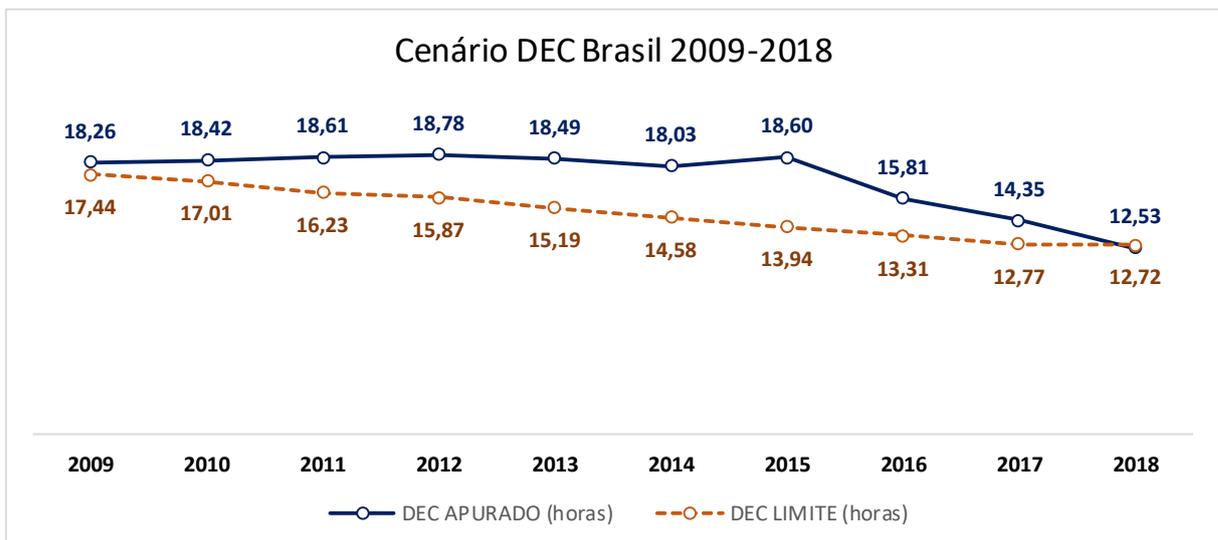


Figura 2 - Comportamento Indicador DEC LTM Meta versus Realizado período de 10 anos – Fonte Aneel

Na Figura 3, é mostrado o comportamento do indicador de qualidade FEC, que representa a frequência média de interrupção. Opostamente ao comportamento do DEC, o FEC sempre se manteve abaixo da meta ao longo destes 10 anos.

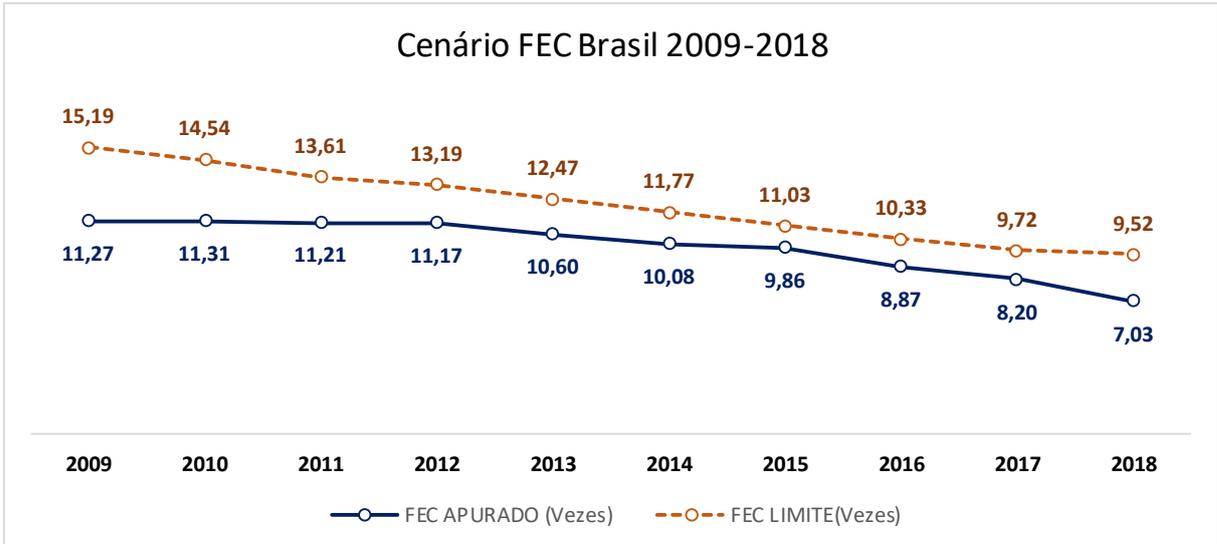


Figura 3 - Comportamento Indicador FEC LTM Meta versus Realizado período de 10 anos – Fonte Aneel

Pode-se afirmar que no Cenário Brasil, a confiabilidade da rede de distribuição, no que tange a frequência das interrupções, está melhorando. A aplicação das ações de investimentos e manutenção, direcionadas para os grandes blocos de clientes, está surtindo efeito positivo. Observa-se que o FEC está superando as expectativas do órgão regulador, ao se comparar o indicador realizado versus sua meta.

Entretanto, o comportamento do indicador DEC se mostrou muito preocupante até 2015, quando comparado a sua meta, pois teve uma inércia para melhorar muito elevada, embora, em 2018, tenha apresentado total convergência com os objetivos traçados e definidos pela ANEEL. Observa-se que a redução de comportamento do FEC é muito mais contínua e sujeita a pouca variabilidade. Na Figura 4, pode-se verificar o desvio de cada um deles em relação a sua meta.

Um dos indicadores de performance operacional no que tange a Qualidade de Fornecimento é a relação DEC/FEC (Indicador de Duração sobre Indicador de Frequência) e que define o tempo médio de restabelecimento de cada evento de interrupção. Buscando verificar o quando esta relação está deslocada, utilizou-se a razão da distância entre os indicadores realizados dos seus respectivos limites em determinado período e em seguida aplicou-se a razão entre os indicadores. Desta forma, o valor desta relação aumenta proporcionalmente quanto mais distante se encontram ao valor realizado em relação do seu limite no numerador. Quanto mais esta distância se desloca entre os Indicadores DEC e FEC maior será o resultado da duração média de cada interrupção.

$$GAP \frac{DEC}{FEC} = \frac{\frac{DEC \text{ Realizado}}{DEC \text{ Limite}}}{\frac{FEC \text{ Realizado}}{FEC \text{ Limite}}} \text{ (horas)} \quad (5)$$

Quanto maior a relação DEC/FEC, em regra direciona a uma baixa eficiência operacional, enquanto um menor valor desta relação indica alta eficiência operacional nos tempos de atendimentos emergenciais. Podem existir situações de ambos os indicadores estarem abaixo dos limites estabelecidos, porém a aceleração de melhoria de FEC em relação ao DEC provoca um aumento no indicador da relação.

Nota-se que, apesar do FEC estar abaixo da meta estabelecida, ambos os índices vinham mostrando piora no seu comportamento, tendo como referência as metas até 2015. Esse indicador de desvio que está assinalado dos gráficos como gap, é muito importante, porque mostra claramente o comportamento mediante uma expectativa. Observa-se na Tabela 1 o reflexo da relação dos desvios.

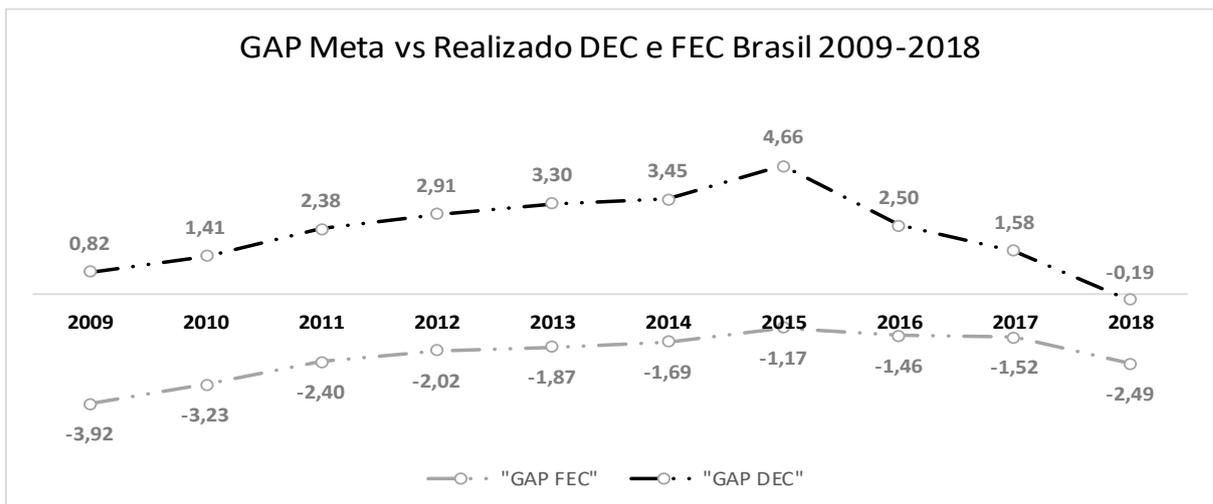


Figura 4 - Trajetória do GAP dos Indicadores DEC e FEC LTM versus Metas – Fonte Dados Aneel

Tabela 1 - Relação GAP DEC sobre GAP FEC

Fator - GAP DEC/GAP FEC	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
	0,209	0,437	0,992	1,441	1,765	2,041	3,983	1,712	1,039	-0,076

No gráfico com os dados da tabela 1, identifica-se claramente um comportamento crescente da relação (valores absolutos) identificado na Figura 05 até o ano de 2015. Esse fato é muito preocupante porque acentuou, de forma clara, um deslocamento comportamental entre os indicadores que se evidencia por uma redução da frequência em detrimento ao aumento da duração.

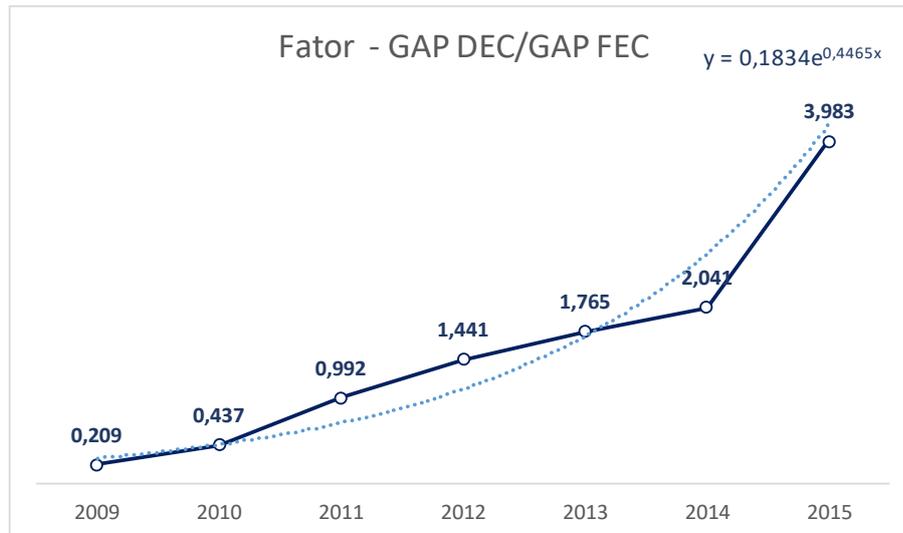


Figura 5 - Relação GAP DEC/FEC 2009 até 2015 – Fonte Dados Aneel

A aplicação de medidas para redução dos impactos associados ao indicador de duração começa a surtir efeito a partir de 2016, conforme pode-se observar na Figura 6, representando uma inversão de tendência do GAP entre os indicadores e com resultados bem satisfatórios ao término de 2018.

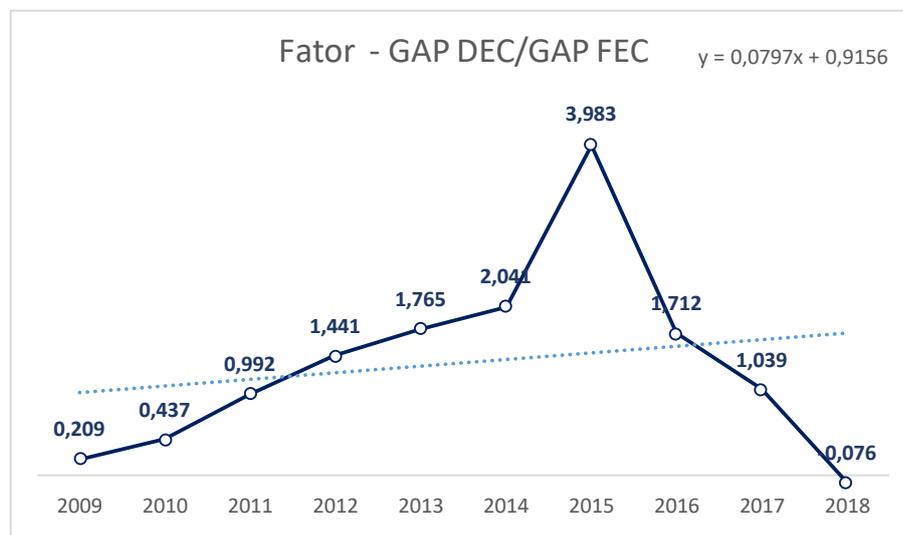


Figura 6 - Relação GAP DEC/FEC 2009 até 2018 – Fonte Aneel

2.3 CENÁRIO SUDESTE

Fazendo uma análise comportamental dos indicadores de qualidade DEC e FEC restritiva a região Sudeste do Brasil, observar-se comportamentos diferenciados para, em tese, uma mesma característica topológica.

É importante frisar que o grau de densidade de clientes também se apresenta como fator de correlação entre os indicadores, pois áreas mais densas tendem a ter uma melhor performance de qualidade em detrimento a regiões mais esparsas. Naturalmente, as ações de garantia de suprimento sempre estarão direcionadas a pontos com maior concentração de carga e conseqüentemente aos clientes.

Em seguida, será observado o comportamento dos indicadores de qualidade associados à duração média das interrupções (DEC) da região sudeste.

Neste trabalho, será feita a comparação de desempenho adicional de uma distribuidora dentro da Região Sudeste e esta empresa será objeto de referência ao longo do trabalho.

As Figuras 7 e 8 mostram a performance comparativa dos indicadores de qualidade DEC e FEC do Brasil, da Região Sudeste e especificamente de uma distribuidora real, denominada A, sobre a qual se debruçarão as análises e desenvolvimento deste trabalho.

Importante salientar que, apesar dos indicadores da distribuidora A estarem em um patamar pior, se comparado aos resultados do Brasil e Sudeste, o grau de melhoria da referida distribuidora apresenta uma aceleração de melhoria mais acentuada e cujo embasamento tem sedimentação na incorporação da tecnologia.

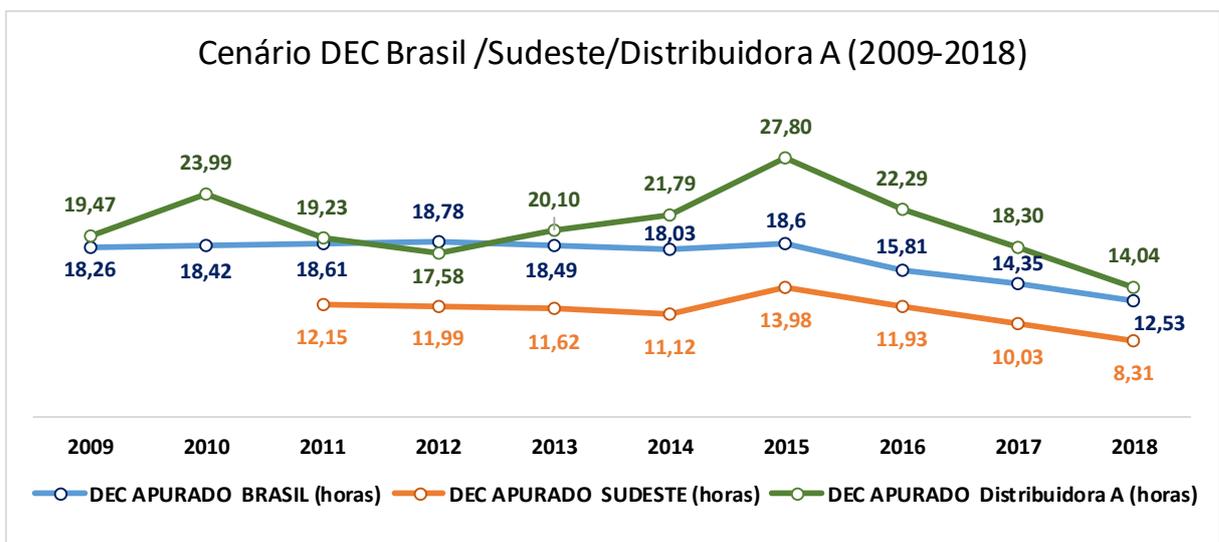


Figura 7 - Comportamento Indicador DEC Brasil/Sudeste/Distribuidora A – Fonte Aneel

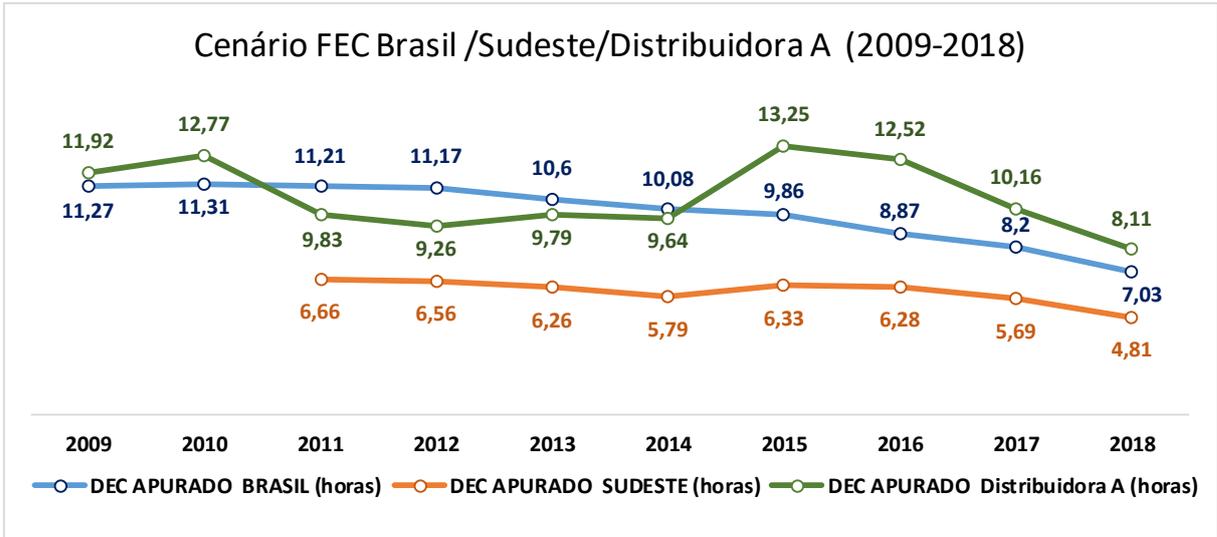


Figura 8 - Comportamento Indicador FEC Brasil/Sudeste/Distribuidora A – Fonte Aneel

2.4 AÇÕES PARA MELHORIA DOS INDICADORES DE QUALIDADE

É importante que as ações direcionadas à melhoria dos indicadores tenham clareza e factibilidade na sua execução, respeitando e garantindo total controle operacional e aderência às necessidades da rede de distribuição de energia elétrica. Devem garantir impactos positivos inerentes a suas particularidades, quer sejam elas de caráter físico (região) ou de caráter demográfico (população). Em todas as situações serão encontradas ações gerenciáveis, ou seja, aquelas que os especialistas das distribuidoras conseguem propor e atuar. Outras, de natureza não gerenciável, podem ser estudadas e minimizadas com ações operacionais pré-definidas, como por exemplo os impactos por descargas atmosféricas, sobre a qual não se tem gestão, mas um efetivo trabalho de manutenção e adequação de para-raios terá efeito minimizador do impacto.

Pode-se pensar em muitas estratégias para implementar as ações, porém duas obrigatoriamente devem estar presentes e ser as principais impulsionadoras para, conforme supracitado, garantir a melhoria ou no mínimo a estabilização comportamental dos indicadores. São elas: plano de manutenção e plano de investimento.

Naturalmente o nível de abrangência das necessidades de melhoria dos índices decorre do potencial de disponibilidade de recursos físicos e financeiros, pois em regiões muito extensas, o tempo que decorre para identificação dos problemas pode elevar o grau de fadiga da rede e afetar diretamente o desempenho dos indicadores de qualidade.

Fazer comparações entre ações de distribuidoras é muito difícil, sem entender o comportamento intrínseco de cada uma delas. Diversos aspectos devem ser levados em

consideração e que certamente terão alto grau de correlação com a individualidade de cada distribuidora.

Serão abordadas, neste trabalho, as principais ações, normalmente utilizadas para garantia das condições mínimas da qualidade de fornecimento de energia, no que tange a continuidade e restabelecimento dos serviços. Para a continuidade, se utiliza o plano de manutenção periódica e a inserção de melhoria das infraestruturas de distribuição, através dos investimentos localizados em pontos de fragilidade e/ou que necessitem atender as condições regulatórias exigidas pela ANEEL. Para melhoria dos indicadores associados a redução do tempo de indisponibilidade de fornecimento, serão implantadas ações de melhoria da eficiência operacional. Dentre as que são consideradas neste trabalho, sem a explícita atuação humana em campo, foi selecionada a aplicação de tecnologia, mais especificamente o telecomando da rede de média tensão.

Os planos de manutenção e investimento devem estar sempre integrados, pois há uma complementação entre eles de forma a garantir a perpetuação de um, em detrimento e execução do outro. O Plano de Investimento tem atrelado, na sua construção original, as ações regulares que permitirão dar longevidade as condicionantes técnicas construtivas para manter uma vida útil dentro do prazo definido no escopo do projeto. Fatores externos poderão influenciar de forma a acelerar a degradação do ativo, que deve ser incorporado como depreciação no início do projeto.

A seguir serão abordados os planos de manutenção e investimento, de forma individualizada. Será mostrado como se trabalha para ter o nível mínimo controle de cada ação. Em geral, recomenda-se potencializar estas ações para conseguir ter aliados de controle e gestão, permitindo que conhecimentos antecipados dos problemas sejam pontos fortes na atuação de ajustes e correções, contribuindo de forma eficaz na estabilização e/ou redução dos impactos nos indicadores de qualidade da distribuidora.

Por fim, é imprescindível a atualização em relação às evoluções tecnológicas, para obter o máximo proveito e benefícios. Respostas rápidas, objetivas e assertivas são poderosas informações para uma gestão controlada e eficaz dos planos, com vista à melhor captura e aplicação das ações. A maturidade da organização e seus colaboradores devem estar alinhados com os avanços tecnológicos disponíveis e que partilhem da mesma oportunidade de avanço.

3 PLANO DE MANUTENÇÃO

3.1 VISÃO GERAL

A composição do Plano de Manutenção, segue critérios estruturados bem formatados e que requerem um acompanhamento bem rigoroso para garantir que o planejamento seja executado em conformidade com a estratégia definida.

Pelas características das distribuidoras brasileiras e pelo relevo característico do país, as ações de manutenção mais homogêneas entre as Distribuidoras são focadas em:

- eliminação de vegetação em contato ou na iminência do contato com a rede de distribuição aérea;
- correção de anomalias/danos na rede de distribuição;
- lavagem de rede, mais especificamente em regiões litorâneas, com alto grau de salinidade, que necessita eliminar o salitre depositado pelos ventos que seguem do oceano para o continente.

O plano de manutenção da distribuidora A segue seu trilha anual obedecendo aos padrões uniformes das mesmas empresas do grupo empresarial a qual pertence. Tal ação visa garantir que o acompanhamento de aderência aos índices pré-definidos esteja equalizado entre as distribuidoras, evitando assim, distorções e critérios diferenciados de evolução.

Os critérios estabelecidos para que haja uma uniformização e padrões de regras, para desenvolvimento do plano de manutenção, são o SMP (*Strategic Maintenance Plan*) e AMP (*Annual Maintenance Plan*). A dinâmica do plano de manutenção da distribuidora é representada na Figura 9.

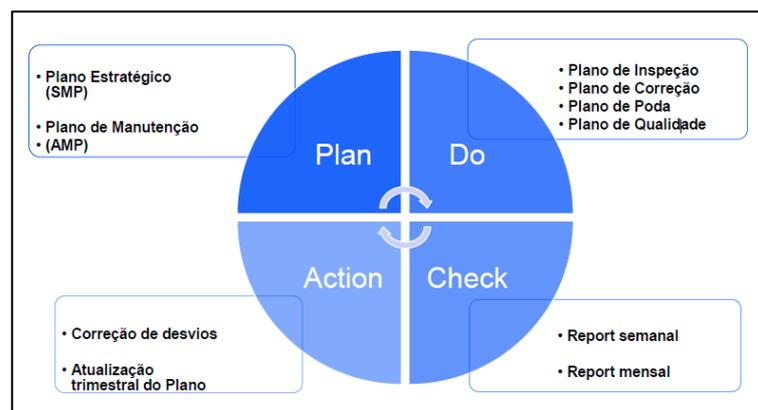


Figura 9 - Ciclo PDCA do Plano de Manutenção – Fonte Própria

A Figura 9 mostra o Ciclo PDCA, que é composto por 4 ações que visam garantir o total tratamento e aplicação da ação desenvolvida e que são simbolizados pelas letras P (Planejar), D (Fazer), C (Checar) e A (Atuar).

Na ação Planejar:

- Plano Estratégico (*Strategic Maintenance Plan – SMP*)

Os índices anuais de cada ação de manutenção são definidos de forma global, bem como seus parâmetros mínimos de aderência a serem evidenciados. Mediante o comportamento ao longo dos anos, as metas são reduzidas gradativamente, objetivando garantir, de forma contínua e aderente, melhores indicadores de desempenho operacional. Em algumas situações, os esforços para redução dos indicadores são compartilhados com agentes externos à Distribuidora, tornando o objetivo mais desafiador.

- Plano Anual de Manutenção (*Annual Maintenance Plan – AMP*)

Neste trabalho, são tratados os indicadores definidos no SMP, com as devidas particularidades da distribuidora, associados a orçamentos e objetivos para melhoria da qualidade. Neste momento, mediante o orçamento definido por cada taxonomia (classificação do tipo de atividade), são definidas as quantidades mediante o custo médio praticado por cada atividade. A relevância deste processo de definição do Plano tem como pano de fundo garantir que a distribuição não homogênea do volume de atividade, para cada região, garanta a melhoria da performance no que tange a redução dos indicadores de qualidade. Esta estratégia é necessária em função do custo médio diferenciado entre regiões, decorrente das condições intrínsecas de cada área. A estrutura definida é objeto de acompanhamento semanal, para garantia da aderência do Plano e benefícios associados.

Na sequência, segue o plano de manutenção, segmentado pelas características dos eventos que impactam na performance da rede, afetando a continuidade de fornecimento de energia.

3.1.1 Plano de Inspeção

O plano de inspeção tem a função de estruturar a forma como serão inspecionados os circuitos de média tensão e quais os critérios que devem ser seguidos. Devido à extensão de rede ser muito elevada, os trechos são segmentados para garantir o cumprimento do orçamento. A inspeção procura seguir o traçado dos circuitos e sinalizar/apontar as necessidades e ou anomalias identificadas, analisar seu grau de criticidade e anotá-las no sistema de gestão da manutenção denominado GOM. As inspeções são visuais e termográficas, com foco em identificar fragilidade nas conexões, equipamentos danificados na sua totalidade ou em parte devido aos altos níveis de carregamento, sinalizados com um DELTA (grau celsius acima do limite máximo definido)⁶.

Nas etapas descritas a seguir, observa-se, através da Figura 10, que a rotina de preparação da ação de Inspeção segue um rito que permite ser mais assertivo nos problemas a serem trabalhados. Inicialmente, deve-se ter todas as informações estruturais dos circuitos de média tensão e sua real situação de comportamento dos indicadores de qualidade DEC e FEC, pois estes serão, neste momento, os critérios estabelecidos para as prioridades da execução da atividade (criticidade).

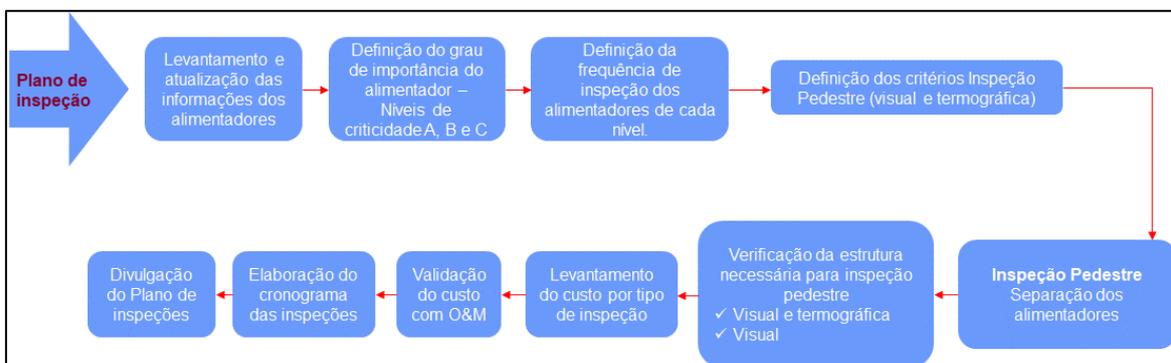


Figura 10 - Fluxograma do Plano de Inspeção – Fonte Distribuidora A

Sabe-se, entretanto, que mesmo com as regras estabelecidas e treinamento contínuo, a subjetividade da classificação ainda está nas mãos dos colaboradores que estão realizando as atividades. Dessa forma, podem ocorrer situações de enquadramento de criticidade (definidas na inspeção em campo) que não teriam convergência se analisadas por colaboradores distintos. A solução para esta situação está na experiência de quem vivencia o tema diariamente. Esta

⁶ DELTA – Diferença entre o valor da temperatura ambiente no momento da medição em °C e o valor obtido pelo termógrafo.

condicionante será abordada do tópico 3.2.1 ao 3.2.3, no aporte da tecnologia como ação mitigadora deste risco e potencializadora do benefício.

A frequência das inspeções obedece aos critérios mínimos abaixo:

- Realizar inspeção de 100% dos circuitos de média tensão a cada 2 anos, conforme plano de inspeção;
- Realizar inspeções no trecho compreendido entre o ponto do defeito e o equipamento de proteção (disjuntor/religador) do circuito de média tensão da SE, todas as vezes que ocorrerem interrupções permanentes (maiores do que 3 minutos);
- Realizar inspeções mensais no tronco dos circuitos de média tensão que apresentarem interrupções transitórias acima de três eventos em 30 dias;
- Realizar inspeções visuais após interrupções transitórias, sempre que o Centro de Operação do Sistema informar os dispositivos de manobras (chaves) que delimitam o trecho a ser inspecionado.

3.1.2 Plano de poda

O plano de poda tem como finalidade atuar sobre a eliminação do impacto da vegetação sobre a rede de distribuição de média tensão. A rede de distribuição, da grande maioria das distribuidoras, é aérea e sofre com os constantes contatos da vegetação nos condutores, ocasionando eventos transitórios e permanentes, afetando a qualidade do fornecimento tanto por interrupções de curta duração quanto também de longa duração. Em decorrência da situação exposta, é imprescindível que o monitoramento e atuação periódica de combate a este evento seja planejado e organizado para que minimamente os impactos sejam controlados.

O objetivo, em detrimento ao orçamento, é garantir que a sustentabilidade alcançada no indicador garanta a estabilidade, não deixando o indicador evoluir de forma crescente afetando o indicador global.

Os critérios adotados para que o plano de poda possa ser definido, passam obrigatoriamente pela verificação dos Circuitos de Media Tensão com maior impacto e que foram objeto de priorização na Inspeção, fluxo representado através da Figura 11. A prioridade de execução de poda segue o padrão de criticidade que rege o planejamento, convergindo

necessidade versus orçamento. Sabe-se, entretanto, que as inspeções devem ter os critérios muito justos para que, na definição da criticidade identificada, possa ser garantido o retardo e/ou eliminação da situação de fragilidade no que tange o contato de árvores/vegetação na Rede.

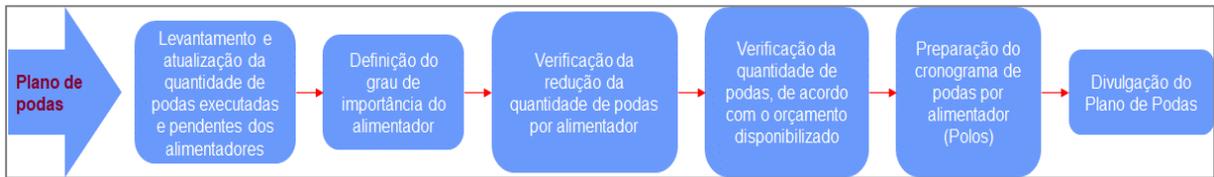


Figura 11 - Fluxograma do Plano de Poda – Fonte Distribuidora A



Figura 12 - Equipe executando a atividade de Poda - Fonte Distribuidora A

3.1.3 Plano de Correção de Defeitos

O plano de correção de defeitos vem como derivativo da ação descrita em 3.1.1, onde são aportadas no sistema de gestão de manutenção todos os dados capturados nas inspeções, com suas devidas atribuições de criticidade e que posicionarão cada defeito na ordem de execução. Tal ação visa antecipar de forma mais precisa possível os defeitos que impactariam os circuitos de média tensão, com consequentes perdas de continuidade do fornecimento de energia e logicamente aumento nos indicadores de qualidade.

A Figura 13 mostra o fluxo do plano de correção de defeitos, que tem sua origem nas faltas/curtos ou desgastes naturais dos materiais/equipamentos da Rede de Média Tensão. Para executar o plano, é necessário ter o grau de criticidade do circuito de média tensão e segregação das ações mediante análise regulatória do Prodist. Esta análise é de extrema importância, porque define financeiramente o enquadramento de cada tipo de defeito e sua aplicabilidade nas regras financeiras de OPEX (*Operational Expenditure*) e CAPEX (*Capital Expenditure*).

Os planos de OPEX estão diretamente relacionados a gasto e não trazem valor agregado para a Distribuidora, no que tange ao aumento do seu capital físico. Por sua vez, os Planos de CAPEX estão associados a investimento na rede e são incorporados na base de ativos, que é um dos itens da avaliação pelo órgão regulador para a revisão tarifária. Desta forma, quanto

maior o recurso de CAPEX aplicado na Correção de Defeitos, menos impactos afetarão saúde financeira da Distribuidora.

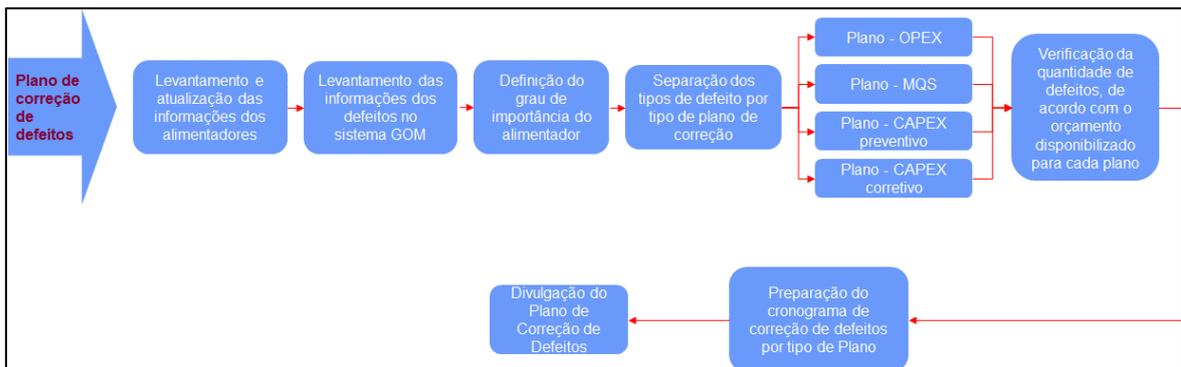


Figura 13 – Fluxo de Correção de defeitos – Fonte Distribuidora A



Figura 14 – Equipe executando a atividade de Correção de Defeitos – Fonte Distribuidora A

a) Plano de Correção de Defeitos – **OPEX**

Em geral, o plano contém a retirada de objetos da rede e de equipamentos, a correção de condutores desnivelados, a retirada de pontos quentes, troca de cruzetas, reparo de estai, correção de postes inclinados, reparo em espaçadores de rede etc.

1- Plano de Correção de Defeitos – **OPEX** Preventivo

- Defeitos de backlog⁷ e também os detectados durante inspeção na rede, sem interrupção no fornecimento;

2- Plano de Correção de Defeitos – **OPEX** Corretivo

- Defeitos corrigidos após uma falha, com interrupção no fornecimento.

b) Plano de Correção de Defeitos – **CAPEX**

Consiste na substituição de condutores, substituição de chave faca, de poste, de transformadores avariados e com vazamento de óleo, substituição de religadores, reguladores de tensão etc.

⁷ Backlog – atividades planejadas e não realizadas, culminando para um passivo que deve ser trabalhado para resolução e eliminação dos impactos.

- 1- Plano de correção de defeitos – **CAPEX** preventivo
 - Defeitos de backlog e os detectados durante inspeção na rede, sem interrupção no fornecimento;
- 2- Plano de correção de defeitos – **CAPEX** corretivo
 - Defeitos corrigidos após uma falha, com interrupção no fornecimento;

Critérios considerados para definir a importância do alimentador para correção de defeitos:

- CONI (consumidor interrompido) do circuito de média tensão referente a causas gerenciáveis, isto é, Consumidor Interrompido e Causas onde a ação da Distribuidora inibe a ocorrência;
- Investimento de obras na rede de Média Tensão;
- Quantidade de defeitos de Backlog de anos anteriores e previsão de defeitos do ano corrente baseado no histórico de falhas;

3.1.4 Plano de Lavagem de Rede

A região litorânea do Estado do Rio de Janeiro, em determinada época do ano, tem efeitos de ventos que sopram do mar para o continente e depositam sal sobre as infraestruturas de Média Tensão, que servem como caminho elétrico de alta condutibilidade, acarretando danos aos materiais e a interrupção do fornecimento de energia.

Em detrimento desta situação, é imprescindível o mapeamento dos circuitos mais críticos para direcionar o plano de lavagem de rede, que consiste no jateamento de água pressurizada para retirada da crosta de sal sinalizado na Figura 15, impedindo assim a situação supracitada.

A necessidade da lavagem também converge com a necessidade de evitar a aceleração da corrosão nas estruturas metálicas que degradam e se rompem, provocando inclusive danos físicos nos equipamentos que sofrem queda motivado pelos danos nas estruturas de sustentação. A prática da lavagem é feita com lançamento de água por colaborador especializado no tema, pois os cuidados devem ser bem direcionados para evitar que o jateamento pressurizado cause danos a rede.

As regiões mais afetadas são as litorâneas da costa sudeste, abrangendo uma extensa faixa que já está penetrando no continente de forma mais agressiva a cada ano, pois as situações climáticas de fortes ventos vêm se intensificando a cada dia. Comparou-se a evolução de 2017 relacionado a 2016 e foram apresentados os seguinte resultados: na região de Macaé houve um

aumento de 152% passando de 18,8 Km/h para 48,7Km/h, em Cabo Frio este aumento foi de 18%, passando de 25,5 Km/h para 30,1Km/h e em Campos dos Goitacazes, o aumento foi de 33%, passando de 18,8 Km/h para 25 Km/h, dados capturados pelo Sistema INMET.



Figura 15 - Equipe executando a atividade de Lavagem de Rede – Fonte Distribuidora A

3.2 MODELO POTENCIALIZADO COM USO DE NOVAS TECNOLOGIAS ASSOCIADAS A DIGITALIZAÇÃO

O modelo potencializado de execução das atividades de manutenção tem o propósito de acelerar os benefícios associados aos indicadores de qualidade e incorporação de requisitos tecnológicos para redução dos custos operacionais.

A incorporação da tecnologia de digitalização vem de encontro ao alinhamento das Distribuidoras com melhor performance nos indicadores de qualidade. Foi observado que a curva de maturidade, nestas novas incorporações tecnológicas, foi de rápida absorção no caso da distribuidora objeto deste trabalho, pois o fator impactante da melhora não ficou condicionada à forma de uso da tecnologia, mas sim ao volume de equipamento instalado na rede e sua performance na captura do benefício.

Já em 2009 a própria ANEEL relata sobre a necessidade de avanços em projetos com alto índice de aplicação tecnológica para melhoria das eficiências e qualidade na prestação dos serviços.

Historicamente, o setor elétrico, em especial o segmento de distribuição de energia elétrica, sempre se caracterizou pela inércia tecnológica. Porém, na última década, temos observado um crescente uso de novos e modernos equipamentos em diversas áreas do setor. (...) a ampliação da base tecnológica, com aproveitamento de serviços e recursos eletrônicos e de telecomunicações tem proporcionado maior velocidade na ação das empresas. Essa nova estruturação é caracterizada pela implantação de redes inteligentes e resulta em novos aspectos para a prestação do serviço e, conseqüentemente, em novas perspectivas para o setor elétrico, em especial para as distribuidoras, consumidores e, também, ao órgão regulador. (...) Esse virtuoso cenário tem propiciado o desenvolvimento de novos sistemas, softwares, materiais, dispositivos e equipamentos para aplicação em diversas áreas do setor. No campo da distribuição de energia elétrica não podemos deixar de destacar o desenvolvimento e

as várias aplicações decorrentes desse auspicioso panorama onde, sem sombra de dúvida, se sobressaem as chamadas “redes inteligentes” ou, como querem alguns, as “smart grids” que, associadas aos avanços produzidos em outras áreas do conhecimento humano, **prometem uma revolução há muito aguardada e desejada na distribuição de energia elétrica no Brasil.** (...) De fato, as modernas **subestações de distribuição de energia elétrica sem a permanente presença de operadores e sofisticados sistemas de controle medição e telecomando das redes de distribuição** são realidade a serviço da cidadania, melhoria na prestação de serviço, redução de custos operacionais, ganhos de produtividade e certamente irão contribuir par a modicidade tarifária. Outro ponto de destaque neste espetacular cenário de evolução tecnológica é a associação entre os setores de energia elétrica e telecomunicações. Está muito próximo o momento em que teremos, em escala comercial, uma única rede destinada aos serviços de distribuição de energia elétrica e de comunicação, inclusive de voz e de dados. ...**grifo nosso** (Jaconias de Aguiar - Superintendente de Regulação dos Serviços de Distribuição -SRD, Revista Pesquisa e Desenvolvimento da ANEEL - P&D N° 3 – junho de 2009, p. 14)

Será mostrado, na Figura 16, o conceito fundamental no qual o trabalho se baseia e que tem por objetivo mostrar a eficácia e o compartilhamento das ações que permitiram a alavancagem no desempenho técnico – operacional. É importante observar que a aplicação das novas tecnologias tem como alvos a redução dos indicadores de qualidade e a redução dos custos operacionais. Será mostrado, em seguida, a aplicação direcionada da tecnologia a cada segmento de manutenção citado neste capítulo.

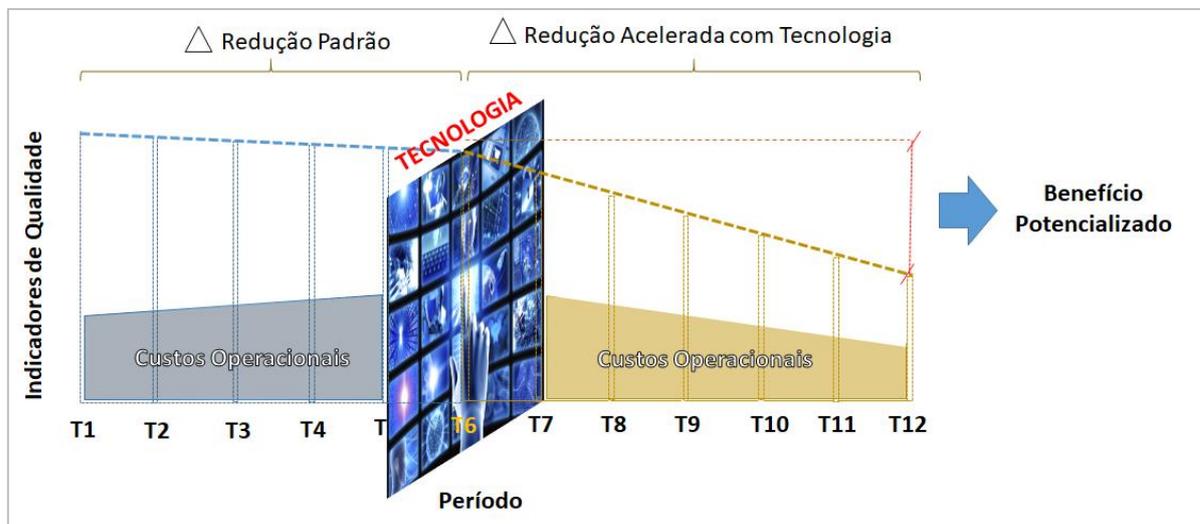


Figura 16 - Reflexo dos benefícios decorrente da aplicação da Tecnologia

A Figura 16 tem como objetivo mostrar a fronteira entre a tendência muito tímida de redução de indicadores e crescente custos operacionais e o que ocorre após a aplicação da tecnologia, com reflexos na redução dos indicadores de forma mais acelerada, comungando com redução dos custos operacionais.

3.2.1 Plano de Inspeção Pedestre

O plano de inspeção pedestre teve seu modelo de atuação revitalizado e modificado em convergência à necessidade de otimização de recursos, custos e tempo já citados. Face à característica intrínseca da distribuidora A ter aproximadamente 99% da sua rede de distribuição aérea e ter um relevo densamente arborizado, é requerido que o plano de poda seja eficaz na sua plenitude e possa dar abrangência às necessidades identificadas nas Inspeções. Essas referidas inspeções são realizadas de forma anual programada, com atuação dos gestores em cada circuito de média tensão. Como resultado, a observação anual pontuou que as identificações de criticidade eram realizadas nos mesmos pontos repetidamente, com registros singulares em cada inspeção. Para tentar solucionar o problema, surgiu a ideia de criar um modelo de Poda, denominada Poda *On-Condition*, que se caracteriza como as Podas a serem realizadas em pontos definidos e mapeados de forma antecipada.

Com o objetivo de criar um banco de dados capaz de garantir roteiro e periodicidade de poda de trecho da rede de distribuição, com total mapeamento da periodicidade, traçado e tipo de vegetação, foi desenvolvido uma aplicação para dispositivo móvel denominado APP de Poda. A utilização do APP tem as seguintes características e procedimentos:

- Sistema desenvolvido com funcionalidade georreferenciada e capacidade de armazenar todos os pontos de podas e áreas densamente arborizadas. Cada gestor de campo, durante a sua rotina de inspeção, utiliza o Software para garantir o correto mapeamento das condições de interferências arbóreas e possíveis contatos com a rede de distribuição.
- Por padrão histórico, o procedimento de manutenção preventiva tinha como prazo estipulado para nova poda o período de 6 meses. Contudo, conforme a espécie, havia árvores que cresciam de forma mais desacelerada e necessitavam em média de 9 meses para nova intervenção e outras tão aceleradas que em 3 meses já se encostavam em distância crítica ou mesmo em contato com a rede de distribuição, na eminência de provocar uma falha e interrupção de fornecimento.
- Essa diferença no tamanho da vegetação é a principal condicionante na geração de impactos nos circuitos elétricos. No caso de rápido crescimento, ocorria o contato com o circuito elétrico, o que aumentava o DEC vegetação. No caso de lentidão,

havia aumento no índice de improdutividade, pois a árvore ainda não tinha crescido o suficiente para a atividade de poda.

- Diante das situações supracitadas, fez-se necessário criar um aplicativo que permitiu realizar a coleta de dados quando é realizada as inspeções anuais de fiscalização dos circuitos elétricos. Nesta ocasião, é possível registrar o tipo de vegetação, coordenadas, foto dos trechos que necessitam de investimentos de qualidade (recondutoramento), em função da fragilidade dos circuitos elétricos identificados, conforme mostrado no Fluxo de imputação de dados, Figura 17.

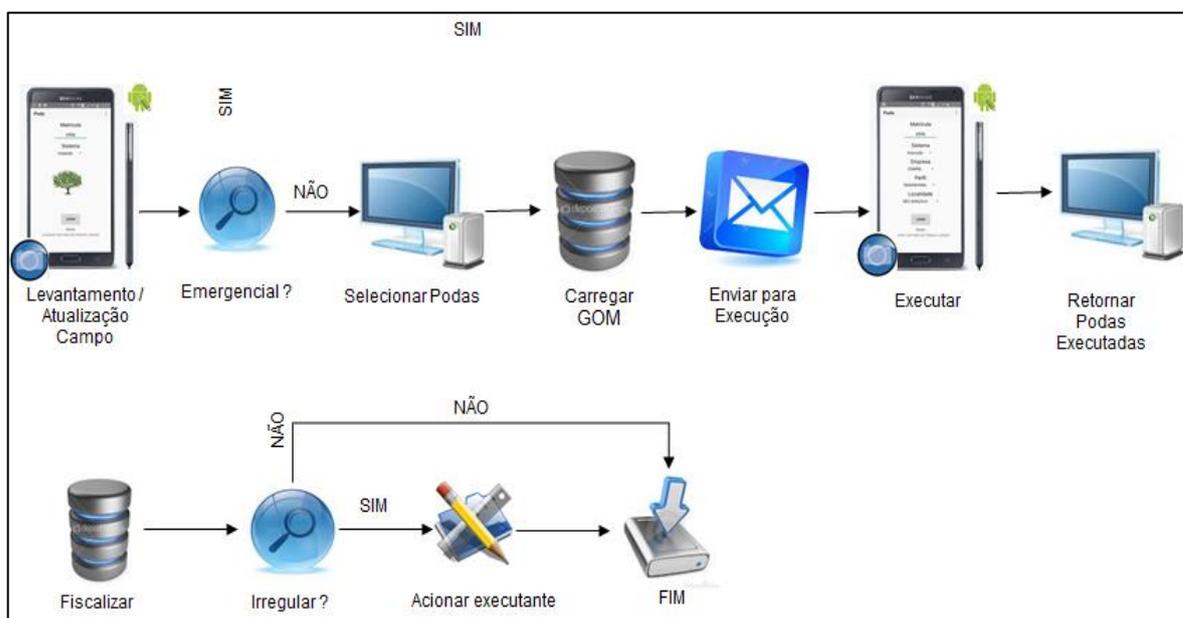


Figura 17 - Fluxo de controle de inspeção pedestre - Fonte Distribuidora A

A Figura 17 objetiva mostrar o fluxo de controle da atividade de inspeção pedestre e como a integração entre os sistemas está disposta, garantindo total rastreabilidade em cada fase do controle. A figura também mostra como é realizado o ingresso de dados e as diversas interfaces lógicas, que finalizam com a verificação da qualidade na sua execução.

A Figura 18 mostra a aplicação mobile, que pode ser utilizada a qualquer momento e que guarda a coordenada geográfica do ponto mapeado. A Figura 19, em sequência, ilustra as situações mais comuns de convívio entre rede de distribuição e vegetação.

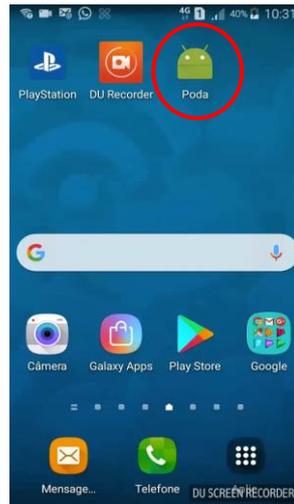


Figura 18 - Tela com o Programa Mobile de Cadastro de Poda - Fonte Distribuidora A



Figura 19 - Simulação das situações de arborização em proximidade da rede de distribuição - Fonte Distribuidora A

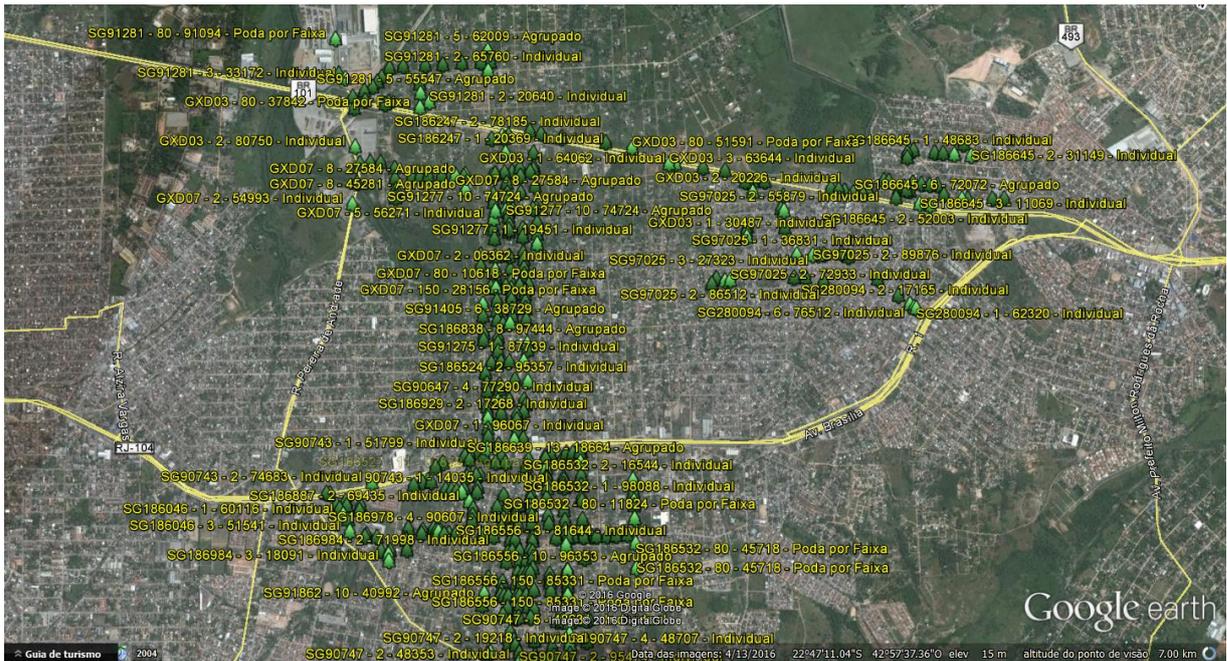


Figura 20 - Mapeamento dos pontos de vegetação carregados no Sistema GOM - Fonte Distribuidora A

A Figura 20 mostra, de forma georreferenciada no Sistema de Gestão da Manutenção, a composição física dos pontos arborizados que a distribuidora plotou para geração das rotinas de manutenção, com antecedência e métricas para alocação de recursos.

A Figura 21 mostra a tela de gestão da atividade do sistema de suporte para que sejam identificados os pontos mapeados e que são passíveis de sofrer intervenção e as devidas quantidades mapeadas de irregularidades, no que tange à proximidade mínima da rede de distribuição elétrica, padronizada pela distribuidora A como 40 centímetros.

O importante é garantir a memória georreferenciada dos pontos, para que estas inspeções entrem no programa anual, com as informações já definidos que são: ponto elétrico georreferenciado e quantidade de intervenção a realizar.

Este tipo de mapeamento traz potenciais benefícios, principalmente os associados a valoração antecipada da atividade e possibilidade de programação mediante conhecimento prévio, sem o uso de mão de obra para identificação a partir da primeira visita.



Figura 21 - Sistema de Gestão e Controle das atividades de Poda - Distribuidora A

A Figura 21, sintetiza a tela do Sistema de Gestão de Manutenção, que armazena todas as informações das atividades de podas realizadas, com maior clareza de detalhe possível, possibilitando ver o estado da rede elétrica, no ponto de contato com a vegetação.

Outro tipo de inspeção pedestre utiliza equipamento de ultrassom e tem a seguinte finalidade:

- O equipamento está sendo introduzido na rotina de Inspeção com a finalidade de mapear qualquer tipo de dano nas características construtivas dos isoladores localizados ao longo da rede de média tensão. Hoje, a inspeção visual em campo, se torna um pouco deficiente na identificação de pequenas fissuras nos isoladores de porcelana, fissuras estas, suficientes para propiciar a condução de corrente elétrica acarretando o curto circuito e, conseqüentemente, na interrupção do fornecimento.

3.2.2 Plano de Inspeção Aérea - Helicóptero

Uma das ações mais inovadoras no cenário nacional de distribuição de energia elétrica é a utilização de helicóptero nas inspeções periódicas da rede de distribuição, propiciando velocidade na identificação dos pontos de anomalias da rede e precisão na informação referente ao grau de criticidade dos pontos identificados com necessidade de atuação, conforme é mostrado na Figura 22. De acordo com o exposto anteriormente, o grau de criticidade é mandatário no tempo da intervenção a ser realizada.

Uma das principais funcionalidades da inspeção aérea é a *LIDAR-Light Detection And Ranging*, que pode ser considerada como uma varredura tridimensional, a Laser, mediante parâmetros pré-estabelecidos, que gera um relatório em escala de cores do comportamento de proximidade de vegetação em relação aos circuitos elétricos, conforme Figura 23. Com estas informações, é possível atuar com total assertividade no ponto a se trabalhar e determinar qual a urgência do serviço. Pode-se, inclusive, confrontar esta inspeção com a realizada pelos gestores e verificar o grau de aderência da efetividade de criticidade.

Observa-se, na Figura 22, a potencialidade do Helicóptero como ferramenta de apoio ao plano de manutenção. Nota-se que as inspeções com os gestores de campo, representadas através de informações à direita, na Figura 22, mostra a realidade em campo quando um colaborador se depara com um ponto de vegetação em proximidade com a rede elétrica. Por vezes, não se consegue diferenciar o grau de criticidade em detrimento da distância da vegetação. Esta situação afeta, tanto o aspecto de interrupção, quanto o custo operacional. No que tange a interrupção, a caracterização da criticidade Nível 1 (mais agressiva) direciona a atuação imediata na correção da anomalia. Caso haja incorreção nesta classificação e na verdade seja de criticidade Nível 2, a consequência lógica é que se deixa de priorizar uma identificação real de criticidade Nível 1 e a probabilidade da interrupção existir é muito alta.

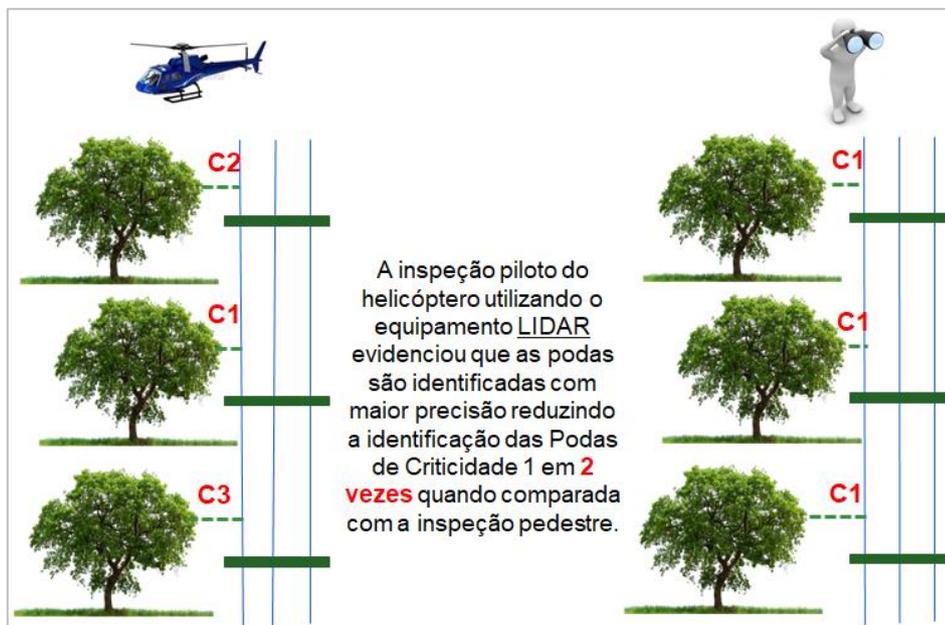


Figura 22 - Grau de identificação de Criticidade da Poda com o uso do Helicóptero vs. Colaborador



Figura 23 - Tecnologia LIDAR que segmenta em cores os parâmetros pré-definidos para mapeamento de proximidade - Fonte GEOCART

A Figura 23 mostra um segmento de rede de distribuição com mapeamento tridimensional a laser, utilizando a tecnologia LIDAR. A imagem gerada identifica, por cores, a criticidade das distâncias dos pontos elétricos em relação a vegetação. A maior severidade é referenciada pela cor vermelha e a menor pela cor verde.

Pode-se observar, no gráfico de dispersão representado na Figura 24, a comparação entre os quilômetros médios por hora, evidenciados nas atividades de inspeção aérea e pedestre. Dessa forma, consegue-se ver claramente o ganho em otimização de tempo com a atividade de inspeção aérea. Cabe observar que nas 8 regiões elétricas que compõem a área de concessão da distribuidora, nem todas estão contempladas pela especificidade da atividade, que se concentra nos circuitos de média tensão com características rurais, onde os circuitos são mais extensos e apresentam maior concentração arbórea. As tabelas, de onde foram extraídos os valores para compor o gráfico comparativo, estão nos Anexos 3 e 4 do presente trabalho.

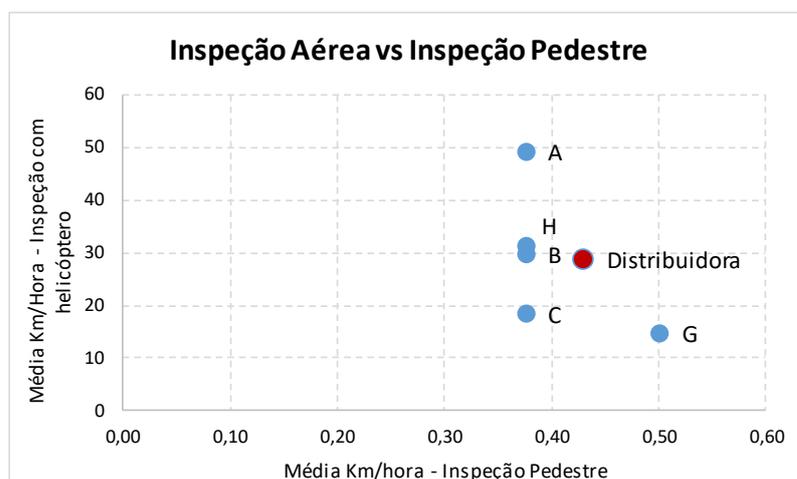


Figura 24 - Gráfico com valores comparativos entre as Inspeções Pedestres e Aérea

Analisando-se o gráfico da Figura 24, observa-se que a relação da região onde a otimização do tempo se faz mais presente (A) representa um valor de 49/0,38, isto é, aproximadamente 129 vezes. E a menor relação (G) é de 14,8/0,50, que é um valor de aproximadamente 30 vezes, ainda sendo um excelente resultado.

Apesar de se ter uma dispersão de valores entre as regiões, os resultados são bem significativos, considerando as características intrínsecas a cada região.

3.2.3 Plano de Inspeção Terrestre (Carro Termógrafo)

Outro grande sucesso de incorporação de tecnologia, no âmbito do Plano de Manutenção, é o uso do carro termógrafo que acelera a identificação de pontos frágeis na rede de distribuição, garantindo benefícios imediatos, tanto de caráter operacional quanto técnico.

As Figuras 25, 26 e 27 mostram a operação de seleção das bases para inspeção, a aplicação do posicionamento adequado da lente do termovisor, através do joystick e o resultado devidamente parametrizado das condições térmicas dos dispositivos pela ilustração do mapa de calor.

O estudo mostrou que o tempo médio entre as inspeções foi reduzido em 96%, isto é, com a Inspeção Pedestre tradicional, consome-se em média 2,32 horas/km e com a inspeção com carro termovisor este tempo médio passa a ser de 0,088 horas/km de rede, nos circuitos objeto das comparações para esta atividade. Estes valores foram objeto de análise, avaliando-se o comportamento refletido no gráfico de dispersão mostrado na Figura 28.

O compartilhamento desta tecnologia junto com as ações de alta tensão foi um dos pontos de convergência identificados como oportunidade, em que se faz o total rastreamento termográfico na subestação e, em seguida, segue-se para os circuitos eletricamente conectados.

Esta forma de atuar mostra um planejamento estruturado e totalmente complementar, garantindo o mapeamento regional completo e a otimização na estruturação do plano de ação para corrigir os problemas e mitigar os impactos de interrupção na rede de distribuição.

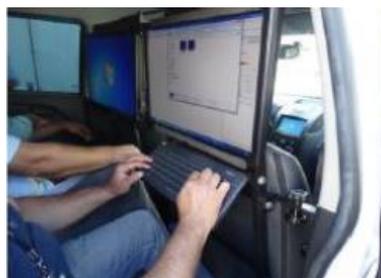


Figura 25 - Tela de Monitoramento dos Sistema de captura de dados em Tempo Real da Inspeção - Fonte Distribuidora A



Figura 26 - Sistema de Joystick para direcionar o ponto correto do leitor de termovisão - Fonte Distribuidora A



Figura 27 - Sistema identificando pelo mapa de cores as temperaturas nas estruturas e componentes - Fonte Distribuidora A

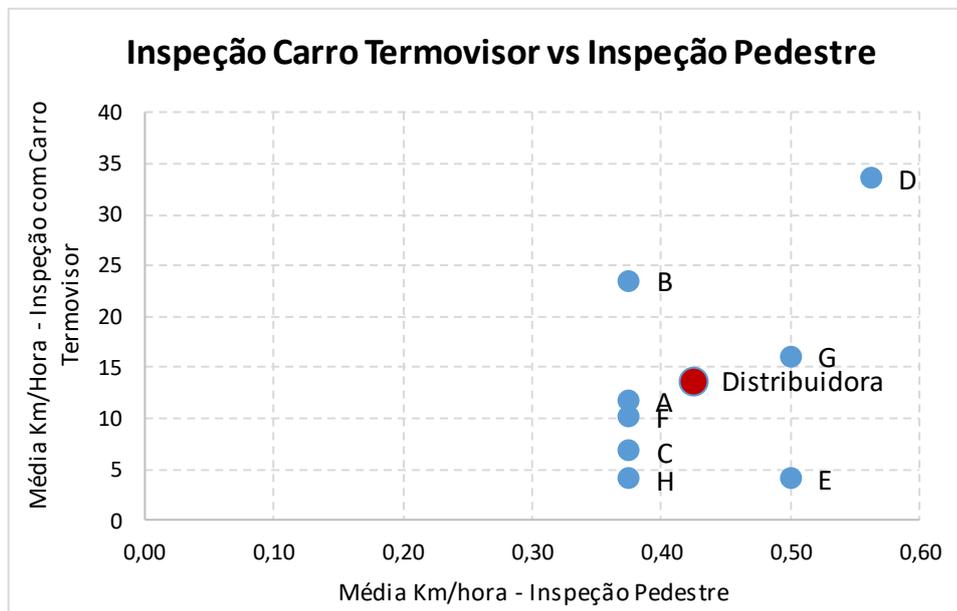


Figura 28 - Gráfico com valores comparativos entre as Inspeções Pedestres e com Carro Termovisor

Espelhando a análise, como feito no tema da inspeção aérea, com o carro termovisor, a relação da região onde a otimização do tempo se faz mais presente (D) representa um valor de 33,6/0,56, isto é, aproximadamente 60 vezes em relação a Inspeção Pedestre. A menor relação (E) é de 4,17/0,50, um valor de aproximadamente 8,34 vezes, o que ainda é um excelente

resultado. Apesar de se ter uma dispersão de valores entre as regiões, os resultados são bem significativos, considerando as características intrínsecas a cada região. Para a inspeção com carro termovisor, a amostragem foi em volume maior do que na Inspeção Aérea, principalmente porque, para estas atividades, as condicionantes climáticas afetam em menor intensidade. Os dados estão no Anexo 5 do presente trabalho.

3.2.4 Plano de Lavagem de Estrutura com Monitoramento e Atuação a Distância

O plano de manutenção, associado a lavagem de estruturas, reflete a necessidade de retirada de partículas salinas depositadas nas estruturas, componentes e equipamentos da rede de distribuição, que acarretam fonte de ligação para a criação de caminho elétrico para circulação de corrente e conseqüente curto-circuito.

A metodologia utilizada consiste em um jateamento de água pressurizada para limpeza e retirada do salitre.

Focado, principalmente, na integridade física do colaborador que está executando a atividade de jateamento de água e conseqüentemente exposto a risco de descarga elétrica, foi desenvolvida uma metodologia baseada na modelagem de vídeo games. Criou-se um controle remoto que permite, com total liberdade, a aplicação da lavagem da rede, com muito mais eficácia e assertividade do ponto a ser atingido. Esta tecnologia permite aumentar a proximidade e ter a visão da total finalização do processo, limpando completamente as estruturas e componentes, sem oferecer qualquer risco ao operador do controle, conforme pode-se visualizar nas Figuras 29, 30, 31 e 32.



Figura 29 - Carro tanque com Sistema de jateamento de água a distância controlado por Joystick - Fonte Distribuidora A



Figura 30 - Vista superior de jateamento de água nas cadeia de isoladores - Fonte Distribuidora A



Figura 31 - Visão Geral da Lavagem de Rede com Monitoramento à Distância - Fonte Distribuidora A



Figura 32 - Vista lateral superior da lavagem de Rede à Distância - Fonte Distribuidora A

Neste novo modelo de lavagem de rede, o tempo de execução da atividade tem um percentual de redução de 50% do tempo, visto que os tempos iniciais de preparação de EPI e alinhamento entre os 2 colaboradores do cesto aéreo não mais existem. Cabe observar que o total controle está apenas com uma pessoa que manuseia o equipamento. O tempo de atividade, capturado pela amostragem, revela um valor de atuação da atividade de 0,13 horas/estrutura ou seu equivalente de aproximadamente 8 estruturas/hora (Anexo 2).

4 PLANO DE INVESTIMENTO

O plano de investimento na rede de distribuição tem como principal finalidade a substituição de ativos operacionais. De forma geral, estão associados aos equipamentos e infraestruturas da rede de distribuição. O plano tem como finalidade garantir que seus componentes tenham assegurado o desempenho para o qual foram definidos, devendo inclusive garantir a performance desejada, em consequência da sua vida útil. Dentre as análises feitas, existem duas vertentes para o plano de investimento: uma associada a potencialização dos ativos, para melhor reconhecimento tarifário junto ao órgão regulador e a segunda, e mais importante, a de proporcionar a saúde operacional da distribuidora, garantindo os indicadores de qualidade mais próximos dos objetivos definidos pelo órgão regulador, cuja exigência de melhoria aumenta a cada ano.

A correta aplicação dos recursos financeiros é um dos temas mais relevantes na administração da distribuidora, que tem como foco o direcionamento da estratégia, convergindo no melhor desempenho operacional. Sabendo-se que o comportamento da rede de distribuição é dinâmica, isto é, está em constante mudança de estado e conseqüentemente afeta os impactos operacionais, a margem de desvio financeiro deve ser flexível a tal ponto que cubra a seguinte necessidade: direcionamento correto com menor impacto possível.

4.1 MODELO PADRÃO

Denomina-se modelo padrão as ações rotineiras e recorrentes que são executadas na maioria das Distribuidoras e que fazem parte do gerenciamento das atividades que visam manter a continuidade do fornecimento de energia, dentro dos patamares definidos pela organização. Estas atividades são direcionadas, essencialmente, para a reposição da condição operacional de determinado trecho de rede ou equipamento que, estando expostos ao tempo ou sujeitos a stress (eventos de curto circuito), apresentaram degradação da sua condição operativa. Deve fazer parte da carteira financeira o quantitativo mínimo a ser substituído, de tal forma, que garanta os patamares de qualidade.

4.1.1 Substituição de Equipamentos

A substituição de equipamentos é uma atividade que, no âmbito da distribuição, foca mais intensivamente nos componentes elétricos e cujo impacto operacional afeta diretamente o cliente, quer pela frequência da ocorrência, quer pela elasticidade do tempo de indisponibilidade

do fornecimento de energia. É uma atividade rotineira e impactada, conforme já citado anteriormente, pela agressividade do tempo ou pelas ações externas de dano antecipado, provocado por ação humana, quer intencional ou não, influenciando na vida útil do equipamento.

4.1.2 Recondutoramento de Rede de Distribuição

A característica construtiva dos condutores, que compõem a rede de distribuição, depende das características dos dispositivos a montante e que são fonte de informação. Há uma gama significativa de tipos e seções de condutores em um sistema de distribuição de energia elétrica. Desde a origem da fronteira da distribuidora, definem-se os acoplamentos, que ligam cada segmento elétrico, sejam eles dispositivos ou condutores. Este conceito é obrigatoriamente definido pelo órgão regulador, na Base de Dados Georreferenciada da Distribuidora, denominada BDGD⁸, com obrigação anual de envio com todas as conectividades elétricas.

O plano de recondutoramento é direcionado mediante alguns fatores que impactam diretamente na operacionalidade dos condutores. Dentre estes fatores pode-se citar:

- o aumento de carga em determinado segmento que supera a capacidade dos condutores existentes;
- o alto índice de degradação, o que os coloca em situação de fragilidade, podendo estar na eminência de uma ruptura;
- o final da vida útil, gerando perda das características construtivas e elétricas;
- as questões de segurança, como por exemplo fio 6 e o cabo 2, que não permitem intervenção com equipes que trabalham com circuitos energizados.

4.2 MODELO POTENCIALIZADO COM O USO DE NOVAS TECNOLOGIAS CONSTRUTIVAS

Quando se fala de modelo potencializado do plano de investimento, com aplicação de novas tecnologia, pensa-se em acelerar ao máximo os benefícios, isto é, antecipar efeitos que estariam acontecendo em um futuro próximo. Metaforicamente, é como ilustrado na Figura 33, que retrata a natureza na formação da onda, que busca em recursos a jusante, o potencial para gerar força e efeito antecipados. Este é o pensamento adotado para que os êxitos nos objetivos sejam alcançados.

⁸ BDGD - é uma simplificação do sistema elétrico real, para um período estabelecido, visando refletir tanto a situação dos ativos, quanto das informações técnicas e comerciais de interesse. (Prodist – Módulo10)

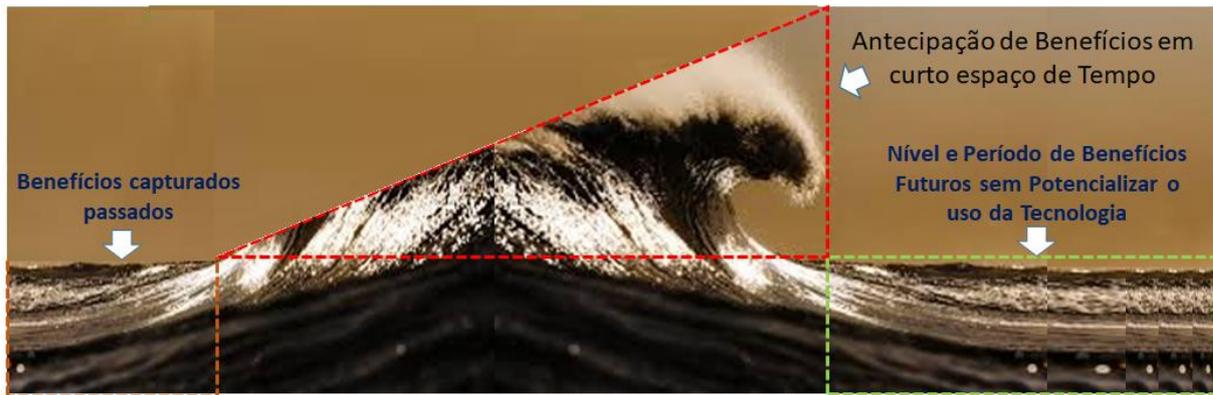


Figura 33 - Metáfora de Captura de Benefício Antecipado

O suporte fundamental para que este efeito de antecipação seja alcançado, denomina-se digitalização e é conseguido através da transformação digital.

Transformação digital é um processo no qual as empresas fazem uso da tecnologia para melhorar o desempenho, aumentar o alcance e garantir resultados melhores. É uma mudança estrutural nas organizações dando um papel essencial para a tecnologia (RABELO, 2018). Tem ampla abrangência, em que a tecnologia passa a ocupar posição central na estratégia organizacional.

A transformação digital atua fortemente na digitalização de dados para que a informação ganhe velocidade e faça parte do processo iterativo dos sistemas. Neste momento, a empresa usa ferramentas e metodologias de análises de dados técnicos. Os sistemas de apoio, tais como o *Big Data*, *Business Intelligence*, *Analytics Systems*, são fontes de suporte para aumento de desempenho e geração de valor para todos os *Stackholders* envolvidos no processo que, no caso específico de distribuidora de energia, são os clientes, acionistas, colaboradores e parceiros.

Os principais impactos na adoção da transformação digital na distribuidora de energia estão diretamente relacionados a busca de soluções cada vez mais disruptivas e inovadoras para os clientes, ao aumento da produtividade das equipes, decorrente da aceleração do fluxo de informação e à redução dos custos operacionais

Um dos passos mais importantes, dentro deste processo tecnológico, é o planejamento, pois haverá necessidade de muitas quebras de paradigmas e de procedimentos já sedimentados ao longo dos anos. O trabalho de mudança cultural faz parte dos módulos estratégicos para implementação de equipamentos inovadores. São necessários processos mais robustos e integrados, além de mente aberta para o novo. Em resumo, uma revolução na forma atual de agir e pensar, com ampla abertura para potencialização de novos resultados.

Identifica-se na digitalização, foco em 2 principais temas que devem caminhar de forma unida e potencializada. O primeiro deles é a garantia de compatibilidade entre os sistemas, para que haja total integração, garantindo a homogeneidade dos processos. O segundo é a capacidade de aproveitamento da tecnologia, focada na captura de dados para otimização de resultados. Neste trabalho, o foco será direcionado à segunda forma, que tem como objetivo enfatizar a evolução das ferramentas disponíveis no mercado para melhorar a filosofia e performance dos equipamentos a serem incorporados na rede de distribuição, bem como a sua forma de operar. O direcionamento deste tema tenta responder às seguintes questões cruciais:

- como alcançar os objetivos estratégicos com os equipamentos;
- como se pode assegurar melhor performance operacional para redução dos índices de qualidade;
- como adaptá-los à necessidade da empresa, conseguindo extrair o benefício que se deseja?

A evolução tecnológica de incorporação de microprocessadores e aumento da sensibilidade, com integração de comunicação em diferentes estágios e formas, permitem incorporar à rede de distribuição componentes com maior capacidade operacional e lógicas.

Conforme citado por (ASHWELL, 2017), “...é importante ter em conta a emergência e a importância de uma cultura cada vez mais baseada em aplicativos e o potencial dessa cultura de simplificar e explorar processos anteriormente complexos e baseados em especialistas.”

A denominação NIT citada por (ANCION; CARTWRIGHT; YIP, 2003), que tem por tradução Nova Tecnologia da Informação, está baseada em 10 critérios. Destes, de forma clara e evidente, 7 estão diretamente relacionados ao atual momento que a distribuidora está vivenciando, quais sejam:

- a intensidade e robustez da informação, que cada vez mais se tornam necessárias para análise de desempenho e buscas de oportunidades nos processos;
- a capacidade de personalização, que aparece como tópico específico para diferenciação de alcance dos equipamentos e projetos;
- a empregabilidade eletrônica, que está cada vez mais presente no dia-a-dia das empresas, substituindo formas de informação menos eficazes;
- os efeitos de agregação, que correlacionam a identificação de pontos com informações em comum e que juntas dão uma visão ótima diferenciada;

- as interfaces em tempo real, que refletem a busca pelo imediatismo e que propõem resultados mais acelerados, superando expectativas;
- os efeitos de rede que definem o grau de ligação entre processos, áreas e grupos;
- o benefício da padronização, fazendo com que a informação tenha um único critério de classificação e que pode ser entendida por todos sob o mesmo requisito de dados.

Pela ótica de (MATT; HESS; BENLIAN, 2015), a transformação digital estratégica têm certos elementos em comum. Esses elementos podem ser atribuídos a quatro dimensões essenciais: o uso de tecnologias, mudanças na criação de valor, mudanças estruturais e aspectos financeiros. Esses elementos estão contidos no papel estratégico da Tecnologia da Informação (TI) de uma empresa e consta de sua futura ambição tecnológica. Uma empresa precisa decidir se quer se tornar líder de mercado, em termos de uso da tecnologia, com a capacidade de criar tecnologias próprias, padrões, ou se prefere recorrer a padrões já estabelecidos. Com diferentes tecnologias em uso e diferentes formas de criação de valor, muitas vezes são necessárias mudanças estruturais para fornecer uma base adequada para as novas operações. Portanto, as empresas devem enfrentar a necessidade de realizar transformações digitais e explorar suas opções abertamente e em tempo útil.

Se todas essas quatro dimensões forem consideradas, como parte da estrutura, a avaliação de suas habilidades atuais e a formulação de uma estratégia de transformação digital, serão facilitadas.

Segundo SEBASTIAN et al. (2017), as grandes empresas têm como principal desafio a navegabilidade no meio digital, motivado pelos processos robustos e de grande abrangência, para os quais deverão definir uma estratégia de soluções digitalizadas, reformulando a proposta de valor da empresa, integrando uma combinação de produtos, serviços e dados. A escolha de uma estratégia digital será valiosa apenas se a empresa direcionar a alocação de recursos e investimentos de capital para este fim.

Muitos líderes empresariais relutam em se comprometer com uma estratégia digital. Em parte, porque acreditam que o sucesso digital requer o envolvimento do cliente e soluções digitalizadas e, em parte, por crerem que uma plataforma de serviços digitais, que permita inovação rápida, como um backbone operacional projetado para oferecer confiabilidade e eficiência, não oferecem a velocidade e a flexibilidade de que as empresas precisam para uma

rápida inovação digital. Assim, além de um backbone operacional, as empresas também precisam de uma plataforma de serviços digitais.

A distribuidora estudada atuou em grande parte dos itens supracitados como fatores primordiais para injeção no cenário tecnológico. Alguns itens estão seguindo em paralelo com os avanços de vanguarda, buscando sempre estar alinhado no que há de melhor para evolução no conceito de satisfação dos clientes, bem como no conceito técnico de capacidade de desenvolvimento tecnológico.

Especificamente na distribuidora estudada, há uma característica predominante de impacto nos indicadores de qualidade associado à média tensão. Observa-se, na Figura 34, a distribuição percentual associada à quantidade de interrupções, por nível de tensão e que, a priori, a empresa poderia direcionar esforços de atuação também para a baixa tensão. Porém, as Figuras 35 e 36, mostram que as contribuições nos indicadores de qualidade DEC e FEC possuem elevado impacto apenas na média tensão. Mediante esta condição, foram incorporadas filosofias de estudos e buscas de oportunidades usadas em outras distribuidoras, que fossem aderentes às necessidades da distribuidora A, em questão.

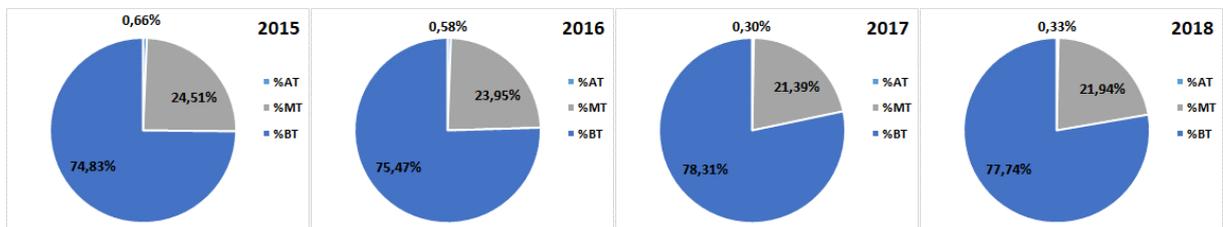


Figura 34 - Impacto Percentual da Quantidade Interrupções por Nível de Tensão - Fonte Distribuidora A

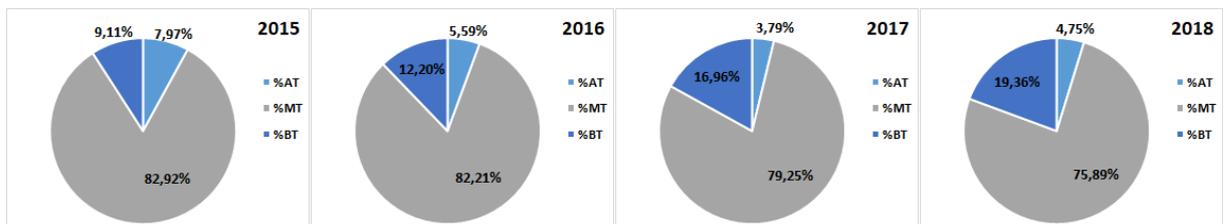


Figura 35 - Impacto Percentual no DEC por Nível de Tensão - Fonte Distribuidora A

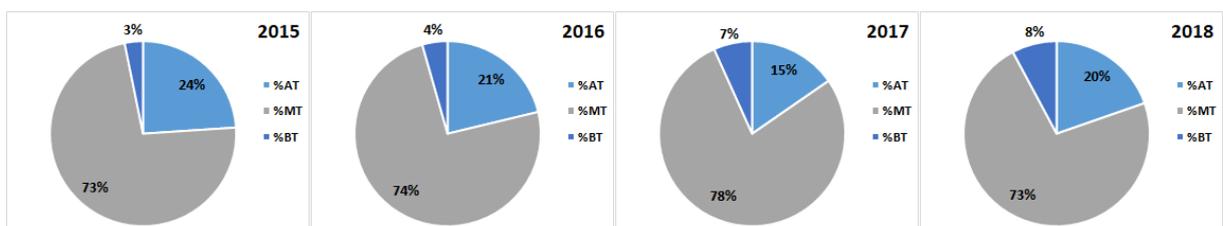


Figura 36 - Impacto Percentual no FEC por Nível de Tensão - Fonte Distribuidora A

Mediante o cenário de comportamento dos Indicadores de Qualidade, DEC e FEC, é oportuno e propício garantir que os maiores impactos dos esforços da distribuidora tenham convergência para a média tensão buscando, de forma mais acelerada, a captura dos benefícios associados às ações implementadas e planejadas de médio e longo prazo.

4.2.1 Telecontrole da Rede de Distribuição

Uma das iniciativas tecnológicas identificada e já bem utilizada no segmento de média tensão foi a de telecontrole, isto é, o uso de comando remotos para execução de abertura e fechamento de dispositivos, sem a necessidade de uma equipe em campo para fazê-lo. A iniciativa, entendida como uma das principais ações do processo de digitalização da Rede de distribuição, foi incorporada de forma massiva na distribuidora. A aplicação de chaves telecomandadas, em todos os circuitos de média tensão, terá o processo de implementação e os benefícios associados, detalhados no capítulo 7. Para o projeto, foram definidos diferentes critérios e premissas para a melhor adequação a rede de distribuição. A Figura 37 mostra um exemplo de uma chave telecomandada. O projeto telecontrole faz parte de uma das 3 partes que compõe o projeto de automação da distribuição (telecontrole, automação de manobras e self-healing).

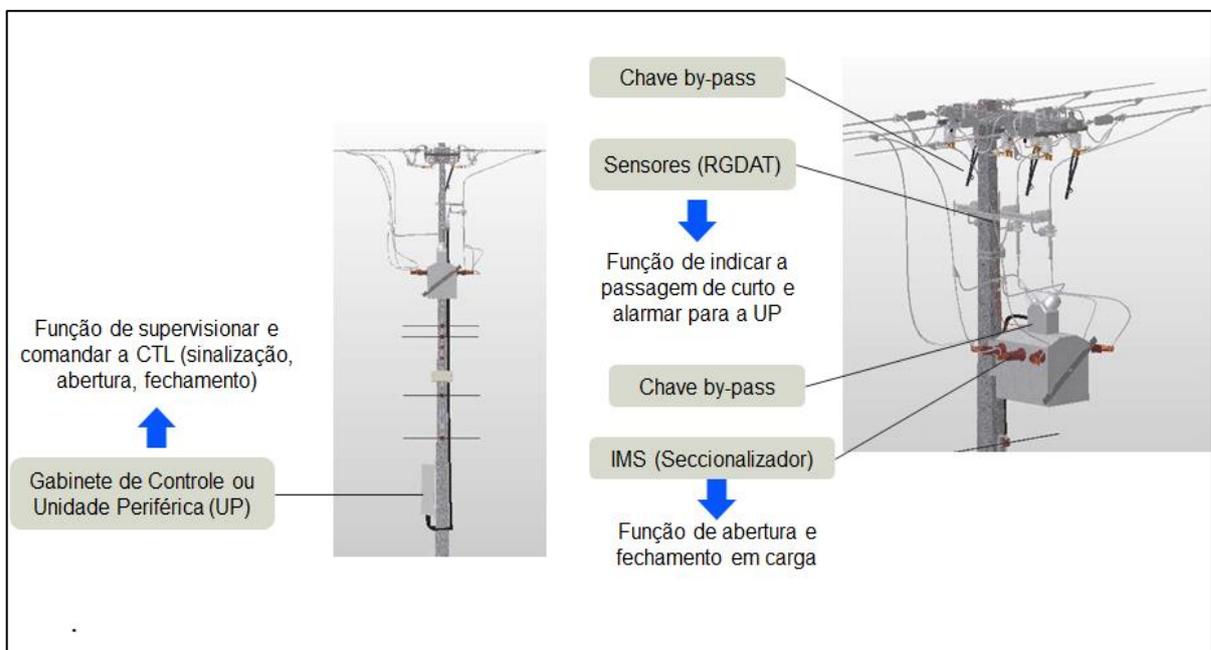


Figura 37 - Chave Telecomandada em 15 kV com seus principais componentes - Fonte Distribuidora A

A Figura 37 descreve a estrutura dos componentes operacionais da chave telecomandada e como ela está fisicamente integrada à estrutura da rede de distribuição, mostrando de forma objetiva, os detalhes das funcionalidades dos referidos componentes.

O projeto automação da rede de distribuição de média tensão, consiste na implantação do telecontrole, que conforme citado anteriormente, tem o objetivo geral de aplicar comandos a distância sem a necessidade de intervenção em campo. Os objetivos específicos importantes são os de fazer as manobras de forma automática para isolar o defeito e realizar manobras para reposição de carga via circuitos adjacentes, de forma otimizada e inteligente. No momento, a distribuidora está avançando no segundo objetivo específico em alguns circuitos de média tensão.

Para a captura do melhor benefício dos equipamentos telecontrolados, é necessário, além da sua melhor implementação ao longo dos circuitos, um grau muito elevado de disponibilidade de serviço das operadoras de telefonia. Este é o principal insumo para que a lógica do projeto se concretize.

O tema do telecontrole será visto com maior detalhe no Capítulo 7 onde, através de um estudo de caso, poderá ser comprovado o benefício da tecnologia empregada na distribuidora e sua alavancagem no que tange aos indicadores de desempenho operacional e de qualidade.

4.2.2 Monitoramento da Rede de Distribuição

A velocidade no conhecimento de alguma situação de anomalia da rede de distribuição é fator preponderante para otimização dos tempos e envio de recursos para normalização e garantia de reposição da rede, no seu estado normal de operação. Atualmente, as distribuidoras conseguem garantir a informação de indisponibilidade de fornecimento através dos Sistemas supervisórios, que estão focados na alta tensão e nos troncos dos circuitos de média tensão, protegidos por disjuntores e religadores. Os demais pontos da rede de distribuição de média tensão ficam limitados às ligações dos clientes.

Com o objetivo de aumentar a abrangência de sinalização nos demais pontos, focado nos ramais, que hoje são protegidos por chaves fusíveis, foi aplicada a implementação dos monitores nos ramais de média tensão com maior volume de clientes. Esta implementação tecnológica teve início no ano de 2016 e está focada em uma das três parcelas que compõe o tempo médio de atendimento. A segmentação do tempo médio de atendimento é parcelada em: tempo médio de preparação, tempo médio de deslocamento e tempo médio de reparo. O equipamento atua no tempo médio de preparação que abrange o tempo desde o conhecimento da Distribuidora sobre a falta de fornecimento do cliente até o início de deslocamento do recurso que executará o reparo. O objetivo, conforme citado anteriormente, é antecipar o conhecimento do problema antes da ligação do cliente.

Os monitores de ramais são equipamentos instalados em transformadores MT/BT, a jusante das respectivas chaves fusíveis, em que se deseja ter conhecimento em tempo real quando da sua abertura. Estes equipamentos são configurados para emitir um sinal telefônico mediante uma ausência de tensão, por um determinado intervalo de tempo contínuo.

Na Figura 38, pode-se ver a arquitetura do monitor de ramal. Observa-se que é um equipamento bem simples, porém requer algumas especificações construtivas em função das condicionantes da região que será instalado. Tendo em conta que é um equipamento que ficará exposto ao tempo, sujeito a diferentes tipos de intempéries e dentre elas a umidade decorrente de chuvas, a vedação é um item de extrema importância e relevância. Outro ponto importante é a correta proteção contra surtos atmosféricos (descargas), fator também de grande impacto na queima deste tipo de equipamento. A Figura 39 mostra a redução significativa do TMP (tempo médio de preparação), que tem como referência o tempo entre o início do conhecimento da não conformidade do Sistema Elétrico e o início do deslocamento da equipe de atendimento emergencial. A redução de 116 minutos, entre o TMP total da média tensão e o TMP dos circuitos, onde estão instalados os monitores de ramal, mostra sem dúvidas o potencial de efetividade na redução dos tempos operacionais emergenciais.



Figura 38 - Monitor de Ramal para atuar como apoio na identificação de “faltas” - Fonte Control

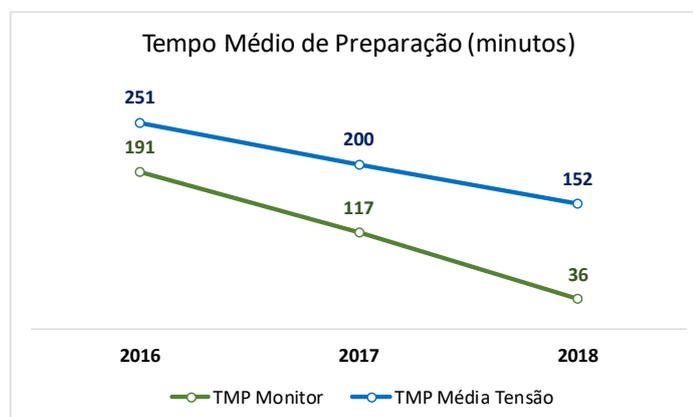


Figura 39 - Gráfico comparativo do Tempo Médio de Preparação com e sem Monitor de Ramal - Fonte Distribuidora A

Para que o ciclo operacional desta tecnologia convirja em resultados, não basta somente ter os equipamentos instalados e em condições excelentes de operação, mas também a forma de monitorar os sinais decorrente da formulação lógica de ausência de tensão, parametrizada em cada dispositivo através de ligação telefônica. Para tal, desenvolveu-se um Sistema de monitoramento de alarme em tempo real dos sinais, conforme a Figura 40, que permite identificar: o número de ligações efetuadas pelo dispositivo (primeira em até 1 minuto e a partir da segunda o intervalo é de 3 minutos); o ponto elétrico (permite ao operador direcionar o recurso para o ponto com ausência de fornecimento) e mais 12 atributos orientativos para que se tenha total domínio sobre o problema.

Alarmes															Home
Id	Alimentado	Trafo	Ponto Protegido	Clientes	Hora Inicial	Hora Final	Tempo Total	Status	Ligacoes Recebidas	Tipo	Nome	Endereco	Bases	Polos	Actions
684.305	ITA03	PE69149	PE67394	0 / 50	16/12/19 09:38	16/12/19 09:41	00:03:32	Aberto	2	L			Petrópolis	Polo Serrana	Ver
684.304	GUA03 - TESTE	C359671 - TESTE	CP359675 - TESTE	0 / 0	16/12/19 09:37	16/12/19 09:37	00:00:00	Aberto	1	L			Campos	Polo Campos	Ver
684.303	PAL03	OFICINA-PE67076	OFICINA-PE67075	0 / 114	16/12/19 09:37	16/12/19 09:37	00:00:00	Aberto	1	L		RUA ADO BRAND PX N. 463	Petrópolis	Polo Serrana	Ver
684.301	ITA03	PE65411	PE65410	0 / 272	16/12/19 09:35	16/12/19 09:38	00:03:03	Aberto	3	L		RUA CAMINHO DO FRAGOSO 00117 DEP CX 02	Petrópolis	Polo Serrana	Ver
684.300	134227	134227 - Avariado	134227	0 / 104	16/12/19 09:35	16/12/19 09:35	00:00:00	Aberto	1	L		RUA DOS CORAIS	Niterói	Polo Niterói	Ver
684.299	GUA03 - TESTE	CP30593 - TESTE	CP354917 - TESTE	0 / 0	16/12/19 09:35	16/12/19 09:35	00:00:00	Aberto	1	L			Campos	Polo Campos	Ver

Figura 40 - Sistema de Monitoramento de Alarme do Monitor de Ramal - Fonte Distribuidora A

A Figura 40 mostra para os operadores, em tempo real, a tela com os equipamentos que apresentam alarmes ativos de indicação de ausência de tensão e com todos os parâmetros informativos para garantir o correto direcionamento dos recursos em campo.

4.2.3 Equipamentos de Proteção de Ramais de Média Tensão

A maioria das distribuidoras utiliza chaves fusíveis para a proteção dos ramais elétricos. Conforme citado anteriormente, o maior impacto desta distribuidora estudada, no que tange aos indicadores de qualidade, está na média tensão e nada mais lógico do que identificar oportunidade de melhorias neste segmento da rede de distribuição.

O funcionamento construtivo das chaves fusíveis define abertura permanente do dispositivo mediante alguma falha ao longo do circuito, independente se este problema foi

permanente ou transitório. Pensando neste modelo de funcionamento, fez-se a segmentação das principais causas de falhas nos ramais e observa-se, conforme Figuras 41 e 42, um percentual considerável de causas DTNI (defeito temporário não identificado) nos indicadores DEC (17%) e FEC (18%) em 2015 o que sugere, em primeira análise, fenômenos transitórios e que sensibilizaram os elos das chaves fusíveis direcionando para sua abertura. Salienta-se, que em detrimento da aplicação dos equipamentos de proteção de ramais, em 2018, os percentuais estão no patamar de 11% e 14% para impacto no DEC e FEC, respectivamente.

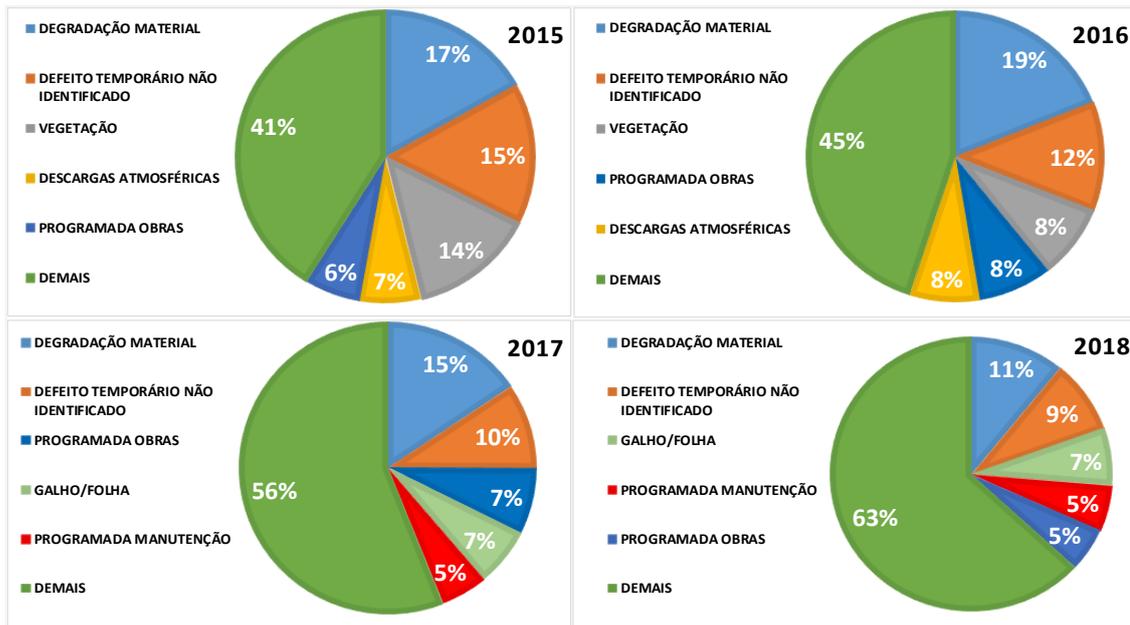


Figura 41 - Impacto Percentual de Causas no Indicador DEC - Fonte Distribuidora A

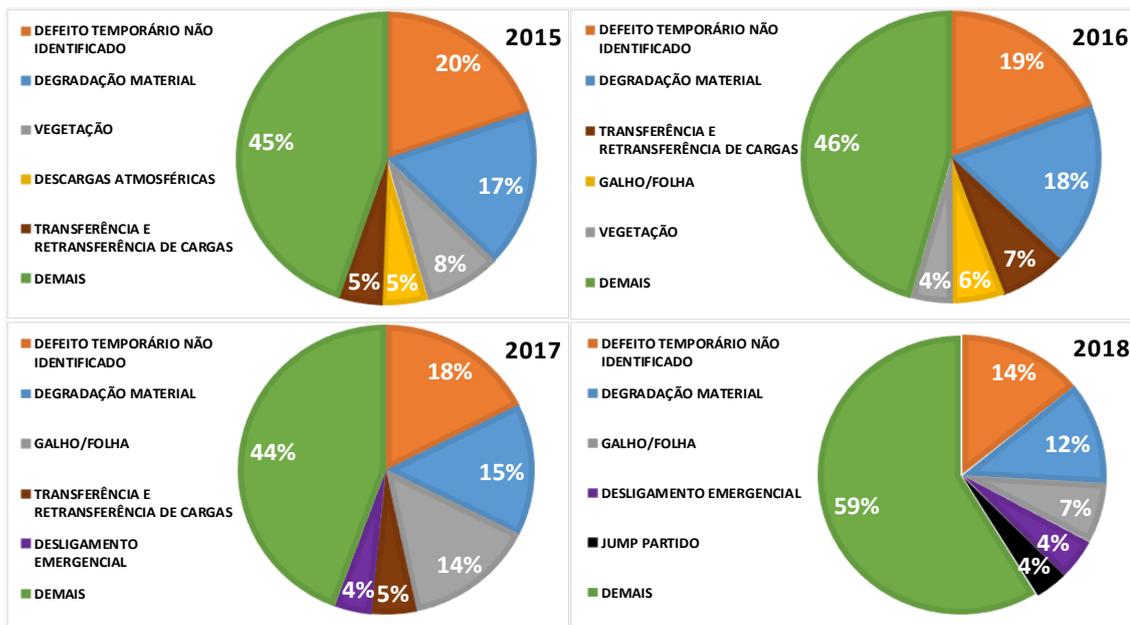


Figura 42 - Impacto Percentual de Causas no Indicador FEC - Fonte Distribuidora A

Para solucionar este tipo de problema, é proposta a instalação de dispositivos de proteção com ciclos de reclose⁹, justamente para situações em que a falta não é permanente. Para exemplificar, considere que um galho encostando no circuito de média tensão possa não causar interrupção permanente do ramal, acarretando grande tempo de interrupção porque seguiria a rotina do aguardo de ligação dos clientes, da seleção de viatura pelos operadores de rede, do deslocamento da equipe e reposição do serviço.

Atualmente, existem em operação 45.500 chaves fusíveis e, se fosse aplicar religadores ou chaves telecomandadas, o custo e o tempo de implantação seriam muito elevados. Além disso, existem parâmetros limitadores para instalação, dentre eles, a corrente de curto. Dessa forma, buscou-se identificar junto aos diversos fabricantes, atuantes no segmento de energia elétrica e demais distribuidoras, até mesmo fora do país, equipamentos que pudessem atuar com a filosofia de rede que existe e com a funcionalidade desejada. Nos próximos subitens são descritos os dispositivos que estão sendo incorporados a rede de distribuição para garantia de continuidade dos ramais mediante causas de origem transitórias.

4.2.3.1 Fusesaver

O Religador automático, monofásico, Fusesaver, mostrado na Figura 43, é um equipamento instalado diretamente na rede de distribuição, no qual é alimentado pela corrente elétrica, Figura 44, atuando na proteção de ramais e podendo ser operado em carga, tanto na abertura quanto no fechamento. Este equipamento atua como um religador, interrompendo a corrente de curto circuito, porém possui apenas um religamento de forma que mantém o circuito desenergizado após a segunda detecção da corrente de falha.



Figura 43 - Religador automático monofásico Fusesaver - Fonte Siemens

⁹ Reclose – sequências de aberturas e fechamentos dos contatos elétricos em equipamentos de proteção que tem como objetivo testar os circuitos elétricos para não interromper definitivamente o suprimento de energia decorrente de eventos transitórios.



Figura 44 - Visão da instalação Religador automático monofásico Fusesaver na rede de 13,8 kV - Fonte Siemens

O equipamento abre quando uma corrente de falha for detectada. Após abrir o circuito, ele aguarda um tempo morto de 10 segundos e depois fecha o circuito automaticamente. Caso a falha permaneça, o equipamento abre novamente e assim mantém seu estado até que seja colocado novamente em operação.

O módulo de comunicação possui uma bateria interna, para que sejam possíveis os comandos e a comunicação enquanto não está passando corrente pelo equipamento. Essa bateria não é recarregável e possui uma vida útil de dez anos. Caso a bateria descarregue, o módulo de comunicação torna-se inoperante, desta forma o equipamento perde todas as suas funções, não sendo possível executar inclusive os comandos de abertura e fechamento.

O Fusesaver pode detectar, abrir e eliminar uma falha em apenas metade do ciclo, o que é menos tempo do que o fusível para derreter por falhas moderadas. Após um tempo morto pré-definido, o Fusesaver fecha automaticamente, reconectando o suprimento. Se a falha for transitória, o circuito não será afetado. Se a falha for permanente, o Fusesaver permite a operação, isolando a linha com falha.

4.2.3.2 Tripsaver

É um religador monofásico controlado eletronicamente, montado em chave fusível, conforme Figuras 45 e 46, sendo alimentado pela corrente elétrica que passa em sua rede de distribuição. Sua extinção de arco elétrico é à vácuo.

O equipamento geralmente é utilizado em circuitos que frequentemente sofrem interrupções por faltas momentâneas, mantendo o trecho ligado em caso de defeitos temporários. Quando há o caso de um defeito permanente, o equipamento executa sua abertura definitiva, assim como um religador trifásico. Este equipamento por ser um religador monopolar, monitora o trecho a jusante de apenas uma fase.



Figura 45 - Religador automático monofásico Tripsaver - Fonte S&C Electric Company



Figura 46 - Instalação do Religador automático monofásico Tripsaver - Fonte S&C Electric Company

A Figura 47 mostra os detalhes de cada componente que define o equipamento Tripsaver.

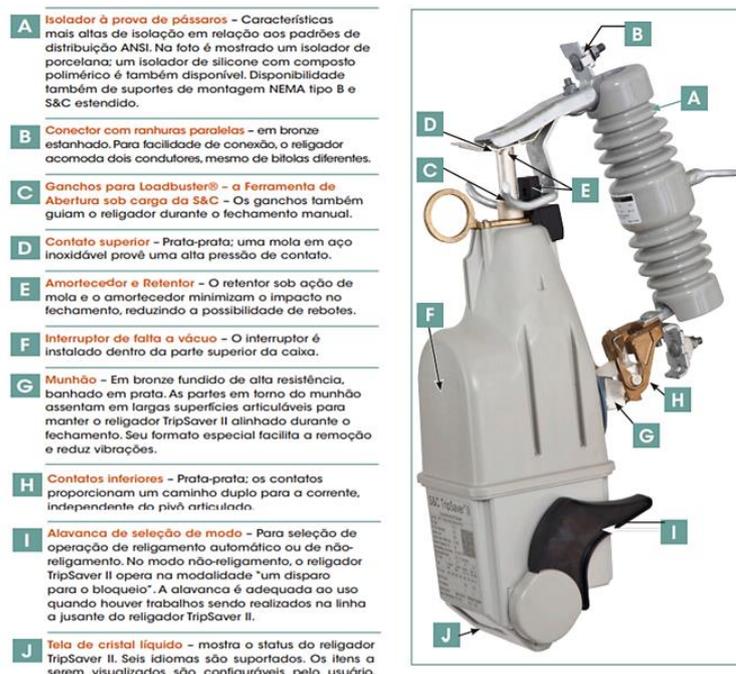


Figura 47 - Componentes construtivos do Religador Automático Monofásico Tripsaver - Fonte S&C Electric Company

O Religador TripSaver suporta até três operações de religamento (quatro operações de Trip no total) antes de ir para a condição caída e aberta. Uma ampla variedade de curvas características tempo x corrente (TCC) está disponível.

A duração do intervalo em aberto entre operações de Trip pode ser configurada pelo usuário numa faixa entre 0,5 segundo e 5 segundos. Está também disponível uma opção com um intervalo em aberto estendido de até 90 segundos. O rearme do interruptor a vácuo ocorre dois segundos após a unidade TripSaver ter ido para a posição caída e aberta. O operador pode então realizar um fechamento manual do dispositivo TripSaver em sua base após a realização do reparo.

Nos casos em que uma falta transitória é isolada, antes que o dispositivo TripSaver chegue ao final de sua sequência de operação, o religador reverte para sua primeira curva TCC, depois que o seu temporizador de rearme da sequência tiver o tempo expirado. O tempo de rearme da sequência é também configurável pelo usuário, em uma faixa entre 0,5 segundos e 1.000 segundos.

4.2.3.3 Seccionalizador Eletrônico Digital

É um equipamento de interrupção monopolar, conforme mostrado na Figura 48, que tem como objetivo isolar de forma automática os trechos onde há defeitos permanentes, evitando desta forma afetar mais clientes durante longas interrupções na rede de distribuição.

O seccionalizador detecta a corrente de falha e ao mesmo tempo monitora o número de aberturas do equipamento de proteção instalado a montante. Caso seja identificada a falta permanente, o equipamento opera no tempo “morto” do religador, mantendo o trecho defeituoso desenergizado.

Em circuitos bifásicos e trifásicos, estes equipamentos interagem entre si por meio de radiofrequência para que haja uma abertura sincronizada do circuito de forma que interrompa as três fases.

Nota: A Operação por radiofrequência é possível apenas em ramais com corrente elétrica superior a 3 A (especificação construtiva do fabricante).

Na Figura 49, observa-se os componentes segmentados do equipamento.



Figura 48 - Seccionizador Eletrônico Digital - Fonte CELSA

Item	Componentes	Ilustração
1	Contato Superior	
2	Tubo Condutor	
3	Carcaça da Unidade de Controle	
4	Transformador Fonte de Alimentação	
5	Transformador de Medida	
6	Placa do Circuito	
7	Mecanismo de Tiro	
8	Capa de Conector de Programação	
9	Escudo metálico da Placa de Circuito	
10	Luz Piloto	
11	Seguro de Tiro	
12	Contato Inferior	
13	Capa da Carcaça da Unidade de Controle	

Figura 49 - Componentes construtivos do Seccionizador Eletrônico - Fonte CELSA

Este equipamento realiza um número de contagem previamente configurado e relacionado com o equipamento de proteção a montante. O seccionizador deve ser configurado para uma contagem a menos que o equipamento de proteção, para que seja feita a coordenação entre eles. Por exemplo, um religador a montante do seccionizador monopolar está configurado para uma contagem de 03 (três) religamentos então o seccionizador monopolar deve ser configurado para uma contagem de 02 (dois) religamentos, dessa forma haverá coordenação entre os equipamentos.

Nas manobras com inversão de fluxo ou alteração no religador a montante, o seccionizador continuará isolando o trecho a jusante em caso de defeito permanente. No anexo 6, pode-se verificar o comparativo técnico entre os diferentes equipamentos de Proteção de Ramal de forma a definir o melhor conjunto de características que convirja com as condições operacionais dos circuitos.

4.2.4 Centro Satélite e Container

Os centros satélites foram concebidos para serem uma extensão da média tensão de uma subestação principal mantendo a mesma filosofia de operação e a mesma confiabilidade. Cada

cabine é montada através de uma estrutura pré-fabricada em cimento armado, conforme a Figura 51, dentro da qual serão instalados os equipamentos de manobra, proteção e controle. A comunicação do centro satélite é feita preferencialmente através de fibra ótica até a subestação principal a qual ele pertence. O centro satélite, conforme o próprio nome já o referencia, é uma estrutura que se encontra como uma extensão da subestação de origem e pode ficar localizado a vários quilômetros de distância. Tem como principal finalidade a de segmentar os circuitos de média tensão, para que seja diluída a quantidade de clientes associadas a cada ramo dele.

O container tem a filosofia muito similar, porém fica localizado dentro do limite da subestação, de onde um único circuito se transforma em vários, atuando com o mesmo princípio do centro satélite. A Figura 50 mostra o diagrama elétrico do projeto e que se aplica com muita eficácia, principalmente em circuito simples e radiais, onde não há possibilidade de realimentação por outra fonte de suprimento e que não permitem remanejamento ao longo da rede de distribuição.

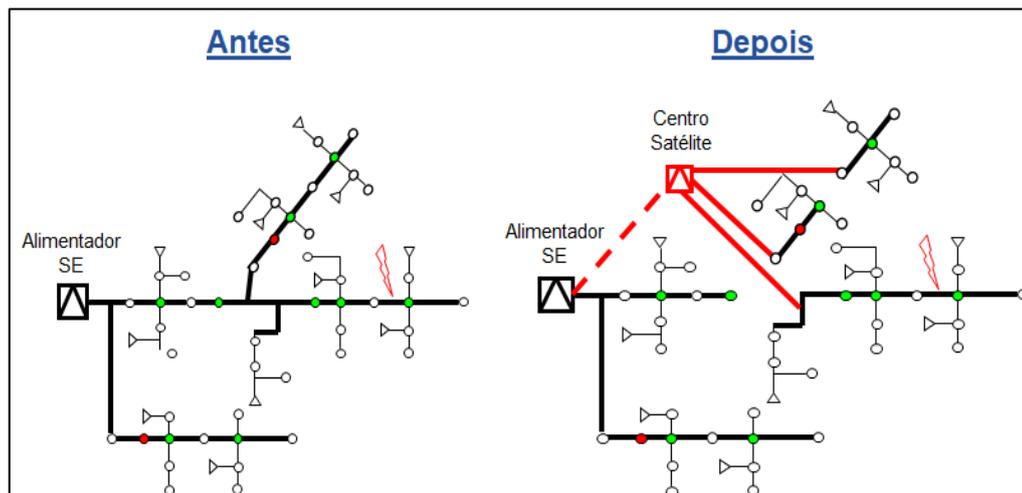


Figura 50 - Filosofia operacional de transferência de cargas no Centro Satélite - Fonte Distribuidora A

Na Figura 50, observa-se a diferença construtiva de incorporação de mais uma fonte de derivação, a partir do alimentador e pontos de manobras ao longo do circuito.



Figura 51 - Infraestrutura do Centro Satélite - Fonte Distribuidora A

4.2.5 Recondutoramento com Cabo Elicord

Em 2015, a distribuidora A possuía no seu cadastro de sistema de monitoramento georreferenciado dos ativos técnicos de baixa e média tensão 74% de rede nua e 26% de rede isolada. Com a implementação do projeto de melhoria da qualidade de fornecimento de energia e focado na aplicação de materiais, com melhor tecnologia construtiva para redes isoladas, no final do ano de 2018, ela chegou a um total de 16.835 km, sendo a grande maioria executada nos anos de 2017 e 2018, conforme mostra a Figura 52. Abordando a rede de média tensão, onde esta aplicabilidade do cabo Elicord é feita, observando a evolução no período de final de 2014 a final de 2018, houve um incremento de 2.432 Km, mais do que o dobro observando o período inicial, somente em 2016 e 2017 foram 1.552 Km.

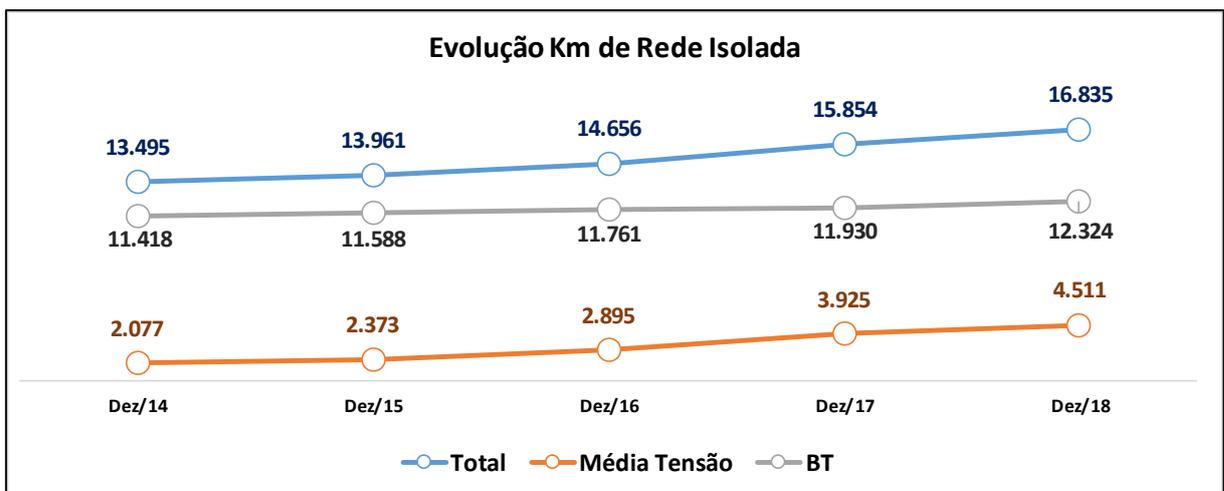


Figura 52 - Evolução da construção de rede isolada na Distribuidora A

Motivado pela característica densamente arbórea da área de concessão da distribuidora, implementou-se uma nova topologia, composta por condutores eletricamente isolados e estruturas de suporte/sustentação, caracterizadas por dimensões reduzidas, baseado no modelo de construção utilizado na Europa (rede de distribuição italiana). Essa tipologia de rede apresenta elevados benefícios, no que tange ao aumento/melhoria da confiabilidade do sistema, principalmente quando do contato da rede com galhos que causam defeitos de origem transitória, como ilustra a Figura 53.

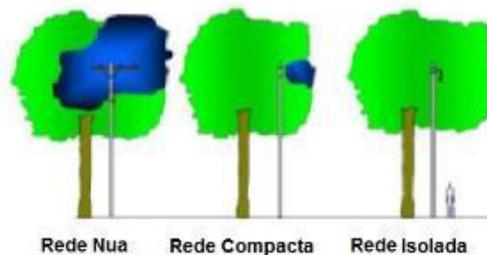


Figura 53 - Parâmetros para poda em detrimento da característica construtiva da rede de distribuição - Fonte Distribuidora A

4.2.5.1 Condutores

Os condutores utilizados para a rede isolada são em cabos pré-reunidos, classe 12/20 kV, especificados na tabela 2 e Figura 54. Estes condutores são constituídos de 03 (três) fases, unipolares, de alumínio, com blindagem em tubo longitudinal de alumínio ou fios de cobre e um cabo mensageiro definido como elemento de sustentação, Figura 55, em cordoalha de aço aluminizado ou aço galvanizado (REIS; CARVALHO, 2016). Em regiões de poluição salina, a cordoalha de sustentação deverá possuir uma cobertura de proteção em ¹⁰XLPE.

Tabela 2 - Especificação dos Condutores - Fonte Distribuidora A

Cabo multiplexado de alumínio – 12/20 kV				
Seção nominal (mm ²)	Corrente admissível (A)	Tração de ruptura (Elemento de sustentação) kN	Diâmetro Nominal (mm)	Peso nominal (kg/km)
3 x 35 + 1 x 50 mm ²	140	59,8	54	1600
3 x 50 + 1 x 50 mm ²	170	59,8	56	1800
3 x 95 + 1 x 50 mm ²	255	59,8	63	2400
3 x 150 + 1 x 50 mm ²	340	59,8	69	3100

¹⁰ Proteção XLPE – A diferença entre os tipos de isolamento é a temperatura que elas suportam. O PVC (Cloro de Polivinila) é um termoplástico que suporta temperaturas de até 70 °C no condutor. O XLPE (Polietileno Reticulado) é um termofixo que suporta temperaturas de até 90 °C no condutor.

A blindagem deste tipo de condutor, tem como principais objetivos:

- a. sensibilização da proteção, assegurando a correta aplicação, com perfuração do dielétrico;
- b. garantir total isolamento do condutor, com foco na segurança dos colaboradores ao contato (eletricistas de campo) (REIS; CARVALHO, 2016).

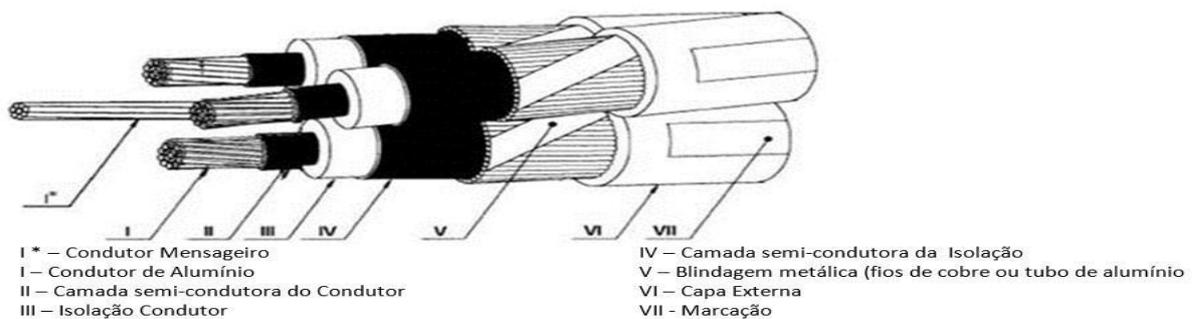


Figura 54 - Característica construtiva do Cabo Elicord – Camadas de Proteção - Fonte Distribuidora A



Figura 55 - Cabo Elicord - Fonte Distribuidora A

4.2.5.2 Estruturas Utilizadas para Suporte do Cabo Elicord

Visando garantir maior robustez à instalação, os postes utilizados são em concreto, conforme Figura 56. O vão padrão de 40 metros quando existir rede secundária e 80 metros onde existir somente rede primária. Vãos maiores podem ser projetados mediante análise específica (REIS; CARVALHO, 2016).

Estruturas utilizadas são:

- Suspensão: nesse tipo de estrutura, o condutor é suspenso por dois elementos: suporte de suspensão (F-60) e grampo de sustentação (F-62). Esse tipo de estrutura é utilizado para vãos em tangência e ângulo de deflexão externo máximo de 30°.

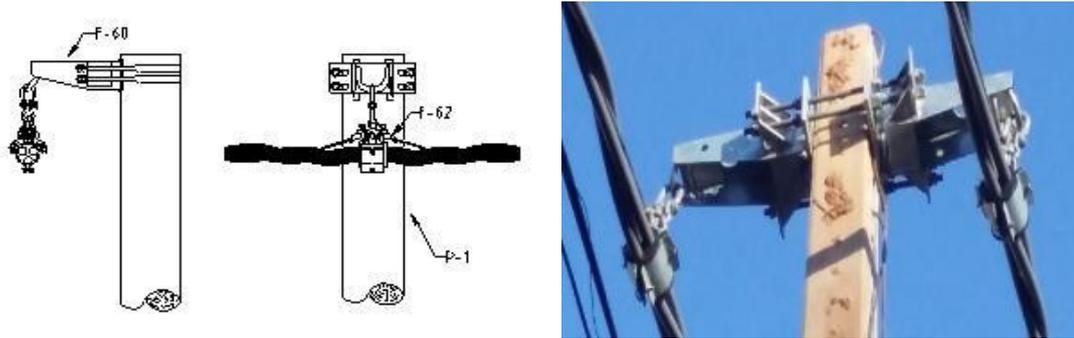


Figura 56 - Cabo Elicord – Estrutura de Suspensão - Fonte Distribuidora A

- Ancoragem: conforme mostra a Figura 57, para ancoragem do cabo, são utilizados dois elementos: suporte de fixação F-61 e conjunto grampo de ancoragem F-63. Esse tipo de estrutura é utilizado em transições de tipo de rede, emendas, derivações, instalação de equipamentos, a cada 300 metros de rede e em ângulo de deflexão superior a 30° .

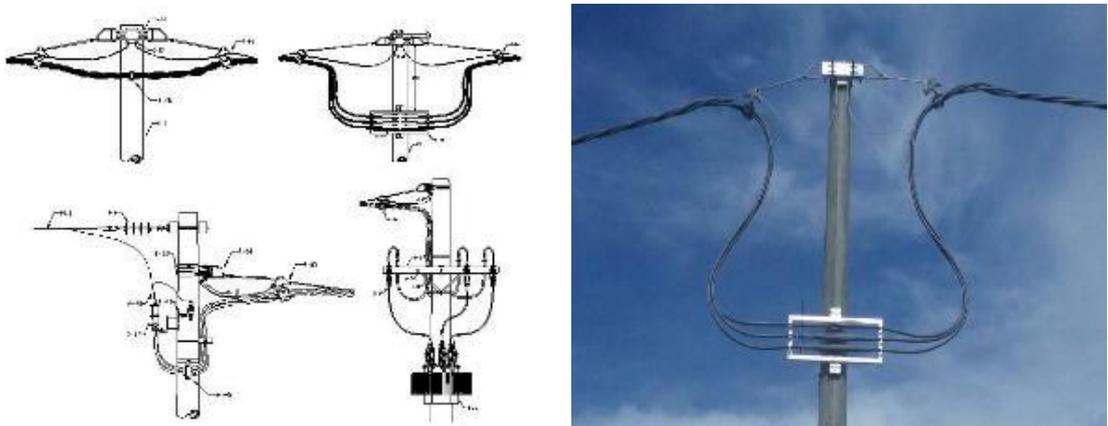


Figura 57 - Cabo Elicord – Estrutura de Ancoragem - Fonte Distribuidora A

4.2.5.3 Construção da Rede Isolada

No momento do lançamento e montagem da rede isolada, deve ser garantida a integridade do cabo, bem como respeitar o seu raio de curvatura mínimo. A instalação do cabo deve ser efetivada logo após os procedimentos e orientações para que se evite arrasto no chão ou contra qualquer tipo de estrutura, conforme mostrado na Figura 58.



Figura 58 - Cabo Elicord – Lançamento Condutor Isolado - Fonte Distribuidora A

Conforme (GOIS et al., 2019) o lançamento do cabo Elicord deve ocorrer após o procedimento da fixação de roldanas, nas próprias estruturas, garantindo que os raios de curvatura ultrapassem aos valores mínimos especificados, condição esta mostrada na Figura 59.



Figura 59 - Cabo Elicord – Roldanas múltiplas estruturas passantes (suspensão) - Fonte Distribuidora A

Logo em sequência da fixação das roldanas, deverá ser lançado um cabo guia , Figura 60, para que os cabos de potência possam ser instalados, utilizando puller e o suporte de bobina com frenagem para controle de velocidade.



Figura 60 - Cabo Elicord – Cabo Guia - Fonte Distribuidora A

Para fixação do condutor no cabo guia utiliza-se a camisa de puxamento conforme Figura 61:



Figura 61 - Cabo Elicord – Camisa de Puxamento - Fonte Distribuidora A

Na Figura 62, são esquematizados à direita o puller ao qual é conectado o cabo guia e à esquerda, o suporte de bobina munida de freio.



Figura 62 - Cabo Elicord – Traçado do Cabo - Fonte Distribuidora A

Na Figura 63, observa-se a estrutura a ser utilizada para desenrolar o cabo, a partir da bobina. Tal ferramenta (bobina elevada) é composta de suportes específicos, como o disco de freio, que permite a extensão do cabo, sempre em tração, sem que o mesmo entre em contato com o chão ou arraste no mesmo. A atividade freada, além de evitar que o cabo arraste ou encoste no chão, minimiza o risco que ocorram trações anormais no cabo no decorrer do lançamento.



Figura 63 - Cabo Elicord – Freio e Puller respectivamente - Fonte Distribuidora A

Pode-se observar o grau de cuidados específicos que esta tecnologia de cabos protegidos deve ter, para que sua funcionalidade permita evoluir com o grau de proteção planejado.

5 RESULTADOS OPERACIONAIS DA APLICAÇÃO DA DIGITALIZAÇÃO NA MANUTENÇÃO E PADRÃO CONSTRUTIVO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO

5.1 DIGITALIZAÇÃO DA MANUTENÇÃO

5.1.1 Poda

Uma das análises desenvolvidas pela Distribuidora, sobre a atividade de Poda, foi identificar qual o valor mínimo a ser executado que converge com a redução dos indicadores de qualidade, conforme Tabela 3. Neste sentido, aplicou-se a correlação volume de podas executadas versus performance (indicadores DEC e FEC Causa Vegetação) ao longo dos anos de 2011 a 2015. Este foi o primeiro passo para definir a estratégia a ser aplicada nos anos seguintes a 2015.

Nas Figuras 64 e 65, observa-se o comportamento relativo à análise e estudo comentado no parágrafo anterior.

Tabela 3 - Correlação Quantidade de Podas vs. Indicador de Duração - DEC

	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Quantidade de Podas	696.783	676.674	719.812	591.612	896.462	1.067.508	685.198
DEC LTM Vegetação	2,91	3,13	3,17	4,24	3,16	1,45	0,88
FEC LTM Vegetação	0,89	0,82	0,89	0,85	0,82	0,41	0,28

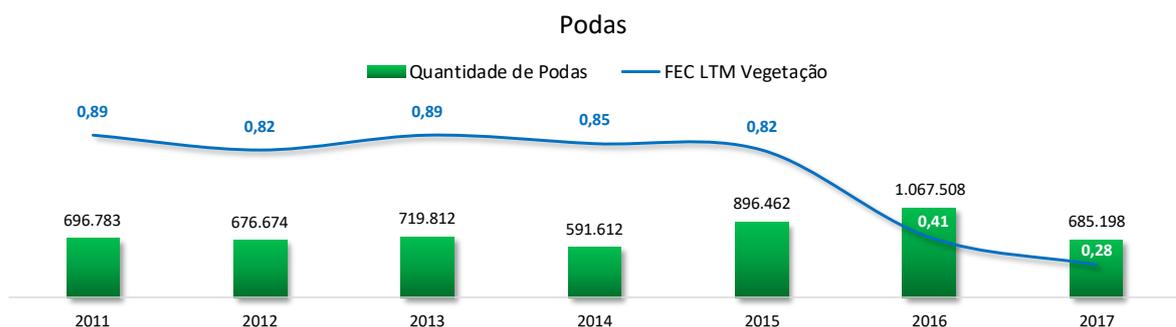


Figura 64 - Comportamento gráfico de redução do indicador FEC – Fonte Distribuidora A

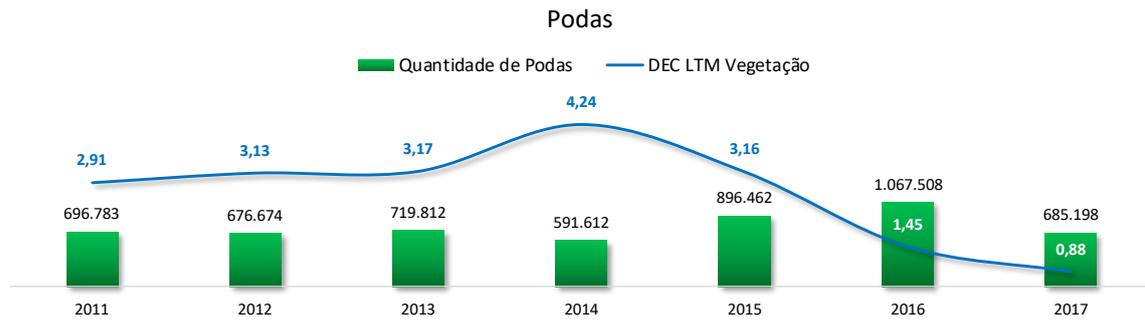


Figura 65 - Comportamento gráfico de redução do indicador DEC – Fonte Distribuidora A

Neste contexto, o valor de poda a ser executado pela Distribuidora, que apresentou aderência de convergência na redução dos indicadores de continuidade DEC e FEC, é de 896.462 podas anuais, este valor permite o decréscimo do impacto da causa vegetação.

Em função das restrições orçamentárias, não foi possível manter a quantidade de podas necessária/identificadas como a situação ótima dos estudos. Por este motivo, iniciou-se o trabalho estratégico de aplicação do processo de digitalização ao plano de manutenção, com a aplicação da tecnologia de uso de inspeção da rede de distribuição de média tensão, utilizando helicóptero. O principal objetivo desta ação é o de garantir a correta identificação do nível de criticidade dos pontos inspecionados, para ser bem seletivo nas atividades a serem realizadas, bem como a otimização do tempo de inspeção, que permite atuação antes do evento de interrupção permanente acontecer. A aplicação desta atividade no plano de manutenção ficou limitada aos circuitos de média tensão, com predominância nas regiões rurais, onde o acesso se torna mais dificultado e onde há grande extensões de rede. O tempo médio de inspeção em um circuito de distribuição de média tensão, com um colaborador em campo está em 2,32 horas/Km de MT. Utilizando a tecnologia de inspeção aérea, este tempo passa a ser de 0,035 horas/Km MT, o que representa uma redução do tempo da atividade em 96%. Neste sentido, observa-se no comportamento do gráfico na Figura 66, a redução de 1,24 horas do indicador DEC associado a causa vegetação.

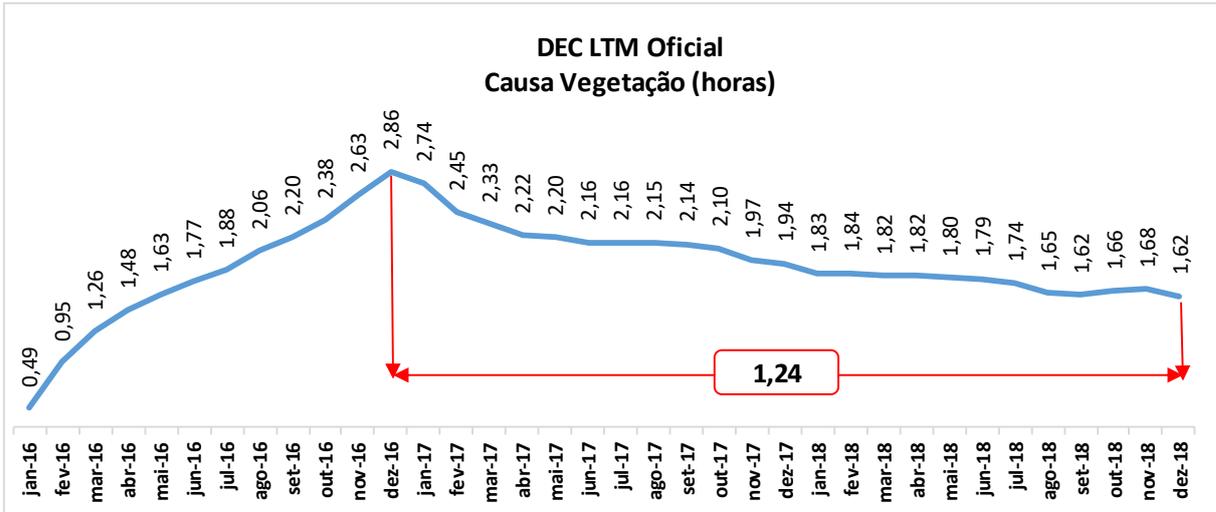


Figura 66 - Indicador DEC LTM Causa Vegetação – Fonte de Dados Distribuidora A

A Figura 66 mostra o comportamento da evolução mensal LTM, do indicador de duração referente a causa vegetação, onde no ano de 2016 chegou-se ao maior volume de atividade realizada, com mais de 1 Milhão de Podas na área de concessão da Distribuidora.

Análogo ao tema do indicador de duração, o FEC, mostrado na Figura 67, que é direcionado para a falha, também apresentou resultado de decréscimo do indicador de 0,22 vezes decorrente da aplicação da tecnologia.

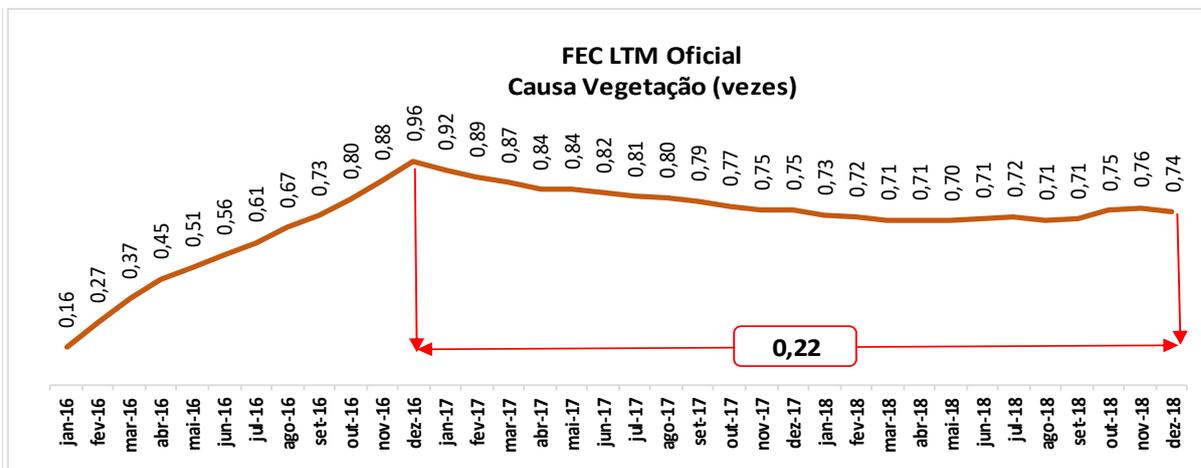


Figura 67 - Indicador FEC LTM Causa Vegetação – Fonte de Dados Distribuidora A

Tanto a redução do DEC quanto a do FEC da causa vegetação, também têm contribuições nos avanços da aplicação da tecnologia nos investimentos estruturais, porém as antecipações dos problemas de contato da vegetação com a rede de distribuição foram exclusivamente da tecnologia da inspeção aérea.

Fazendo um breve resumo do benefício desta tecnologia de inspeção com helicóptero, a distribuidora obteve melhoria da performance nos seus índices em 1,24 horas e 0,22 vezes no

período de janeiro de 2017 a dezembro de 2018, apesar do orçamento necessário para a poda ser 60% superior ao orçamento aprovado.

5.1.2 Correção de Defeitos

A espelho do item anterior, a aplicação do uso da tecnologia do carro termovisor apresentou resultados bem significativos na redução dos impactos associados a causa deterioração.

O principal benefício do carro termovisor, conforme citado anteriormente, está na melhoria da abrangência da inspeção de pontos quentes tanto das subestações quanto nos circuitos de média tensão. A tecnologia da resolução das imagens, permite maior assertividade nos pontos de maior criticidade, além da otimização na identificação do problema, pois em uma inspeção normal, um colaborador de campo, conforme visto em 5.3.1.1, demandaria 2,32 horas/Km MT para executar a atividade e com o carro termovisor este índice é de 0,088 horas/Km MT, representando uma redução de 96%.

Nas Figuras 68 e 69, observa-se o comportamento dos indicadores FEC e DEC associados a causa deterioração.

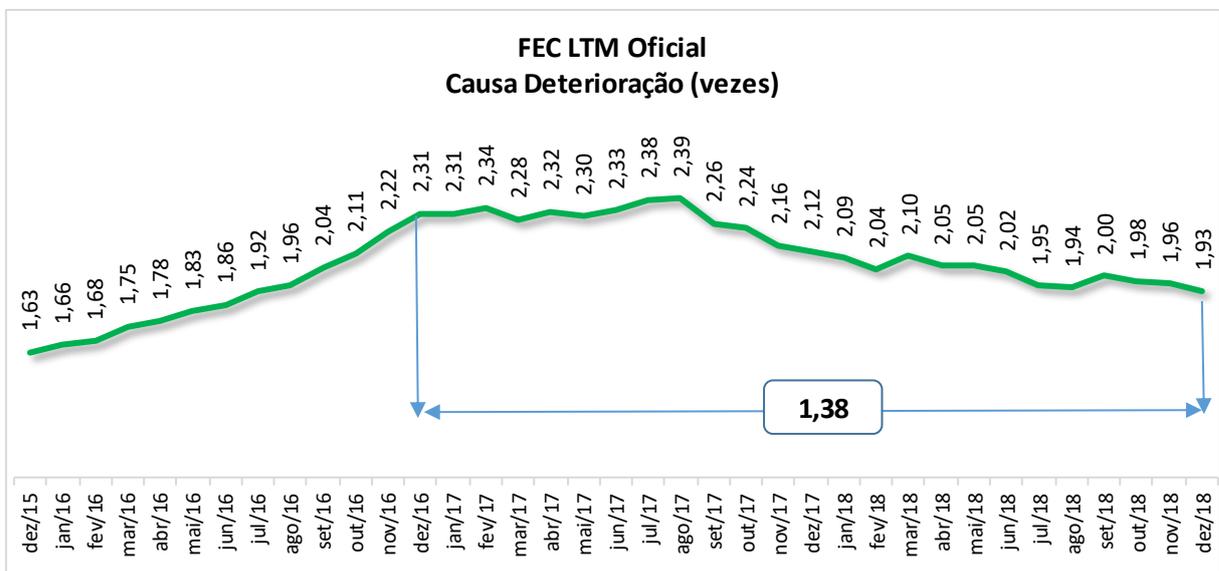


Figura 68 - Indicador FEC LTM Causa Deterioração – Fonte de Dados Distribuidora A

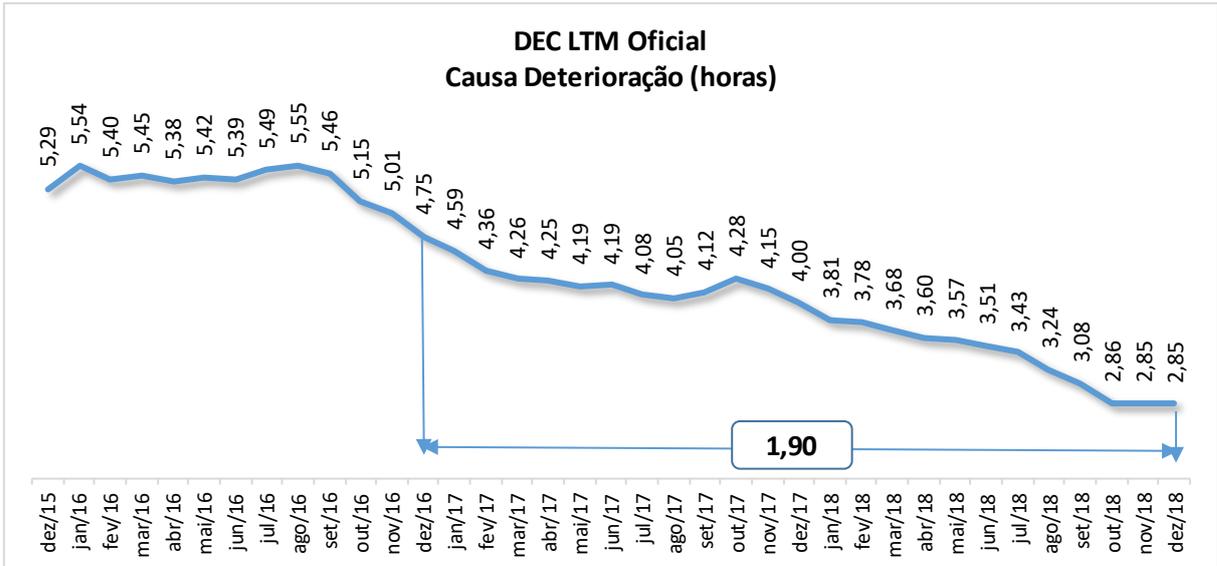


Figura 69 - Indicador DEC LTM Causa Deterioração – Fonte Distribuidora A

A aplicação da tecnologia do carro termovisor possibilitou contribuir de forma bem expressiva para a obtenção do objetivo estratégico de redução dos índices de DEC e FEC na causa deterioração, que performaram com redução de 1,38 horas e 1,90 vezes, respectivamente.

Importante frisar que a redução compreendida no período não está somente condicionada à aplicação do carro termovisor, a eficácia e melhoria contínua das atividades de inspeção em campo realizada pelos gestores contribuem de forma significativa na antecipação do ponto de defeito, bem como na caracterização da criticidade, antecipando a falha.

5.2 DIGITALIZAÇÃO DO PADRÃO CONSTRUTIVO DA REDE DE MÉDIA TENSÃO

5.2.1 Telecontrole

O Projeto Telecontrole se configura como a ação de aplicação tecnológica, associada a digitalização da rede de distribuição, que mais contribuiu para a redução dos indicadores de qualidade DEC e FEC entre os anos de 2015 a 2018. A velocidade e a intensidade na redução são realmente consideráveis e configuram-se como ação de sucesso, cujos conceitos e aplicabilidade já se encontram sedimentados na cultura operacional da distribuidora.

A potencialidade do projeto nas interligações de circuitos de média tensão, a restauração da continuidade do fornecimento e a redução do tempo de indisponibilidade são as principais contribuições de melhoria desta ação. Quando se fala em telecontrole, dentro do contexto de uma distribuidora de energia, deve-se formatar os conceitos de forma a refletir a operacionalidade focada para uma necessidade definida. Para tal, serão abordadas de forma

singular e destacada este tema, cuja explanação mais detalhada, fará parte do capítulo 7, em que serão enfatizados os aspectos de eficiência e os benefícios do telecontrole, nos períodos em que o estudo foi realizado. Cabe destacar também que foi feita uma abordagem de ganhos operacionais adicionais, com 2 temas que são reflexos da aplicação do Projeto Telecontrole, listados mensal e anualmente na Tabela 4. Foram segmentados os aspectos ambientais e de exposição humana ao contato com a Rede de Distribuição Elétrica, a saber:

- Redução de Emissão de CO₂ na atmosfera;
- Redução de Exposição de HH em contato com Rede de Distribuição Elétrica

Tabela 4 - Acompanhamento Mensal dos Indicadores de Emissão CO₂ e Exposição de Horas Trabalhadas
Redução de Emissão de CO₂ e Exposição de HH na condução de viaturas nas Atividades Técnicas Operacionais da Distribuidora

Premissas:	Estudos Realizados pela IASB (Instituto das Águas da Serra do Bodoquena) Estudos Realizados IBAMA (Instituto Brasileiro de Meio Ambiente e Recursos Renováveis) e PROCONVE Programa de Controle da poluição do Ar por Veículos Automotores	
Parâmetros	Emissão de 0,175 kg CO ₂ por km percorrido - Veículo a Alcool	Fator A 0,175
	Emissão de 0,217 kg CO ₂ por km percorrido - Veículo a Gasolina	Fator G 0,217
	Composição da equipe	2 colaboradores

Atividade	Emergência Operação - Telecomando												Média Ano	Total Ano
	jan/16	fev/16	mar/16	abr/16	mai/16	jun/16	jul/16	ago/16	set/16	out/16	nov/16	dez/16		
Período	jan/16	fev/16	mar/16	abr/16	mai/16	jun/16	jul/16	ago/16	set/16	out/16	nov/16	dez/16	Média Ano	Total Ano
Tempo Médio Deslocam. (horas)	0,73	0,78	0,67	0,83	0,75	0,75	0,80	0,62	0,95	0,78	0,82	0,87	0,78	70
Velocidade Média (km/h)	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70
Média Km percorrido	51	55	47	58	53	53	56	43	67	55	57	61	55	70
Quantidade Operações	47	35	31	45	48	41	68	102	89	109	159	153	77	927
Quantidade de Operações (TL+MA)	173	151	139	88	100	98	126	197	136	164	238	236	154	2.000
Redução Emissão CO ₂ (kg)	422,22	335,85	253,17	459,38	441,00	376,69	666,40	770,53	1.035,74	1.045,95	1.590,66	1.624,35	751,83	9.021,92
Emissão CO ₂ (kg) Simulada	1.554,12	1.448,97	1.135,17	898,33	918,75	900,38	1.234,80	1.488,17	1.582,70	1.573,72	2.380,99	2.505,53	1.468,31	17.621,63
Redução Exposição a Direção (h)	68,93	54,83	41,33	75,00	72,00	61,50	108,80	125,80	169,10	170,77	259,70	265,20	123	1.472,97
Exposição a Direção Simulada(h)	253,73	236,57	185,33	146,67	150,00	147,00	201,60	242,97	258,40	256,93	388,73	409,07	239,72	2.877,00
Período	jan/17	fev/17	mar/17	abr/17	mai/17	jun/17	jul/17	ago/17	set/17	out/17	nov/17	dez/17	Média Ano	Total Ano
Tempo Médio Deslocam. (horas)	0,93	0,87	0,92	0,65	0,63	0,65	0,73	0,65	0,70	0,63	1,07	0,58	0,75	70
Velocidade Média (km/h)	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70
Média Km percorrido	65	61	64	46	44	46	51	46	49	44	75	41	53	70
Quantidade Operações	173	140	153	115	97	113	94	133	110	168	105	140	128	1.541
Quantidade de Operações (TL+MA)	281	195	214	150	142	140	129	165	166	222	153	142	198	2.297
Redução Emissão CO ₂ (kg)	1.977,97	1.486,33	1.718,06	915,69	752,56	899,76	844,43	1.059,01	943,25	1.303,40	1.372,00	1.000,42	1.189,41	14.272,88
Emissão CO ₂ (kg) Simulada	3.212,77	2.070,25	2.403,04	1.194,38	1.101,68	1.114,75	1.158,85	1.313,81	1.423,45	1.722,35	1.999,20	1.014,71	1.822,49	19.729,24
Redução Exposição a Direção (h)	322,93	242,67	280,50	149,50	122,87	146,90	137,87	172,90	154,00	212,80	224,00	163,33	194,19	2.330,27
Exposição a Direção Simulada(h)	524,53	338,00	392,33	195,00	179,87	182,00	189,20	214,50	232,40	281,20	326,40	165,67	297,55	3.221,10
Período	jan/18	fev/18	mar/18	abr/18	mai/18	jun/18	jul/18	ago/18	set/18	out/18	nov/18	dez/18	Média Ano	Total Ano
Tempo Médio Deslocam. (horas)	0,72	0,5	0,85	0,43	0,85	0,50	0,47	0,63	1,50	1,83	1,30	1,42	0,92	70
Velocidade Média (km/h)	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70
Média Km percorrido	50	35	60	30	60	35	33	44	105	128	91	99	64	70
Quantidade Operações	217	164	178	96	112	98	102	126	172	225	253	350	175	2103
Quantidade de Operações (TL+MA)	267	199	224	119	142	111	118	138	183	264	269	378	198	2.103
Redução Emissão CO ₂ (kg)	1.905,08	1.004,50	1.853,43	509,60	1.166,20	600,25	583,10	977,55	3.160,50	5.277,71	4.029,03	6.073,96	2.261,74	27.140,90
Emissão CO ₂ (kg) Simulada	2.344,04	1.218,88	2.332,40	631,69	1.478,58	679,88	674,57	1.070,65	3.362,63	5.929,00	4.283,83	6.559,88	2.223,38	30.566,00
Redução Exposição a Direção (h)	311,03	164,00	302,60	83,20	190,40	98,00	95,20	159,60	516,00	861,67	657,80	991,67	369,26	4.431,17
Exposição a Direção Simulada(h)	382,70	199,00	380,80	103,13	241,40	111,00	110,13	174,80	549,00	968,00	699,40	1071,00	363,00	4.990,37

$$Emissão_{CO_2} (Kg) = Fator Combustível \times Média Km Percorrido \times Quantidade de Operações \quad (6)$$

$$Exposição Humana na Direção (Horas) = Tempo Médio de Deslocamento \times Quantidade de Operações \times N^o Colaboradores \quad (7)$$

No ano de 2016, houve uma redução de 9,02 toneladas de Emissão de CO₂ na atmosfera decorrente da redução de operações campo das equipes de atendimentos emergenciais devido às operações remotas no centro de operação. Este procedimento representou uma redução de 51% sobre o valor sem a aplicação do telecontrole. Na redução de exposição de homem-hora, a redução foi de 1.473 horas. Em 2017, o potencial se elevou e os resultados de redução para 14,27 toneladas de CO₂ e 2.330 horas.

Em 2018, o potencial dos benefícios ainda se mostrou crescente e apresentou os melhores resultados. Era o que se esperava em função do crescimento do parque de dispositivos telecomandados, onde a redução de emissão de CO2 alcançou o valor de 27,14 toneladas e a redução de exposição de colaboradores em contato com a rede elétrica foi de 4.431 horas.

Identifica-se, claramente, que o projeto telecontrole aplicado à distribuidora A mostra resultados operacionais muito consistentes, como será mais detalhado no Capítulo 7 deste trabalho, bem como os benefícios periféricos associados ao meio ambiente e saúde laboral, claramente discorridos no texto supracitado.

5.2.2 Proteção de Ramais

Os benefícios associados a tecnologia de proteção dos ramais convergem para a redução dos indicadores de continuidade, no segmento da rede de distribuição, que fazem a conexão entre a linha tronco, que se denomina alimentador, e a rede de baixa tensão, incluindo os ramais dos clientes. Pode-se observar nas figuras 70 e 71, a melhoria de performance dos indicadores de DEC e FEC LTM no período de 2015 a 2018.

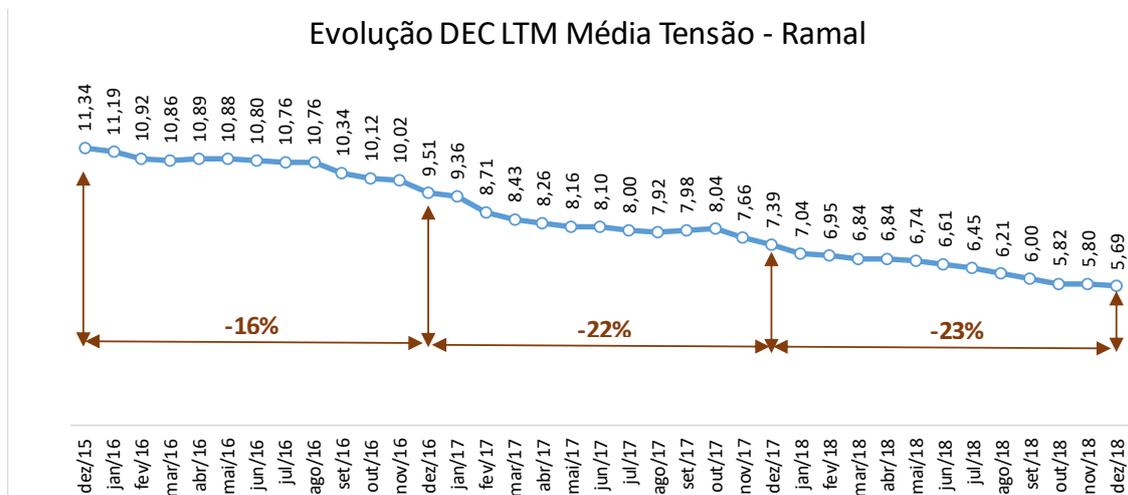


Figura 70 - Evolução do Indicador DEC LTM do Segmento de Rede Ramal – Fonte Distribuidora A

Evolução FEC LTM Média Tensão - Ramal

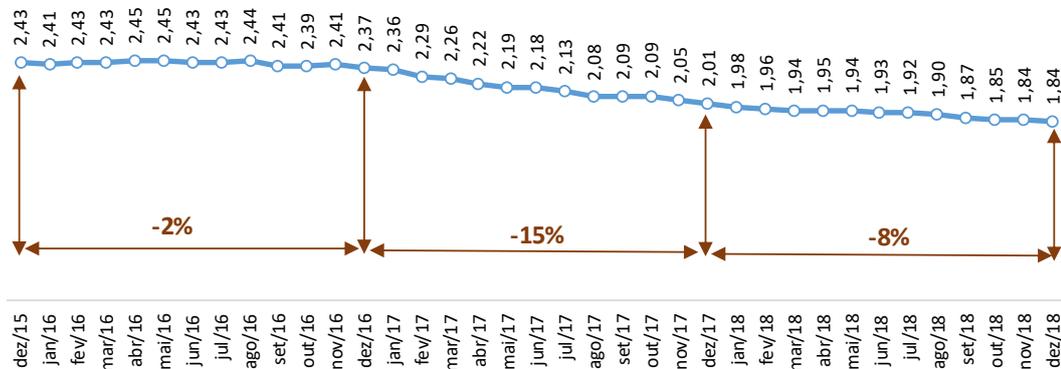


Figura 71 - Evolução do Indicador FEC LTM do Segmento de Rede Ramal – Fonte Distribuidora A

Mediante os resultados apresentados, observam-se reduções significativas nos dois últimos anos (2017 e 2018) de 3,82 horas no DEC e 0,53 vezes no FEC, cuja contribuição dos dispositivos de Proteção de Ramal se faz fortemente presente, conforme observação nos comparativos percentuais.

De forma idêntica ao citado no item 5.1.2, as inspeções em campo atuam com contribuições importantes no que tange a evitar que as faltas aconteçam, eliminando os impactos nos indicadores de qualidade da média tensão.

5.2.3 Monitoramento de Rede

O monitoramento da rede de distribuição sempre foi um dos grandes desafios, pois os centros de operação de parte da média de tensão e toda baixa tensão, sempre atuaram de forma reativa, isto é, agiam somente após o devido informe (conhecimento) pelas ligações dos clientes e que em muitas regiões se tornam problemáticas pelas áreas de sombra, que se define como regiões onde o sinal de telefonia é muito deficitário e que sofrem bloqueios por morros ou até mesmo potência do sinal.

A incorporação do sistema supervisorio, tem como objetivo auxiliar os operadores dos centros de controle no direcionamento de recursos emergenciais quando da indicação, não confirmação, de problemas nos circuitos elétricos.

Conforme já citado anteriormente, esta tecnologia reduz fortemente o tempo médio de preparação e será mostrado a seguir, como se comportou o TMP quando comparado aos atendimentos nos circuitos nos quais não há equipamentos instalados. É salientado, neste trabalho, que os principais critérios adotados no atendimento são relacionados a quantidade de

faltas, circuito com elevados números de clientes e localidades com grande extensão de rede. Estes fatores limitam a eficácia do impacto, quando da inexistência de ferramentas que auxiliam na antecipação de conhecimento da falha. Na Figura 72, pode-se evidenciar a distância entre os indicadores de Tempo Médio de Preparação LTM, entre as ocorrências com e sem monitor de ramal.

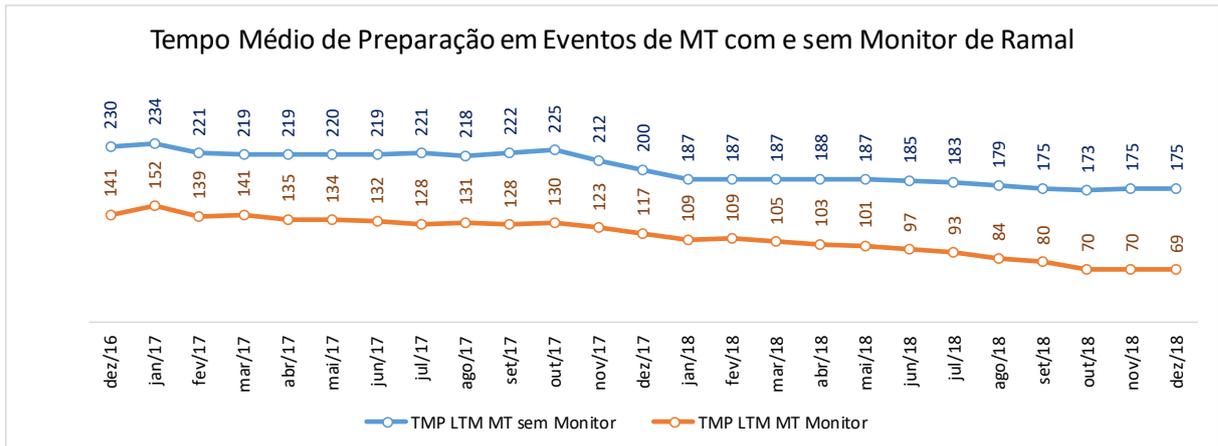


Figura 72 - Acompanhamento TMP entre as Ocorrências Emergenciais com e sem Monitor de Ramal

Comparando os períodos de dezembro de 2016 e dezembro de 2018, observa-se que a aceleração na redução dos benefícios se deu na ordem de 72 minutos e 161 minutos, representando uma melhora de 51 % em relação a si próprio e de 70% em relação às ocorrências sem monitor.

5.2.4 Recondutoramento

No projeto de recondutoramento, os benefícios são classificados levando em consideração as ocorrências que serão minimizadas ou eliminadas na rede de distribuição de média tensão. Potencialmente, os impactos que são analisados e estratificados, se correlacionam diretamente às interrupções ocasionadas pelas falhas decorrentes dos fatores vegetação e degradação da rede de distribuição.

O cálculo do Ganho/Benefício do DEC associado ao projeto tem como referência a equação 8 (Teixeira/Gois et al):

$$\text{Benefício DEC } p = \frac{\left(\left(\frac{(\sum(\text{ConHp} \times B) \times 65\%) \times ER}{ET} \right) - ER \times Prog \right)}{CT} \quad (8)$$

onde,

Benefício do DEC_p – Ganho do DEC no ponto elétrico, expresso em horas;
ConHp – Consumidor horas por causa registrado no ponto elétrico do projeto;
B – Percentual do benefício esperado para as causas de falhas registradas no trecho;

65% - Fator moderador do benefício;
 ET – Extensão de Média Tensão do circuito em Km;
 ER – Extensão de Média Tensão do trecho reconduzido em Km;
 Prog – ConH de Programada média consumido por Reconduzimento por Km de Rede de Distribuição expresso em ConH/Km;
 CT – Total de Clientes da Distribuidora;

Para o indicador de frequência FEC, a equação 9 se assemelha a do DEC:

$$\text{Benefício FEC } p = \frac{\left(\left(\frac{(\sum(\text{ConiHp} \times B) \times 65\%) \times ER}{ET} \right) - ER \times \text{Prog} \right)}{CT} \quad (9)$$

onde,

Benefício do FECp – Ganho do DEC no ponto elétrico, expresso em vezes;
 ConiHp – Consumidor afetado por causa registrado no ponto elétrico do projeto;
 B – Percentual do benefício esperado para as causas de falhas registradas no trecho;
 65% - Fator moderador do benefício;
 ET – Extensão de Média Tensão do circuito em Km;
 ER – Extensão de Média Tensão do trecho reconduzido em Km;
 Prog – Coni de Programada média consumido por Reconduzimento por Km de Rede de Distribuição expresso em Coni/Km;
 CT – Total de Clientes da Distribuidora;

Os indicadores DEC e FEC serão mostrados nos benefícios globais do próximo item. Nesta seção, porém, serão mostrados os efeitos do reconduzimento, enfatizando a evolução da quantidade de falhas na média tensão que reflete parte dos benefícios do projeto e que também influencia na redução dos índices de causas associadas a poda e deterioração.

Na Figura 73, observa-se o comportamento do volume de falhas compreendido entre os anos de 2017 e 2018 quando, conforme mencionado no item 6.2.8 deste trabalho, foram incorporados à rede de distribuição 2.179 Km de rede isolada.

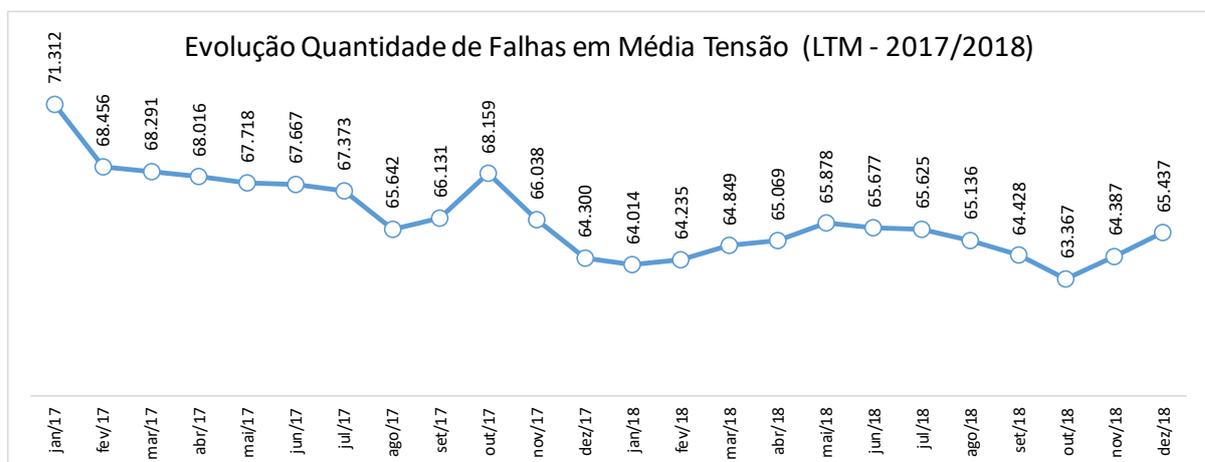


Figura 73 - Evolução da Quantidade de Falhas na Rede de Média Tensão – Fonte Distribuidora A

Observa-se, pelo gráfico, que em alguns meses dos anos houve elevações do indicador LTM, porém, observando o período janeiro 2017 em comparação com dezembro 2018, a redução ficou em 5.875 eventos. Colocando um olhar mais otimista, pode-se observar que no melhor mês, esta diferença chegou a 7.945 eventos, mostrando claramente a eficácia da ação.

5.2.5 Estrutural (Centro Satélite e Container)

A tecnologia de segregação de clientes, em circuitos de média tensão, através de centro satélite e container, ocorreu nos anos de 2017 e 2018 com 9 e 6 unidades, respectivamente. O benefício na redução de clientes impactados, quando das faltas/interrupções na rede de distribuição, podem ser observados nas Figuras 74 e 75.

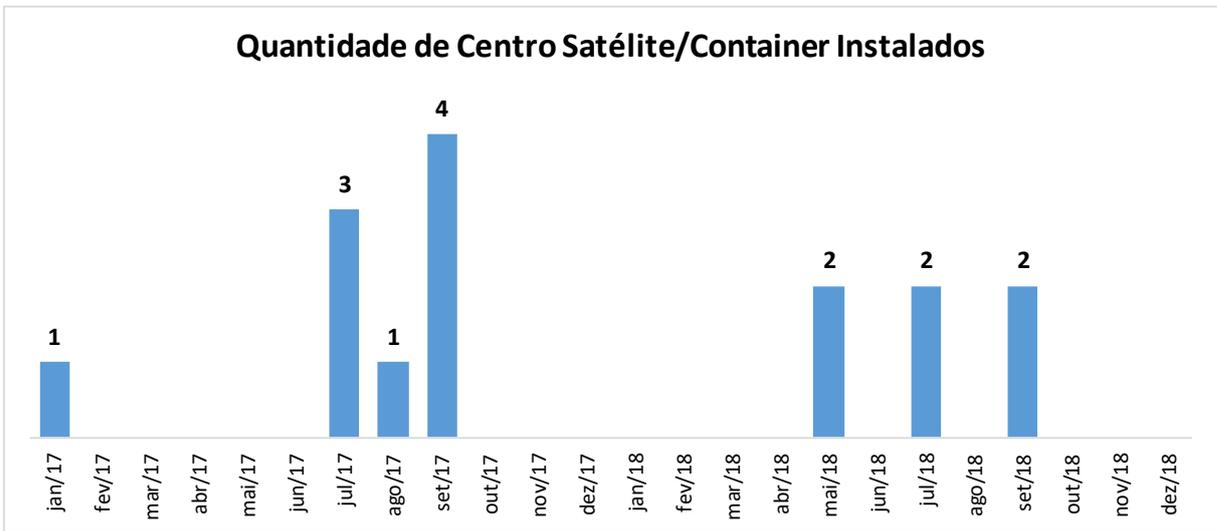


Figura 74 - Quantidade Mensal de Centro Satélite/Container Instalados – Fonte Distribuidora A

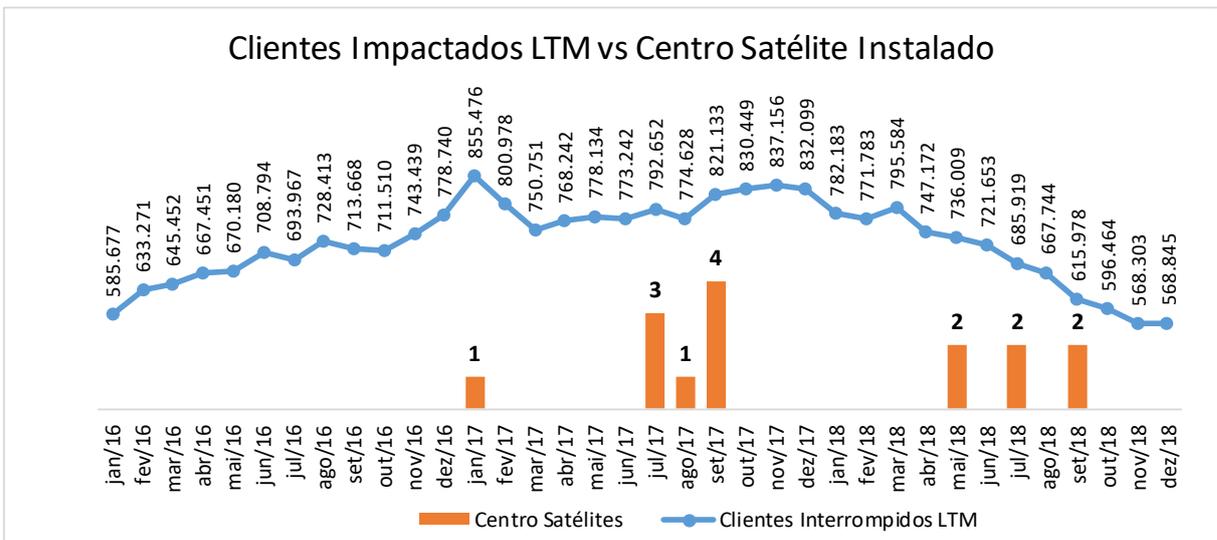


Figura 75 – Evolução LTM dos clientes afetados vs. Centro Satélite Instalado – Fonte Distribuidora A

Observa-se que a curva de clientes afetados mostra redução quando da inserção da infraestrutura e que o resultado acompanha o projeto anterior, cuja função de melhoria está sendo desempenhada conforme estimativa.

5.3 BENEFÍCIOS GLOBAIS

Fazendo a composição de todas as tecnologias aplicadas e como cada item interfere positivamente na redução dos indicadores de qualidade DEC e FEC, foi idealizado o gráfico em formato *Waterfall*, nas Figuras 76 e 77, que permite fazer a distribuição de benefícios por tipologia de tecnologia, em referência ao período de janeiro de 2016 até dezembro de 2018.

Para o DEC, como mostrado na Figura 76, a segmentação por modalidade de benefícios tecnológicos, no qual os agrupamentos estão classificados em operação e manutenção, telecontrole e supervisão, melhoria de rede e o impacto negativo, que acresce no valor do indicador, decorrente das condições climáticas.

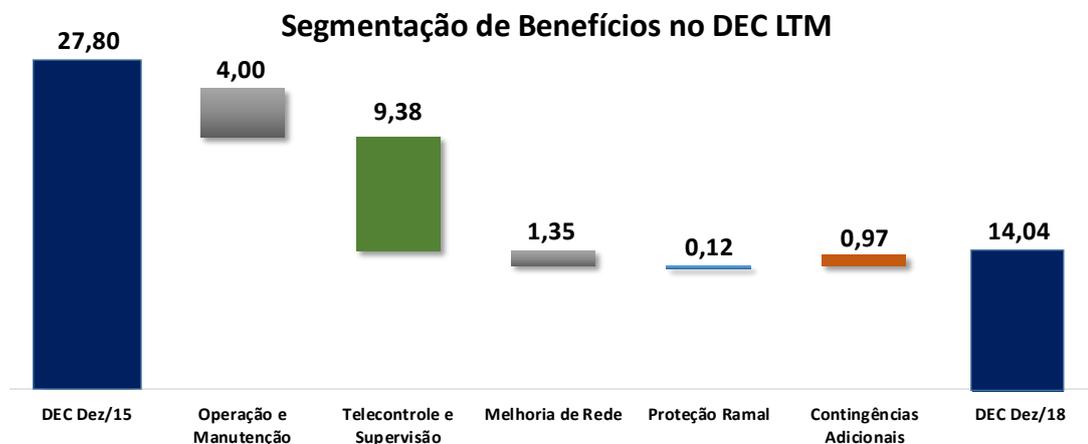


Figura 76 – Benefício DEC LTM por Tipologia de Tecnologia – Período 2016-2018

O gráfico da Figura 76 é denominado *Waterfall* (cascata) e tem a específica função de segmentar em blocos (modalidade de tecnologia) os valores de redução (benefício) do indicador de qualidade do período de dezembro de 2015 a dezembro de 2018.

Visando fazer as devidas comparações entre as tecnologias identificadas anteriormente, no corpo do trabalho, decorrente da filosofia de Digitalização da Distribuição, tem-se as seguintes composições:

- *Operação e Manutenção* - das 4,00 horas, a decomposição está definida como 2,30 horas associadas a redução do impacto da vegetação, contemplando a Inspeção com Helicóptero, bem como eficácia das inspeções pedestres com a correta identificação do grau de criticidade das podas e as 1,70 horas associadas a redução do indicador pela causa deterioração, que contempla a Inspeção com Carro Termovisor e também comunga com a eficácia das inspeções pedestres realizadas pelos gestores de campo.
- *Telecontrole e Supervisão* - 6,10 horas estão diretamente relacionadas a incorporação da tecnologia de comando remotos para identificação de trechos e isolamento dos segmentos danosos no circuito de Média Tensão e 3,28 horas estão direcionadas ao Sistema de Monitoramento (alarme) para redução do Tempo Médio de Atendimento Emergencial que é definido pelos Monitores de Ramal.
- *Melhoria de Rede* - das 1,35 horas, 1 hora está associada ao Recondutoramento em Cabos específicos Elicord e 0,35 horas direcionadas ao desmembramento de circuitos radiais em diversos trechos de Rede de Média Tensão, para redução da quantidade de clientes impactados.
- *Proteção de Ramal* – as 0,12 horas compreendem os benefícios do período de final de 2017 e 2018 com a incorporação à Rede de Distribuição de 371 equipamentos.
- *Condições Climáticas* - afetam de forma negativa em 1 hora a evolução dos indicadores de Qualidade, tanto no DEC quanto no FEC. Apesar dos quesitos regulatórios definidos no módulo 08 do PRODIST, que permitem tratamento diferenciados quando das ocorrências fora das condições normais de atendimento, as abrangências e critérios devem ser rigorosamente respeitados e abordam situações em que realmente a condição climática aportam impactos que superam as regras dos termos Regulatórios (Consumidor Hora Interrompido, Decretos de Situação de Emergência/Calamidade Pública e superação das Metas de Dia Crítico Diário por Conjunto Elétricos).

Para o FEC LTM, mostrado na Figura 77, a tratativa é idêntica ao do DEC LTM.

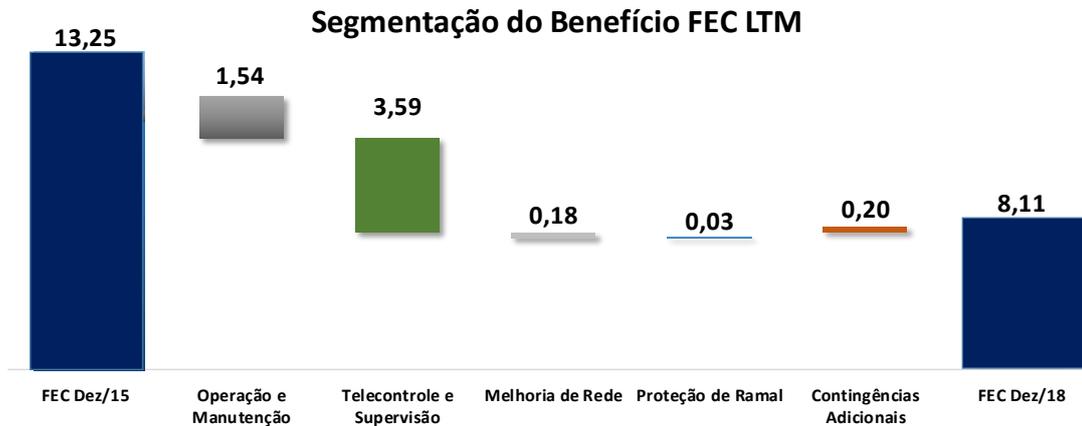


Figura 77 – Benefício FEC LTM por Tipologia de Tecnologia – Período 2016-2018

O gráfico da Figura 77 tem a específica função de segmentar em blocos (modalidade de tecnologia) os valores de redução (benefício) do indicador de qualidade do período de dezembro de 2015 a dezembro de 2018.

No procedimento de segmentação:

- *Operação e Manutenção* - das 1,54 vezes, 0,33 vezes direcionados para vegetação com a identificação antecipada nas Inspeções com Helicóptero, bem como eficácia das inspeções pedestres com a correta identificação do grau de criticidade das podas e 1,21 vezes direcionadas para efetividade de identificação de defeitos antecipadamente pelo Carro Termovisor e também comunga com a eficácia das inspeções pedestres realizadas pelos gestores de campo.
- *Telecontrole e Supervisão* - 3,59 vezes estão totalmente associadas a Telecontrole, na recomposição dos clientes sadios com tempos inferiores a 3 minutos (limite regulatório para contabilização de indicadores de qualidade. A não contribuição do Sistema de Monitoramento está associada a não possibilidade de evitar a interrupção e somente sinalizá-la).
- *Melhoria de Rede* - das 0,18 vezes, 0,14 estão associados aos recondutoramentos efetuados na Rede de Média Tensão e as 0,04 vezes atribuídas para as Melhorias nas Infraestruturas através dos desmembramentos dos Circuitos Radiais.

- *Proteção de Ramal* – as 0,03 vezes estão associadas aos dispositivos instalados conforme citado no DEC.
- *Severidades Climáticas* - afetaram as interrupções de forma negativa os indicadores de frequência em 0,20 vezes.

Diante do exposto, fica evidente toda contextualização descrita no segmento do trabalho e o enorme benefício do telecontrole na distribuidora. As segmentações supra relacionadas têm como finalidade mostrar os impactos de cada aplicação tecnológica. Pode-se observar que 2 projetos têm mais destaque, mas, no contexto geral, a composição das aplicações vai somando os benefícios, que apesar de alguns serem visualmente pequenos a nível de números, afetam significativamente a percepção dos clientes.

6 PLANO DE MELHORIA OPERACIONAL

A aplicação da tecnologia de telecontrole surge como uma ferramenta essencial toda vez que é necessário recompor o suprimento de energia o mais rápido possível, quando há uma interrupção de energia ou a necessidade de desconectar parte do sistema de distribuição da rede principal.

O avanço tecnológico nos permite comandar equipamentos à distância em tempo real, sem o auxílio de mão-de-obra humana, atuando diretamente nos equipamentos de manobras, fazendo com que o tempo de indisponibilidade de fornecimento seja cada vez mais reduzido e com sua total fiscalização e controle pelo sistema do centro de operações. O projeto de telecontrole incorporado ao serviço de distribuição de energia elétrica no Brasil foi o principal pilar entre as ações de investimento para melhoria dos indicadores de qualidade, com impacto de 41% sobre o benefício no indicador DEC. A distribuidora A apresentou redução de 48% no DEC e 41% no FEC, considerando dezembro de 2015 e setembro de 2018.

6.1 TELECOMANDO NA REDE DE MÉDIA TENSÃO

6.1.1 Modelo Operacional antes do uso da tecnologia do Telecomando

O modelo de instrução operacional sem função de controle remoto, identificado na maioria das concessionárias de distribuição, considera a segmentação lógica da rede de média tensão realizada pelas equipes de resposta a emergências, para identificar o ponto de defeito e

seu posterior isolamento. O processo é realizado através de sucessivas manobras com testes de conformidade de campo, orientados pela configuração do diagrama unifilar (Figura 78). Na Distribuidora A, as etapas eram regidas por uma instrução operacional que definia as chaves que deveriam ser manobradas através da aceitação ou não da energização de cada segmento de rede de média tensão (Figura 79). A normalização do primeiro bloco de clientes (carga) estava em cerca de 38 minutos (tempo médio de deslocamento da equipe em campo para realização da manobra), causando um impacto considerável nos indicadores de continuidade DEC e FEC (ANEEL, 2018), nesta primeira etapa da operação da rede.

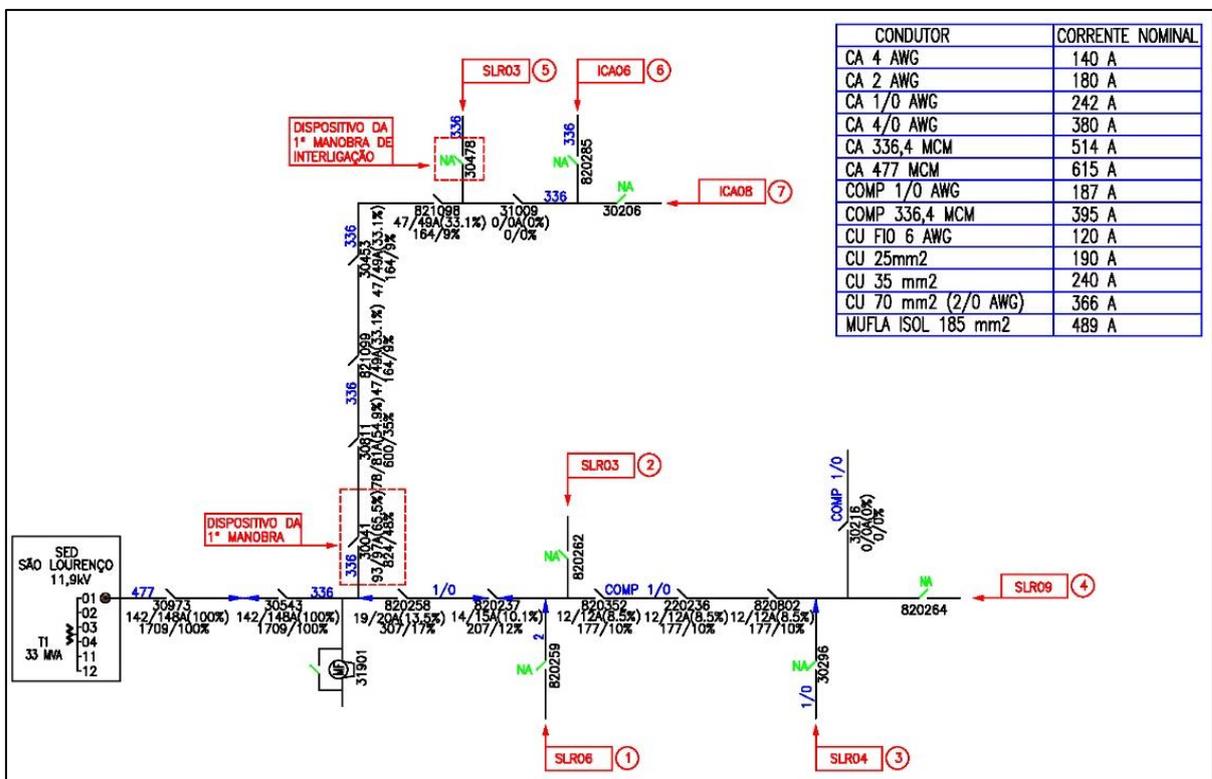


Figura 78 - Diagrama de linha única com os dispositivos de manobra e informações operacionais - Fonte Distribuidora A

A seguir é mostrada a característica elétrica dos dispositivos da Figura 78.

- => Circuitos de Média Tensão (Alimentadores) que possibilitam manobras com o Circuito principal SLR01 para transferência de Carga;
- => Chave Faca NF (Fechada);
- => Chave Faca NA (Aberta);
- => Medição de Fronteira entre Circuitos de Média Tensão de Unidades Operacionais distintas;

Dispositivo da 1ª Manobra

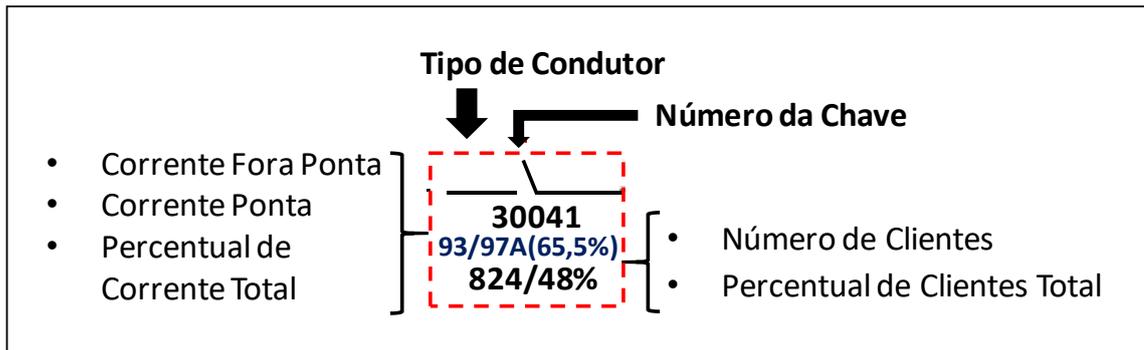


Figura 79 - Exemplo de atributos elétricos e físicos em Chave de 1ª Manobra na Rede de Média Tensão - Fonte Distribuidora A

6.1.2 Modelo Operacional incorporando a tecnologia do Telecomando

No final do ano de 2015, a distribuidora A contava com 629 equipamentos de controle remoto e não garantia 100% de efetividade no controle remoto dos mesmos, devido a problemas de disponibilidade de comunicação via GPRS (*General Packet Radio Services*). Desta forma algumas instruções eram direcionadas para as manobras manuais, com consumo adicional de tempo. Um forte projeto de investimento foi iniciado com a incorporação de mais de 4.980 equipamentos controlados remotamente em operação (Figura 80), principalmente através de chaves controladas remotamente (BONOMI, 2017).

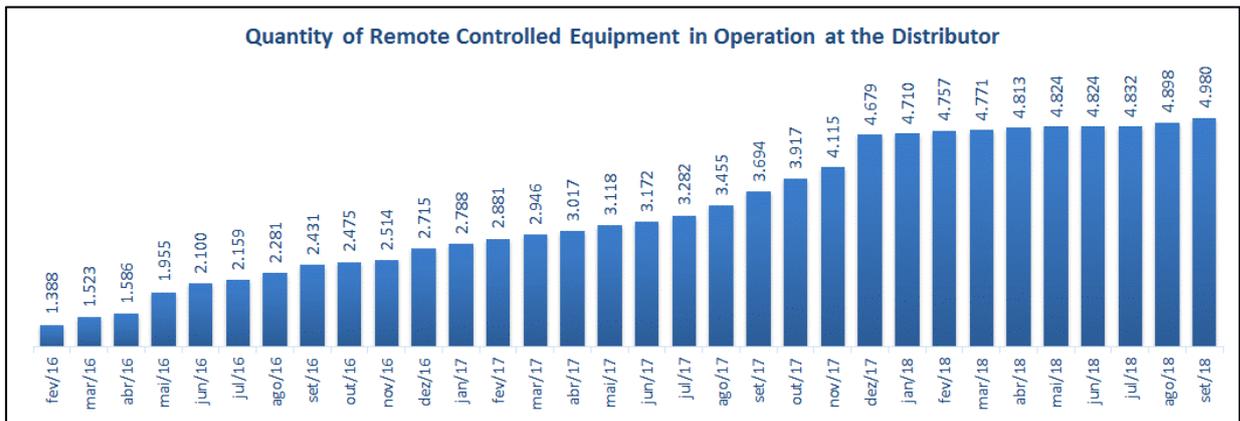


Figura 80 - Quantidade de Equipamentos Telecomandados em Operação - Fonte Distribuidora A

Um dos fatores fundamentais para que o design dos controles remotos atinja o sucesso desejado é a disponibilidade de comunicação para que sua funcionalidade de automatismo esteja totalmente disponível para as manobras necessárias, com foco na redução do tempo de indisponibilidade de energia para os consumidores. A comunicação predominante no automatismo do comutador de controle remoto na distribuição é GPRS, tendo pontos com fibra óptica e satélite, onde a chamada área de sobra impede a continuidade da disponibilidade de

comunicação, principalmente em condições climáticas adversas. As Figuras 81 e 81 mostram a meta de desempenho operacional móvel nos estados da Federação Nacional Brasileira consolidando todas as operadoras de telefonia, emitidos pelo órgão competente (ANATEL, 2016). Onde se observa que as operadoras do Rio de Janeiro ainda estão aquém do nível desejável, apesar da evolução dos indicadores entre os anos de 2015 e 2016, que passou de 64,2% para 69,5%. A distribuidora A, para garantir o máximo detalhamento do monitoramento do desempenho de comunicação, quando necessário nas operações de equipamentos controlados remotamente, criou um modelo de gestão por meio de um indicador de monitoramento semanal (Figura 83). Foi definido um parâmetro mínimo que se pretende alcançar, para que os resultados dos benefícios projetados se materializem. Uma infraestrutura técnica foi mobilizada para que o acompanhamento refletisse a disponibilidade de comunicação (ANATEL, 2016).

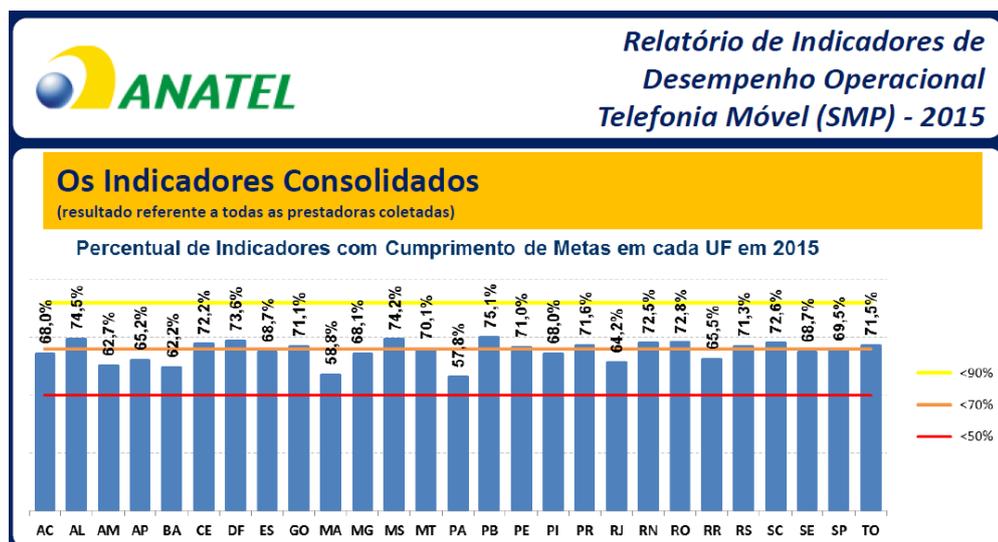


Figura 81 - Relatório Operacional de Performance Ano 2015 - Fonte ANATEL

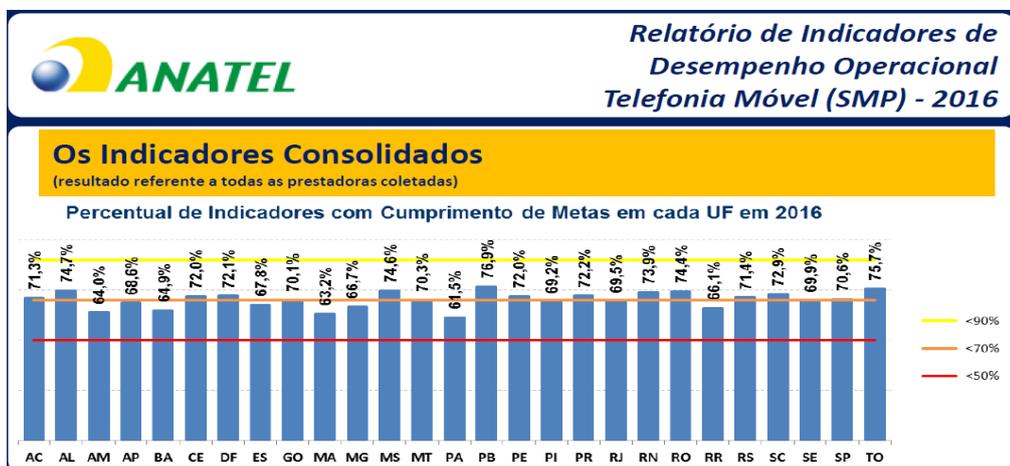


Figura 82 - Relatório Operacional de Performance Ano 2016 - Fonte ANATEL

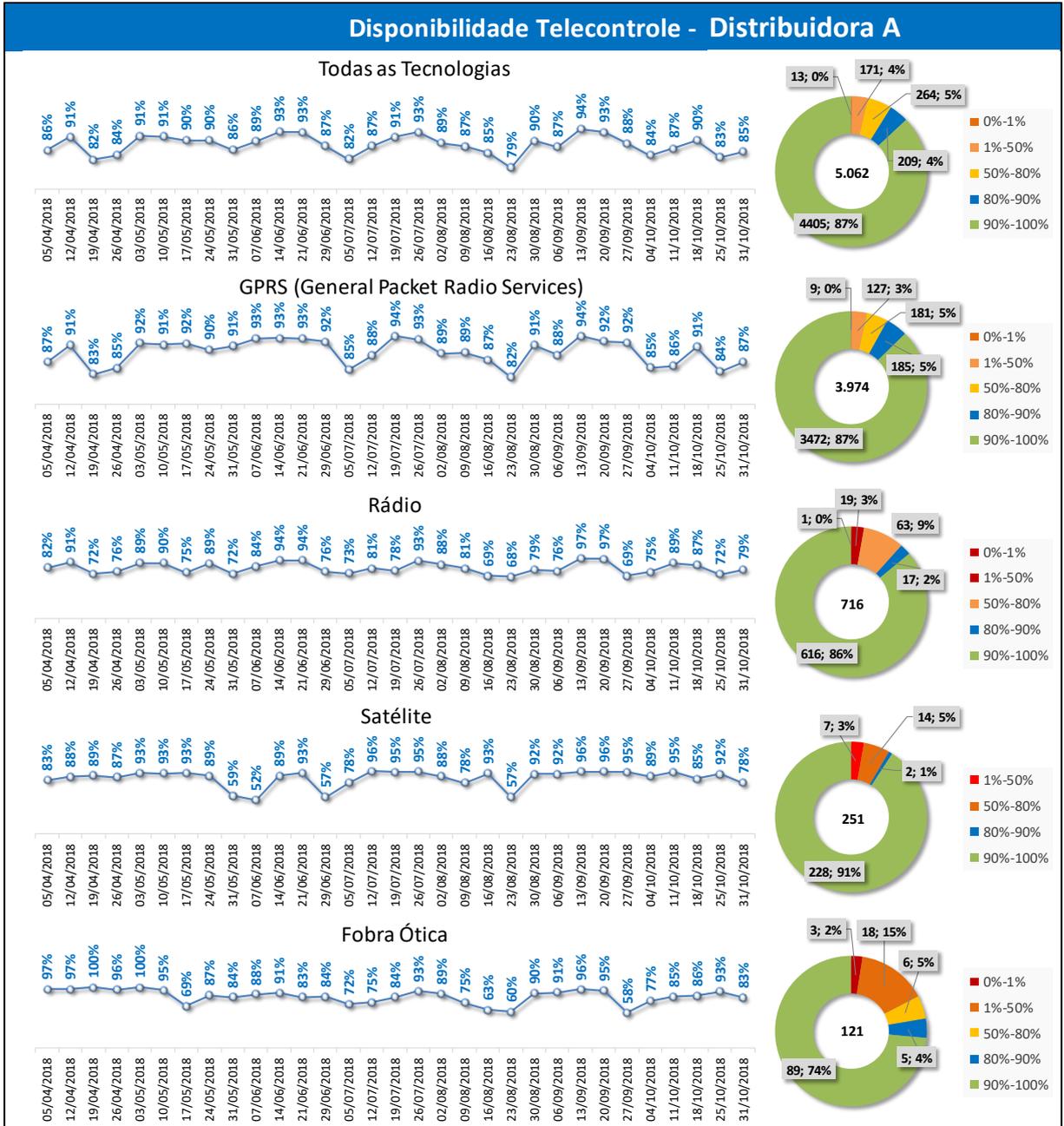


Figura 83 - Relatório de Controle de Performance por Tipo de Tecnologia de Comunicação - Fonte Distribuidora A

A Figura 83 mostra as tecnologias de comunicação utilizadas para operação do Sistema de Automação da distribuidora A. Observa-se, pelos percentuais de disponibilidade registrados nos gráficos, que a tecnologia que usa o Satélite apresenta maior valor, porém, as demais estão muito próximas dos 90%, o que é considerado um valor bom e o monitoramento periódico tem como objetivo identificar onde está o potencial de melhoria.

Para cada tecnologia de comunicação, está apresentada no gráfico cronológico a esquerda a evolução de disponibilidade média dos equipamentos ao longo das semanas e ao

lado, em diagramas circulares, tem-se na parte central a quantidade de equipamentos atendido pela tecnologia de comunicação e ao redor, o fracionamento da faixa percentual de disponibilidade com a quantidade de equipamentos associados. A parte sensível desta informação é saber a quantidade de equipamentos por tecnologia, que apresentam baixa aderência de disponibilidade em seus devidos segmentos de comunicação para que se possa propor as ações de manutenção ou substituição dos mesmos em termos de coordenadas físicas (fraca potência de sinal).

6.1.3 Arquitetura do Projeto Telecontrole

O projeto de telecontrole consiste na automação da rede de média tensão, utilizando dispositivos de controle remoto, chaves seccionadoras e religadores associados ao sistema de gerenciamento de rede, denominado sistema de controle remoto de média tensão STM (Figura 84). Esse investimento, se concentra na melhoria dos indicadores de qualidade do fornecimento de eletricidade, fornecendo detecção de falhas rápida e consistente e redução de clientes afetados pelo aumento da seletividade da rede.

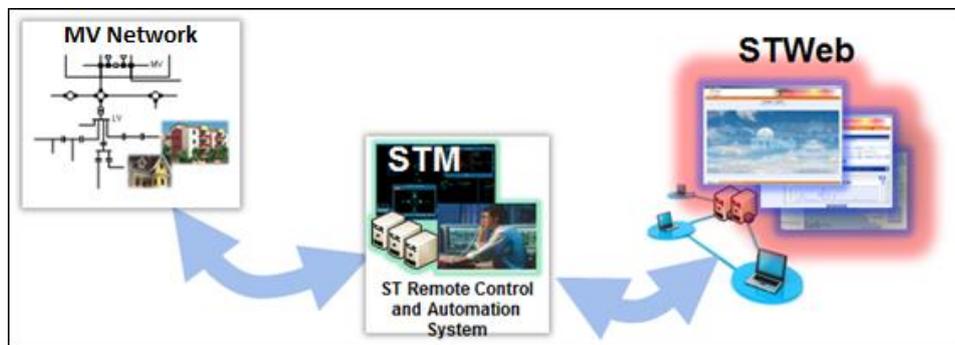


Figura 84 - Arquitetura do Projeto Telecontrole - Fonte Distribuidora A

Entre os equipamentos que o STM permite operar, está a chave remota, que consiste em um equipamento de manobra (IMS), uma unidade periférica (UP) e um sistema de detecção de falhas (RGDAT). O protocolo de comunicação utilizado é o IEC104. A norma IEC 60870-5-104 trata do intercâmbio de mensagens de Telecontrole entre centros de controle e RTU's conectados via redes de dados, usando TCP / IP (SANCHEZ et al., 2010).

A solução de comunicação navega através de 4 modos:

- a. GPRS: Tecnologia utilizada em maior escala em equipamentos de rede controlados remotamente, com disponibilidade satisfatória;

- b. Rádio Digital: rede de telecomunicações própria em constante expansão;
- c. Fibra Óptica: O equipamento *Smart City Project* utiliza esta tecnologia, existem planos para um anel de fibra óptica para atender certas regiões;
- d. Satélite: Destina-se a atender equipamentos que não possuem cobertura GPRS e rádio;

6.1.4 Componentes da Chave Telecomandada

O equipamento responsável pelo telecontrole possui três componentes principais, como mostra a Figura 85, e permite executar as ações conforme especificado em sua configuração original.

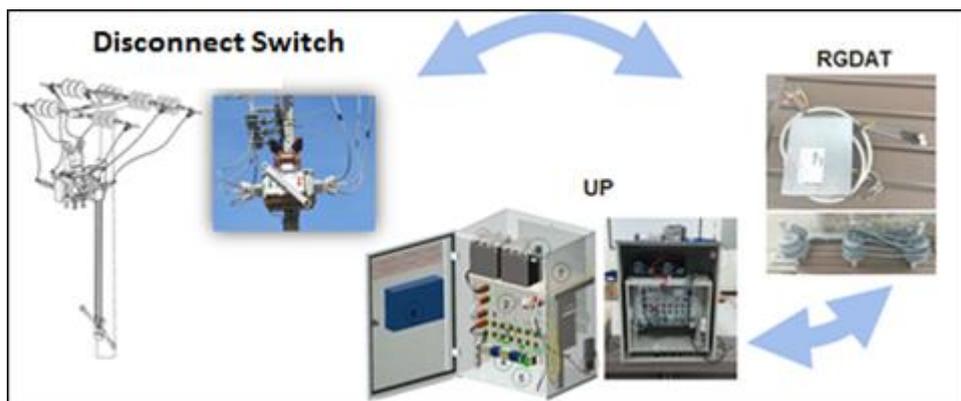


Figura 85 - Terminal Remoto e seus componentes - Fonte Distribuidora A

A chave telecomandada é composta por:

- a) Unidade de Seccionamento - Dispositivo eletromecânico responsável pelo seccionamento do circuito de média tensão por meio de controle elétrico;
- b) Unidade de Processamento (UP) - Possui entre seus componentes a fonte de alimentação, responsável por alimentar os circuitos eletrônicos internos; a unidade eletrônica, responsável pela comunicação com o centro de operação; comando local e interface com a própria chave remota.

- c) Detector de guia direcional de falha sem tensão (RGDAT) - Um dispositivo que consiste em um sensor de corrente e tensão primária, além da parte eletrônica que informa as medições elétricas e a corrente de curto. O RGDAT é responsável por toda a lógica que controla o comando da chave.

6.1.5 Lógica de funcionamento da Chave Telecomandada

As chaves controladas remotamente têm um conjunto de dispositivos (sensores + RGDAT) que identifica a falha capturando dados de grandezas elétricas. A sinalização é feita em um sistema de monitoramento STWEB específico, que mostra através da IHM, a sinalização dos pontos de passagem de falha (short) e permite que o operador do centro de operação do sistema opere o controle remoto para abrir ou fechar os dispositivos que possuem a funcionalidade de controle remoto ativo. Esta é a forma de restabelecer o segmento de clientes saudáveis, normalizando a energia deles de forma mais rápida.

6.1.6 Modelo atual de operação com telecomando

A digitalização, implantação de controle remoto da rede de média tensão da distribuidora A, foi um passo importante para melhorar a qualidade do fornecimento de energia da concessionária. Isso pode ser verificado pela maneira como o centro de operação do sistema (COS) realiza manobras na rede de distribuição.

O processo de varredura baseou-se na premissa de que chaves remotas foram instaladas em pontos estratégicos da rede de média tensão, tendo como principal requisito a quantidade que ela possui. Com isso, em um cenário de desligamento automático de um circuito de média tensão, a primeira ação a ser tomada é identificar no sistema de supervisão em que ponto da rede ocorreu o curto, mostrado no esquema de uma linha (Figura 86). Isso é possível porque a chave do controle remoto, na qual a corrente de curto-circuito passa, gerará um alarme no sistema de supervisão, permitindo que o operador execute o controle remoto abrindo a chave. Feito isso, o operador COS pode reenergizar a rede de média tensão até a chave aberta, normalizando rapidamente o maior número de clientes possível.

Como citado em (KUZLU; PIPATTANASOMPORN; RAHMAM, 2014), a automação da distribuição (DA) fornece informações de operação em tempo real da estrutura da rede, controle de automação, comunicação de dados e gerenciamento de informações, para monitorar e controlar a rede de distribuição.

Um dos principais fatores que possibilitaram a maximização do potencial de uso do equipamento de controle remoto, foi a mudança cultural direcionada à aplicação da nova tecnologia aos funcionários do centro de operação na supervisão e gestão da rede de distribuição. A visão sistêmica e o foco na necessidade de acelerar o restabelecimento de clientes saudáveis e o isolamento do trecho afetado pela falta, evidenciam cada vez mais os benefícios do projeto de telecontrole.

A importância da interface homem-máquina (IHM), para o sucesso de aplicações de sistemas especialistas, tem sido extensivamente, embora não excessivamente, enfatizada em muitas publicações (BURT et al., 1995).

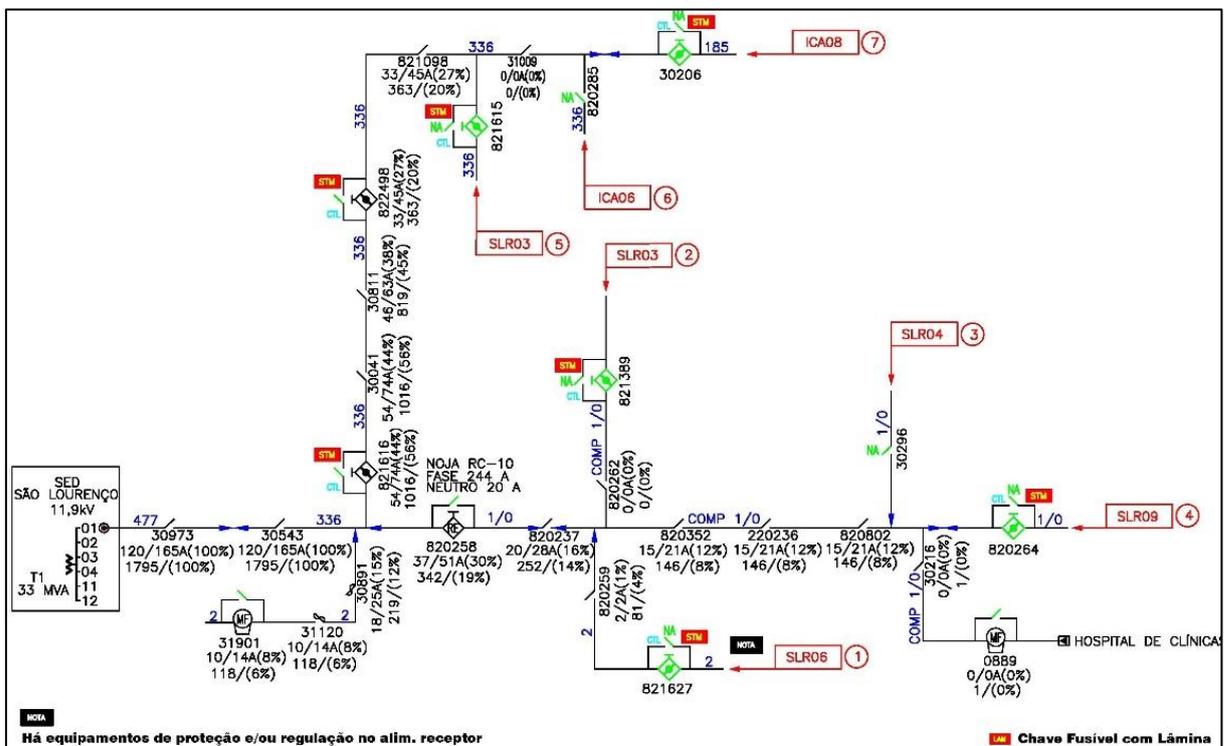


Figura 86 - Diagrama unifilar dispositivos de controle remoto para operação - Fonte Distribuidora A

A diferença entre o diagrama da Figura 86 em relação ao diagrama da Figura 78 é a incorporação de chaves telecomandadas instaladas em segmentos estratégicos, substituindo as antigas chaves NF de primeira manobra (manobras prioritárias para isolamento e teste do circuito).

Segue a característica elétrica dos dispositivos CTL no unifilar:



As Figuras 87 e 88 contêm as capturas de eventos reais em dois circuitos de média tensão da área de concessão. Para tornar explícito o escopo do projeto, os alimentadores estão localizados em regiões muito distintas, onde as dificuldades de normalização também se apresentam em cada uma delas. No primeiro evento, localizado na região da Costa Verde, a principal dificuldade está no deslocamento das equipes, pois são alimentadores muito grandes em áreas de difícil acesso; no segundo mostra um exemplo de região que tem forte impacto dos formadores de opinião. No primeiro caso, a operação do controle remoto reduziu o tempo total de normalização da interrupção em 28 minutos, evitando assim o impacto de 9.772 conI (consumidor interrompido) e 4.886 conH (consumidor hora interrompido) nos indicadores de desempenho operacional regulados pela Aneel. No segundo evento a influência do benefício se assemelha a uma redução do tempo de interrupção global em 43 minutos, evitando assim o impacto de 2.296 conI (consumidor interrompido) e 1.645 conH (consumidor hora interrompido) nos indicadores.

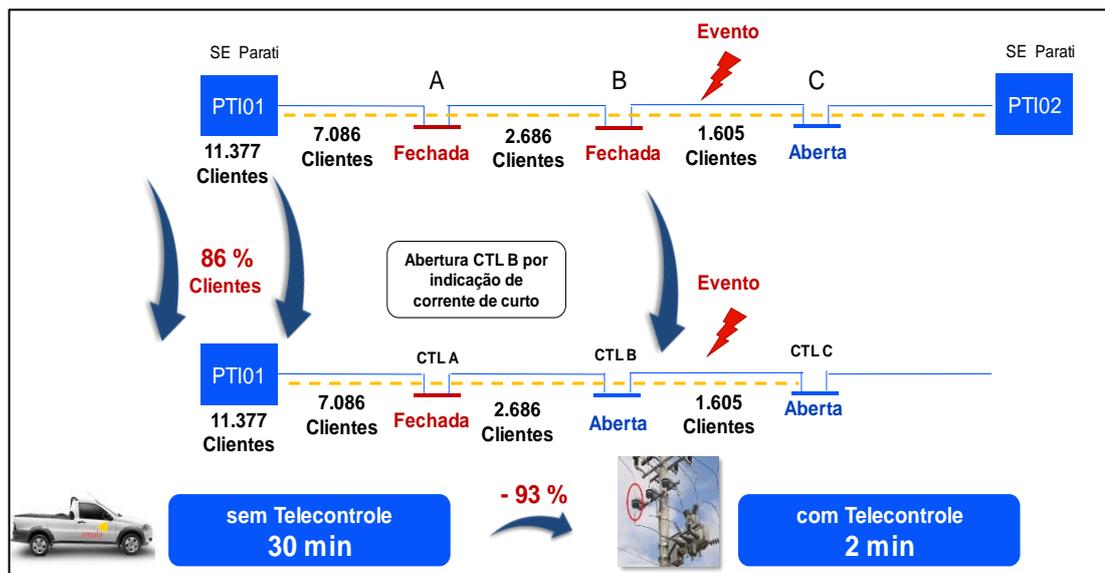


Figura 87 - Exemplo de Manobras após um desarme do circuito de média tensão - Fonte Distribuidora A

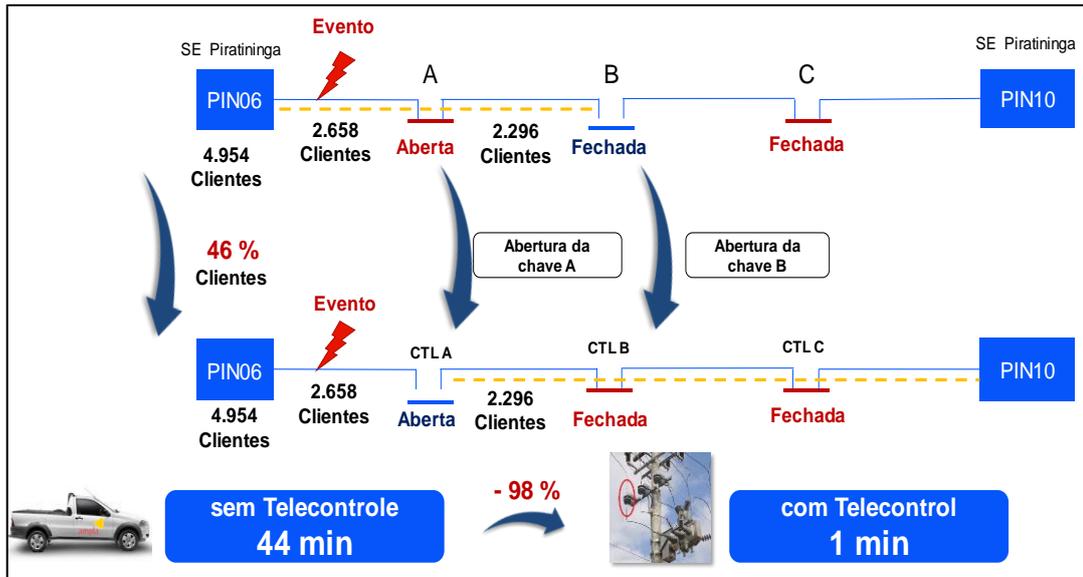


Figura 88 - Exemplo de Manobras após um desarme do circuito de média tensão - Fonte Distribuidora A

Um resumo dos impactos dos eventos mencionados com e sem a função de controle remoto é mostrado na Tabela 7, apresentando os benefícios da aplicação da tecnologia.

Tabela 5 - Benefício do telecontrole apresentado nos eventos das Figuras 87 e 88 - Fonte Própria

Evento Figura A	Quantidade Clientes Evento	DEC Global Evento (horas)	FEC Global Evento (vezes)	Benefício DEC	Benefício FEC	% Benefício DEC	% Benefício FEC
sem Telecomando	11.387	0,00226	0,00441				
com Telecomando	11.387	0,00042	0,00062	0,00184	0,00379	81%	86%

Evento Figura B	Quantidade Clientes Evento	DEC Global Evento (horas)	FEC Global Evento (vezes)	Benefício DEC	Benefício FEC	% Benefício DEC	% Benefício FEC
sem Telecomando	4.954	0,00139	0,00192				
com Telecomando	4.954	0,00074	0,00103	0,00065	0,00089	47%	46%

7 RESULTADOS OPERACIONAIS DA DISTRIBUIDORA ASSOCIADOS A CONTINUIDADE DO SERVIÇO E SATISFAÇÃO DOS CLIENTES DO PROJETO TELECONTROLE – ESTUDO DE CASO

7.1 INTRODUÇÃO

Este item do trabalho descreve um caso real de melhoria contínua dos indicadores de continuidade com uma mudança na estratégia e aceleração dos benefícios do controle remoto em média tensão. A Distribuidora, objeto deste trabalho, encerrou o ano de 2015 com um cenário de indicadores de qualidade, relacionados à Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora - DEC (Figura 89) e Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora - FEC (Figura 90) em 27,80 horas e 13,25 vezes, respectivamente. Esses valores tiveram impacto muito expressivo no resultado financeiro, motivados pelas compensações

pagas e pela imagem da distribuidora, ante seus consumidores e da Agência Reguladora ANNEL.

Como resultado, o projeto foi iniciado com foco direto na melhoria da rede de média tensão. A alternativa convergiu para as aplicações utilizadas em outras empresas no cenário europeu, onde os índices de qualidade regulados estão bem abaixo dos apresentados na América Latina e considerados como de excelência (Tabela 7).

A alavanca para melhorar os índices da distribuidora A foi o projeto de telecontrole, com a instalação de chaves telecontroladas, para reduzir o tempo de parada nos circuitos de média tensão. A seleção, colocação de equipamentos e sistemas de controle nessas redes são primordiais para garantir o sucesso do projeto e requer um planejamento cuidadoso para otimizar o desempenho (GEORGILAKIS et al., 2002) e trazer benefícios econômicos para operadores e clientes relacionados à confiabilidade aumentada (CONTI et al., 2014).

A confiabilidade do sistema pode ser melhorada reduzindo a frequência de ocorrências de falhas, reduzindo o tempo de reparo ou restauração ou reduzindo a extensão da interrupção, conforme relatado em (SIIRTOA et al., 2015).

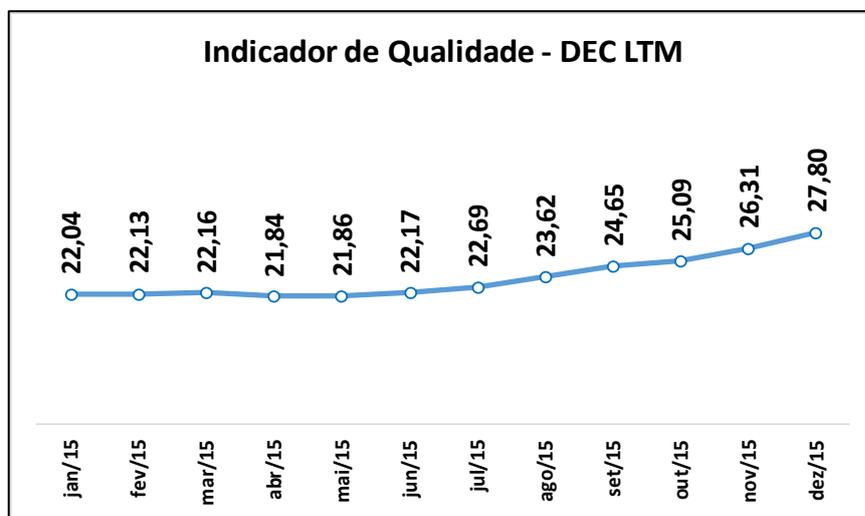


Figura 89 - Comportamento Indicador DEC LTM da Distribuidora A ao longo de 2015 - Fonte Aneel

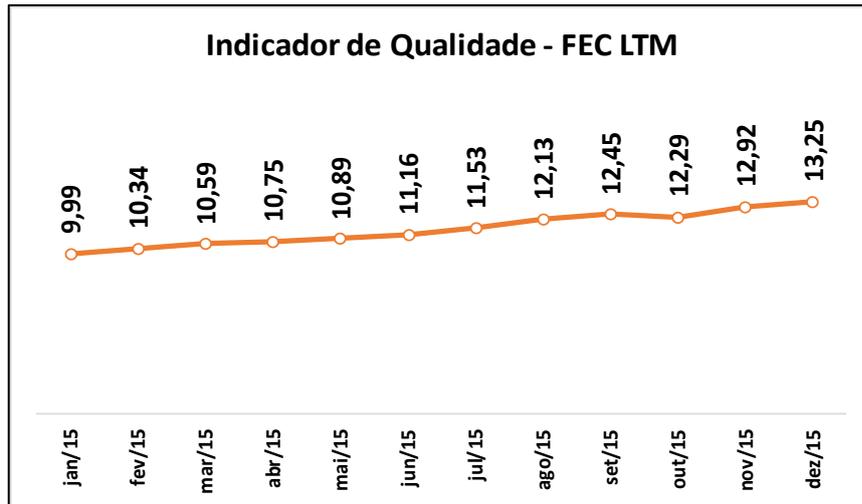


Figura 90 - Comportamento Indicador FEC LTM da Distribuidora A ao longo de 2015 - Fonte Aneel

LTM – Last Twelve Months.

Conforme citado em (ANEEL, 2018), os indicadores de qualidade regulados no Brasil, em conformidade com o procedimento de distribuição elétrica no sistema elétrico nacional são:

$$DIC = \sum_{i=1}^n t(i) \text{ (horas);} \quad \text{Equação (10)}$$

$$FIC = n \text{ (vezes);} \quad \text{Equação (11)}$$

$$DEC = \frac{\sum_{i=1}^{cc} DIC(i)}{cc} \text{ (horas);} \quad \text{Equação (12)}$$

$$FEC = \frac{\sum_{i=1}^{cc} FIC(i)}{cc} \text{ (vezes);} \quad \text{Equação (13)}$$

Segundo Girón (2018), dependendo da região ou país onde a confiabilidade do sistema energético é estudada, uma ampla gama de índices está disponível para ser utilizada e é necessário determinar um critério para que seja possível comparar. Como forma de homogeneizar e de ser possível comparar o desempenho dos indicadores de qualidade aplicados na distribuidora escolhida neste estudo (Tabela 6), foi definido o uso dos Índices SAIDI (*System Average Interruption Duration Index*) expressos em minutos e o SAIFI (Índice de Frequência de Interrupção Média do Sistema) expresso em vezes (GONG; GUZMÁN, 2013). Os índices

de confiabilidade descritos foram identificados como as métricas de desempenho mais comuns e abrangentes na Europa segundo (SCHEER et al., 2011).

$$SAIDI = \frac{\sum_i N_i x r_i}{N_T} \text{ (minutos)} ; \quad \text{Equação (14)}$$

$$SAIFI = \frac{\sum_i N_i}{N_T} \text{ (vezes)} ; \quad \text{Equação (15)}$$

onde:

N_i – Número de clientes interrompidos em cada ocorrência;

r_i – Tempo de restabelecimento em cada ocorrência;

N_T – Número Total de Clientes de Baixa Tensão faturados da Distribuidora;

A Tabela 06 mostra a comparação entre o significado dos indicadores de qualidade implementados no Brasil e na Europa e que faz referência ao presente estudo de caso.

Tabela 6 - Atributos comparativos dos indicadores de qualidade – Brasil vs. Europa - Fonte Própria

Items	DEC	SAIDI	FEC	SAIFI
Indicadores Brasileiros	✓		✓	
Indicadores Europeus		✓		✓
Ocorrência Externa (Supridora)	✓		✓	
Ocorrência - Alta Tensão	✓	✓	✓	✓
Ocorrência - Média Tensão	✓	✓	✓	✓
Ocorrência - Baixa Tensão	✓	✓	✓	✓
Unidade - hora	✓			
Unidade - minuto		✓		
Unidade - vezes			✓	✓

A Tabela 7 mostra as performances dos indicadores de qualidade entre distribuidoras do continente americano, especificamente algumas distribuidoras da América do Sul e Europa entre os períodos de dezembro de 2015 e setembro de 2018.

Tabela 7 - Comparação dos Indicadores de Qualidade entre Distribuidoras dos continentes Americano (America do Sul) e Europeu – Set/2018 vs Dez/2015 - Fonte Própria

Distribuidora	Continente	Unidade - Minutos			Unidade - Vezes		
		SAIDI/15	SAIDI/18	Var (%)	SAIFI/15	SAIFI/18	Var (%)
Distribuidora A	Americano (América do Sul)	1.629	860	-47%	12,23	7,50	-39%
Distribuidora B	Americano (América do Sul)	596	480	-19%	4,47	4,44	-1%
Distribuidora C	Americano (América do Sul)	225	175	-22%	1,47	1,35	-8%
Distribuidora D	Americano (América do Sul)	841	761	-10%	10,90	9,96	-9%
Distribuidora E	Americano (América do Sul)	539	461	-14%	2,92	2,79	-4%
Distribuidora F	Americano (América do Sul)	1.928	1.533	-20%	6,58	6,56	0%
Distribuidora G	Europeu	74,9	73,6	-2%	1,50	1,70	13%
Distribuidora H	Europeu	43,7	43,1	-1%	1,73	1,47	-15%
Distribuidora I	Europeu	238	177	-26%	5,07	3,76	-26%

* A **distribuidora A** é o objeto deste trabalho e as demais são as referências comparativa em relação aos indicadores de qualidade.

7.2 TEMPO MÉDIO DE PRIMEIRA MANOBRA

O principal objetivo do projeto de telecontrole é garantir o menor tempo de ação do operador de rede de média tensão nas manobras. Como uma ação diária, a evolução dos tempos médios das primeiras manobras globais é monitorada, considerando as operações manuais e telecomandadas, em seguida, se segrega a evolução somente das manobras com operação remota. Como resultado, observa-se que há uma expressiva redução de aproximadamente 85% no tempo global das primeiras manobras, passando do nível de 33,4 minutos em março de 2016 para 5,1 minutos em setembro de 2018.

Nas manobras remotas, a melhora foi de 66%, de 7,4 minutos a 2,5 minutos (Figura 91). Estes 4,9 minutos de redução das manobras de controle remoto estão diretamente associados, como dito anteriormente, à mudança de cultura e melhoria da eficiência operacional no Centro de Operação do Sistema.

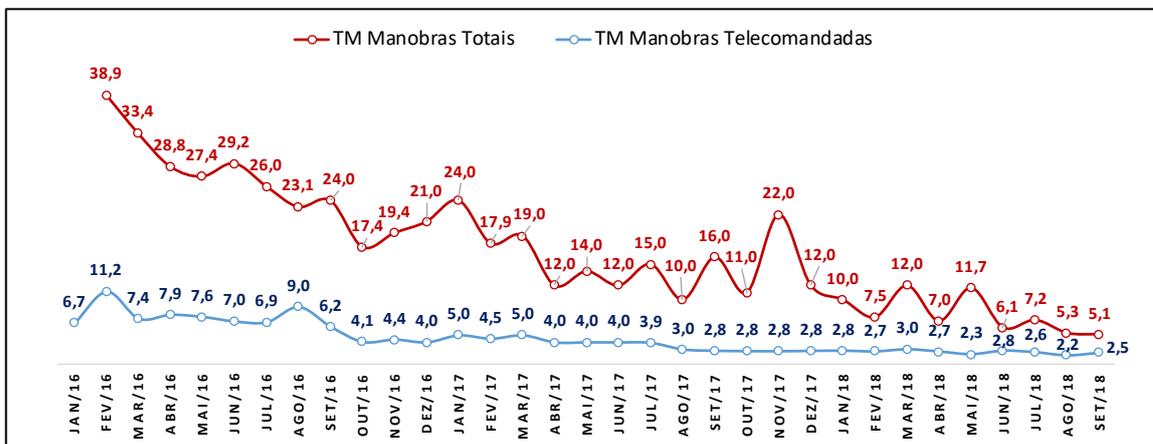


Figura 91 - Tempo de Manobras Totais vs Manobras Telecomandadas - Fonte Distribuidora A

7.3 INDICADORES DE CONTINUIDADE DEC E FEC

Como pode ser visto na Figura 92, os benefícios da redução dos tempos de indisponibilidade na distribuidora A alcançaram 13,41 horas no período de dezembro de 2015 a setembro de 2018, fortemente impactados pelo projeto de telecontrole de média tensão, convergindo para os resultados outrora apresentados pelas distribuidoras que utilizaram a mesma tecnologia na Europa.

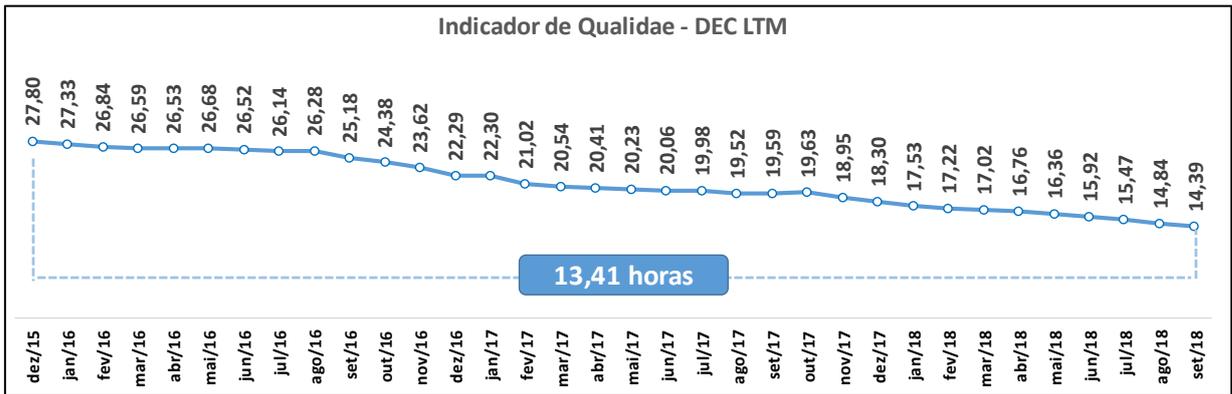


Figura 92 - Indicador de Qualidade DEC LTM – Dez/15 a Set/18 - Fonte ANEEL

Para o FEC, o resultado é semelhante ao DEC, em termos de redução do indicador em 5,40 vezes (Figura 93), que tem ganho adicional ao obter manobras inferiores ao limite regulatório para contabilização de indicadores.

A regulamentação brasileira define que eventos com menos de 3 minutos não estão sujeitos a contabilidade de interrupção. A eficiência operacional no centro de operação tem um papel fundamental na melhoria deste índice, pois depende da ação humana a análise e decisão do controle remoto, para garantir a integridade da rede em relação aos limites físicos dos condutores.

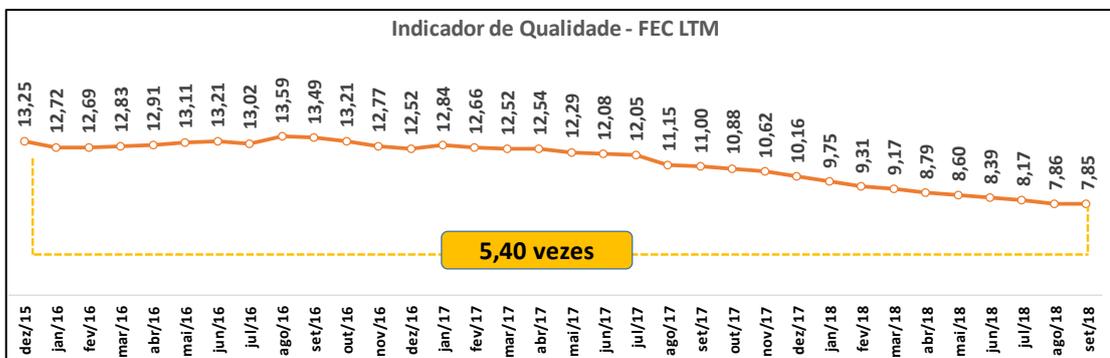


Figura 93 - Indicador de Qualidade FEC LTM – Dez/15 a Set/18 - Fonte ANEEL

7.4 CORRELAÇÃO ENTRE INDICADOR DE CONTINUIDADE DEC VS EQUIPAMENTOS TELECOMANDADOS

Ao analisar a correlação entre o número de dispositivos de controle remoto e os resultados do indicador DEC (Figura 94 e 95), o benefício do indicador operacional é evidente e o indicador de projeto de controle remoto, embora com pouco dados históricos, mostra o alto grau de correlação, R^2 0.9517, entre quantidade de equipamentos e redução de indicador. Importante enfatizar que o gráfico da Figura 95 mostra a redução global do indicador e cuja participação mais expressiva está associada ao projeto telecontrole.

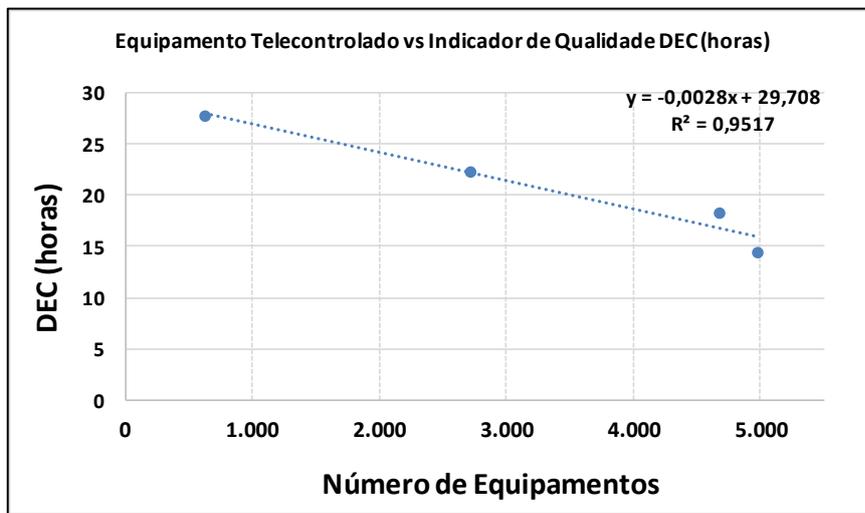


Figura 94 - Gráfico de Dispersão Equipamentos vs. Indicador DEC – Fonte de Dados Distribuidora A

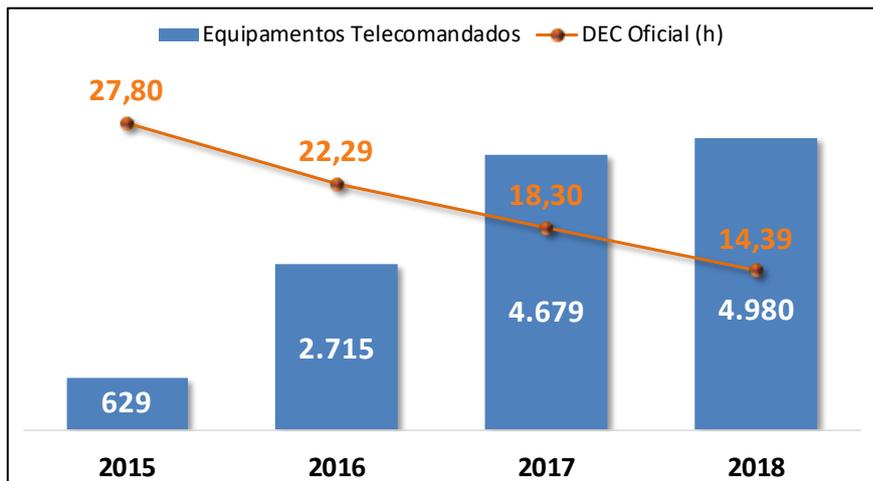


Figura 95 - Gráfico de Benefício DEC vs. Quantidade de Equipamentos - Fonte Distribuidora A

7.5 REDUÇÃO DOS CUSTOS OPERACIONAIS

Além dos benefícios técnicos operacionais associados ao telecontrole, existe um fator muito importante na saúde financeira da distribuidora, que se refere aos custos operacionais.

No segmento de implementação das manobras de controle remoto na rede de distribuição, principalmente nas interrupções não programadas, o reflexo imediato converge para reduzir os custos nas atividades operacionais dos recursos no campo. O objetivo é ter o maior volume de equipamentos de controle remoto nos alimentadores, visando otimizar os tempos de indisponibilidade de fornecimento, respeitando as configurações e comportamentos únicos da carga para cada circuito, garantindo assim a seletividade e coordenação das proteções. Essa ação, além de direcionar esforços para melhorar a qualidade do fornecimento, também contribui para a consecução de objetivos regulatórios estratégicos que permeiam a eficiência operacional, reduzindo as despesas operacionais da empresa.

Como mostrado na Figura 96, há uma crescente aplicação e uso de manobras de controle remoto, em detrimento de manobras manuais, o que efetivamente direciona reduções nos custos operacionais. Houve variação de 21p.p entre dezembro de 2016 e setembro de 2018.

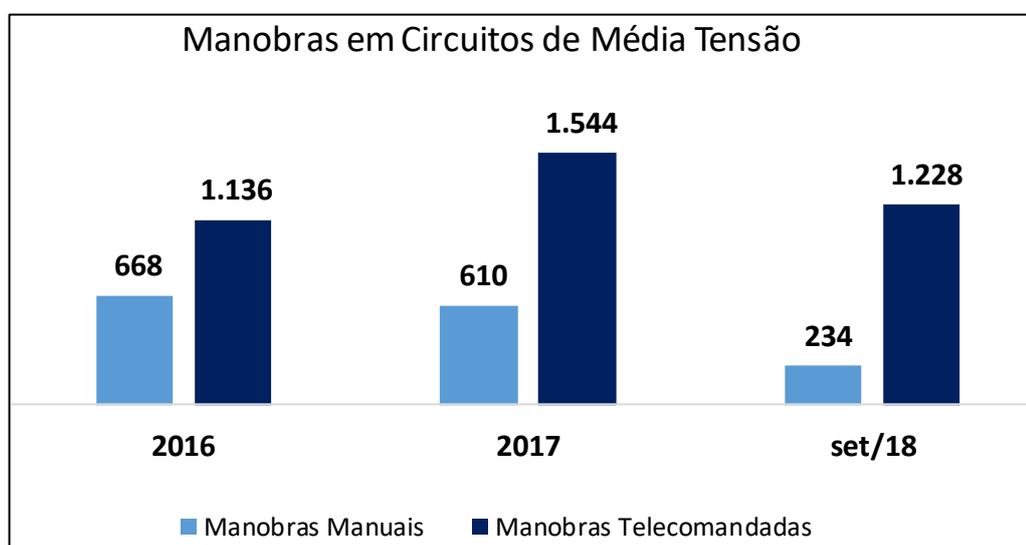


Figura 96 - Gráfico de acompanhamento de evolução da Quantidade de Manobras Telecomandadas - Fonte Distribuidora A

A redução dos custos operacionais com as equipes de resposta a emergências converge com toda a estratégia do projeto de telecontrole, como mostra a Figura 97, onde o percentual de redução de custos passou de 63% para 84%.

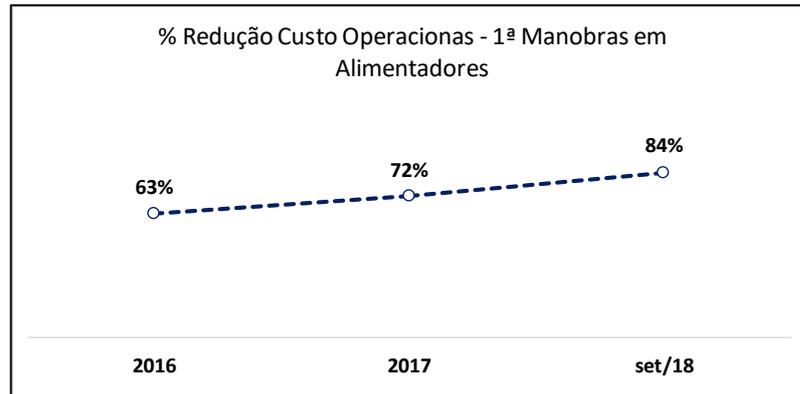


Figura 97 - Evolução de Redução de Custos Operacionais nas atividades de Manobras - Fonte de Dados Distribuidora A

No direcionamento de atender o objetivo regulatório, de melhorar a eficiência dos processos técnicos operacionais, o projeto de telecontrole contribui consideravelmente, quando comparado aos custos operacionais totais de todos os serviços de emergência do distribuidor. Pode-se notar que essa redução é apenas na média tensão, no universo estudado. A melhoria foi de 0,17 p.p. em 3 anos (Figura 98).

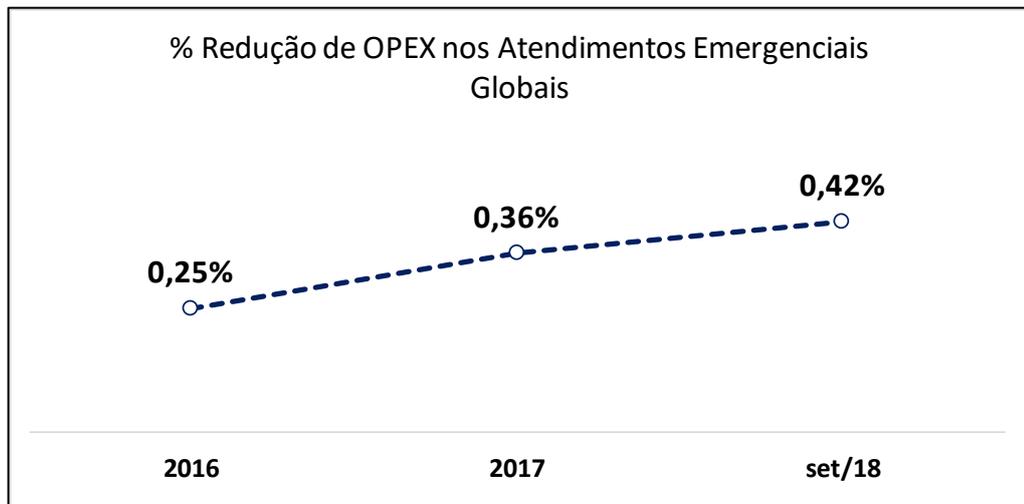


Figura 98 - Redução Financeira dos custos operacionais nos atendimentos de emergência - Fonte de Dados Distribuidora A

7.6 ÍNDICE DE SATISFAÇÃO COM A QUALIDADE PERCEBIDA – ISQP

Anualmente, a Associação Brasileira de Concessionárias de Energia Elétrica - ABRADÉE realiza uma pesquisa de Satisfação do Cliente, por meio de diversos atributos segmentados por famílias, denominados IDAR – Índice de Desempenho da Área. Para o Fornecimento de Energia da IDAR, dentre os atributos do Índice de Desempenho de Atributos de Qualidade -IDAT, está a rapidez no retorno energético que evidencia e reafirma os benefícios

do Projeto Telecontrole e suas reflexões na percepção dos clientes da concessionária, como mostrado na Figura 99.

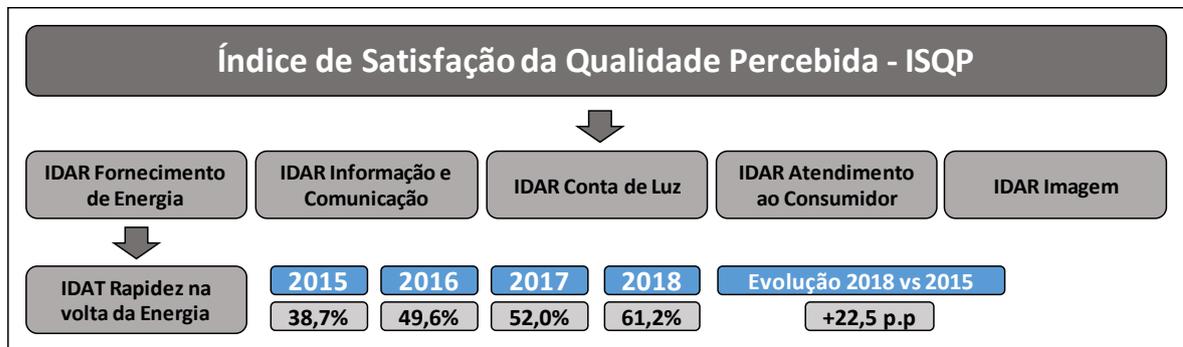


Figura 99 - Índice de Satisfação de Qualidade Percebida Distribuidora A - Fonte ANEEL

Observa-se que desde 2015, os percentuais de satisfação dos clientes vêm aumentando continuamente, o que converge para o teor do trabalho, no qual a aplicação da tecnologia direciona para redução dos indicadores de qualidade e consequentemente reflete na maior satisfação dos clientes com os serviços prestados. No período referenciado, houve um incremento de 22,5 p.p.

7.7 CONSIDERAÇÕES SOBRE O ESTUDO DE CASO

A aplicação da tecnologia no segmento de distribuição de energia tem sido cada vez mais incorporada aos ativos da distribuidora A, como forma de melhorar o desempenho operacional, especialmente no caso da chave de controle, concentrando-se na redução do impacto na interrupção do fornecimento de tempo aos clientes. Esta ação visa a otimização resultante da localização em tempo real do segmento de rede de média tensão com defeito e, consequentemente, suporte na tomada de decisão dos operadores.

Pode-se concluir que os benefícios do controle remoto de média tensão na distribuidora A foram consistentes ao longo dos períodos e são evidenciados pelos indicadores de qualidade e desempenho técnico operacional monitorados diariamente e demonstrados no presente trabalho.

Na tabela 6, comparativa de indicadores de qualidade entre as distribuidoras, onde pode ser observada a evolução percentual da distribuidora A, ao longo dos anos, é necessário ter o cuidado de considerar, como referências, as características específicas de cada região e país dos quais foram capturados os dados, levando-se em conta que na Europa a aplicação da automação da rede de distribuição já está bem sedimentada e com índices de desempenho muito satisfatórios, grande parte associada ao telecontrole da rede de distribuição. No entanto, o

indicador que resume todo o esforço da distribuidora A é evidenciado no objetivo principal, que consiste em garantir que o melhor está sendo feito para os clientes. Isso se reflete na pesquisa de satisfação do cliente que melhora ano a ano seus resultados e que certamente continuará refletindo a cada dia uma melhora no fornecimento de energia devido à aplicação de tecnologia e melhoria contínua em indicadores e qualidade.

8. CONCLUSÃO

Neste trabalho, foram abordadas as fases da rotina de trabalho de uma distribuidora no segmento de energia elétrica, desde a comparação de performance nos indicadores de qualidade até a sua atual inserção no que há de mais moderno no que tange a equipamentos e tecnologias da rede de distribuição, mostrando com mais detalhes alguns segmentos que fizeram o diferencial. Buscou-se a cada capítulo fazer uma abordagem consistente, justamente para que se pudesse desenvolver o encadeamento dos temas, fato este, que busca fazer uma consolidação das informações e garantir o melhor entendimento capilarizado da aplicação das diversas tecnologias identificadas e relatadas no referido trabalho. É notório, que a tecnologia está na maioria das atividades do nosso cotidiano e nada mais natural do que sua aplicação para geração de insumos, neste caso específico energia elétrica, com melhor qualidade e disponibilidade. Esta preocupação, já estava no radar do próprio órgão regulador nos anos de 2009, por já ter o entendimento que as melhorias significativas, dos índices de qualidade, somente teriam uma alavancagem satisfatória e contundente se os modelos de trabalho e investimentos tivessem imbuídos dos avanços tecnológicos nas aplicações diárias.

É imprescindível frisar a importância diferenciada de três macrotemas: a digitalização, os benefícios nos indicadores de qualidade capturados em cada segmento de aplicação da tecnologia e o estudo de caso, onde são pontuados os ganhos nos indicadores operacionais.

A digitalização demonstrou ser uma ferramenta de diferenciação e reinvento na forma de atuar sobre os problemas de qualidade do serviço de concessionárias, impactando no modelo de se pensar e trabalhar, tendo resultados refletidos na redução do tempo de execução de determinada atividade, liberando mais tempo para os estudos, análises e reorientação de rotinas dos especialistas. A variável tempo é uns dos bens mais valiosos no contexto de distribuição de energia.

É de suma relevância destacar que a aplicação da transformação digital em todos os processos, as aplicações de inovações e busca do que há de melhor e mais moderno no mercado de distribuição de energia foram fatores agregadores e, principalmente, a escalada de cada

degrau, respeitando suas vulnerabilidades e potenciais para que se criasse uma base sólida e blindada, para que a cada fase a única possibilidade fosse a evolução.

O segundo tema e que traz o real diferencial de agregação de valor deste trabalho acadêmico está na alocação de benefício dos indicadores de qualidade em cada segmento de tecnologia aplicada à rede de distribuição.

Neste trabalho, buscou-se mostrar em detalhe como a Distribuidora A, objeto das análises, planejou, desenvolveu e aplicou todo este potencial tecnológico, identificado em cada segmento, que compõe o escopo diário das atividades de manutenção e investimento. Os resultados relatados mostram que, efetivamente, as melhorias de desempenho ganham um potencial elevadíssimo, quando se equaliza tecnologia e indicadores de qualidade. É evidente que as ações que mais contribuíram, percentualmente para os melhores benefícios, são as que necessitam um maior aporte financeiro, porém, o que se deve observar é em que velocidade este retorno acontece.

Pode-se ver pelos gráficos de *Waterfall* mostrados no capítulo 6, referentes aos Indicadores de DEC e FEC, mais especificamente nas Figuras 76 e 77, que as tecnologias que demonstraram maiores valores agregados, na redução dos índices, foram o telecontrole e supervisão da rede, justamente pelo impacto direto na redução do tempo de atendimento e clientes envolvidos nos “troncos” dos circuitos de média. A estratégia de escolha do telecontrole como o principal projeto a se implementar vem de encontro as evoluções evidenciadas nas distribuidoras da Europa onde esta tecnologia está implementada e sedimentada, apresentam valores do indicador de qualidade de duração entre 44 e 75 minutos e também pela rápida incorporação da tecnologia à rede de distribuição. Dentre todos os benefícios relacionados neste trabalho, o telecontrole representa 41% do benefício total no Indicador de Duração - DEC.

O terceiro tópico, mais especificamente o capítulo 7, aborda com mais detalhes os benefícios operacionais da aplicação do telecontrole na rede de distribuição adicionais aos ganhos nos indicadores de qualidade. O tempo da primeira intervenção imediatamente após o desarme do circuito de média tensão, hoje varia entre 2 e 3 minutos, antes era necessário o deslocamento da equipe em campo que consumia aproximadamente 38 minutos com todos os clientes interrompidos. Aumento expressivo do volume de manobras telecomandadas comparada com as manobras manuais, bem como a interligação de cargas nos circuitos. O indicador que faz refletir todo esforço e trabalho é garantir a Satisfação dos clientes com o produto fornecido energia elétrica e que no período considerado apresentou um incremento de 22,5 pontos percentuais, valor este que reflete todo esforço da distribuidora.

Vendo cada avanço dos indicadores de qualidade DEC e FEC ao longo de cada mês, é possível verificar com total clareza, como no intervalo de 3 anos a melhoria se mostra tão efetiva. Tem-se em mente que, com este material gerado, será possível a disseminação do conhecimento e aplicação de diversas ações de vanguarda tecnológica, como foco na melhoria dos tempos de interrupção, bem como a redução das falhas nos circuitos de média tensão. Neste trabalho não se abordou os aspectos financeiros envolvidos em cada aplicação tecnológica e que, pela sua importância, segue como sugestão para Trabalhos Futuros.

9. TRABALHOS FUTUROS

9.1. AVANÇO DA AUTOMAÇÃO DE REDE DE DISTRIBUIÇÃO – FINALIZAÇÃO DA AUTOMAÇÃO E INÍCIO DO SELF-HEALING

Conforme citado no decorrer do trabalho, mais especificamente no texto relativo ao Telecontrole, o ciclo total na tecnologia associada ao tema vai muito mais além do que referenciado no trabalho, haja visto o crescente potencial da tecnologia aplicada. Neste momento, ainda se encontram reprimidas parte das funcionalidades. Esta repressão, não se dá por falta de profissionais ou por negligência de atuação, mas sim por necessidades específicas de estudos muito bem elaborados e que garantam total segurança nas manobras automáticas.

Hoje a distribuidora A, objeto do trabalho, faz o uso de uma das três funcionalidades do projeto de automação da distribuição, que se iniciou com toda a estruturação de incorporação dos equipamentos na rede de distribuição, mas com funcionalidades limitadas. Esta fase de incorporação permite obter grande parte dos benefícios potenciais do projeto, evitando o desligamento e religamento manual a distância, permitindo obter a redução do tempo de cargas interrompidas, estando esta funcionalidade bem sedimentada operacionalmente e que tem como pré-requisito essencial um sistema de comunicação eficaz.

Em uma segunda etapa, é pensado a utilização da inteligência associada a lógica do equipamento e cujo grande benefício é realizar o mesmo procedimento que o operador executa só que de forma automática, sem a intervenção humana porém, não mais sendo dependente do sistema de comunicação e sim atuando com a lógica de comparativos de grandezas elétricas (corrente e tensão) e cujo avanço já se iniciou, estando atualmente com 25% dos circuito aptos a identificar e isolar os trecho a jusante do dispositivo de proteção (chave telecomandada).

A última parte do projeto está direcionado ao sistema de recomposição automática de carga através de interligação dos circuitos de média tensão denominado *Self – Healing*, que permitirá não somente o isolamento do trecho a jusante do problema, mas também a

recomposição dos clientes sadios, através de manobras com outros ramais do mesmo circuito e também alimentadores distintos, garantindo assim, o impacto dos indicadores de qualidade especificamente no trecho defeituoso.

Acrescenta-se aos demais temas supracitados, um estudo de impacto econômico-financeiro em cada uma das incorporações tecnológicas referenciadas neste trabalho, segmentando os benefícios e identificando qual tecnologia apresentam o melhor resultado operacional quando comparada ao custo de sua implementação.

10. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANATEL. **Relatório de Desempenho Operacional Telefonia Móvel**. ANATEL, 2016.

ANCION, A.; CARTWRIGHT, P.; YIP, G. **The Digital Transformation of Traditional Businesses**. v. 44, n. 04, 2003.

ANEEL. **Procedimento de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - PRODISTSRD**. Aneel, 1 jan. 2018.

ASHWELL, M. L. The digital transformation of intelligence analysis. **Journal of Financial Crime**, v. 24, n. 3, p. 393–411, 1 jan. 2017.

BONOMI. **OEMB - Officine Elettromeccaniche Bonomi**. Fábrica de Materiais Elétricos. Disponível em: <<http://www.oembelettromeccanica.it/>>. Acesso em: 13 mar. 2020.

BURT, G. M. et al. Intelligent on-line decision support for distribution system control and operation. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 10, n. 4, p. 1820–1827, nov. 1995.

CONTI, S. et al. Reliability Assessment of Distribution Systems Considering Telecontrolled Switches and Microgrids. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 29, n. 2, p. 598–607, mar. 2014.

FLORES, G. et al. **An algorithm for optimized cascade operation of reservoirs**. 2018 Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos (SBSE). **Anais...** In: 2018 SIMPÓSIO BRASILEIRO DE SISTEMAS ELÉTRICOS (SBSE) [VII BRAZILIAN ELECTRICAL SYSTEMS SYMPOSIUM (SBSE)]. Niterói: IEEE, maio 2018. Disponível em: <<https://ieeexplore.ieee.org/document/8395646/>>. Acesso em: 13 jan. 2020

GEORGILAKIS, P. S. et al. Managing MV networks for quality of service. **IEEE Computer Applications in Power**, v. 15, n. 3, p. 44–49, jul. 2002.

GIRÓN, C. Assessing the contribution of automation to the electric distribution network reliability. **International journal of electrical power & energy systems**, v. 97, p. 120–126, abr. 2018.

GOIS, G. et al. **Utilização de condutores isolados pré-reunidos autossustentados de média tensão em locais de densa vegetação**. . In: XXV SNPTEE SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. Belo Horizonte -Minas Gerais:

13 nov. 2019Disponível em: <<http://www.bvr.com.br/snptee/xxvsnptee/public/GDI/3727.pdf>>

GONG, Y.; GUZMÁN, A. Integrated Fault Location System for Power Distribution Feeders. **IEEE Transactions on Industry Applications**, v. 49, n. 3, p. 1071–1078, maio 2013.

KUZLU, M.; PIPATTANASOMPORN, M.; RAHMAM, S. Communication network requirements for major smart grid applications in HAN, NAN and WAN. **Computer Networks**, v. 67, p. 74–88, 4 jul. 2014.

MATT, C.; HESS, T.; BENLIAN, A. Digital Transformation Strategies. **Business & Information Systems Engineering**, v. 57, p. 339–343, 2015.

RABELO, A. Transformação Digital: o que é e quais seus impactos na sociedade - **Rock Contente**, 2018.

REIS, A.; CARVALHO, V. **Rede Aérea Isolada de Média Tensão em Condutores pré-reunidos autossustentados - 15 kV**, ENEL 2016.

SANCHEZ, G. et al. Using Internet Protocols to Implement IEC 60870-5 Telecontrol Functions. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 25, n. 1, p. 407–416, jan. 2010.

SANTOS, J. et al. **Power Quality Analysis at Medium-Voltage Connection of a Manufacturing Plant**. 12th Seminar on Power Electronics and Control. **Anais...** In: 12TH SEMINAR ON POWER ELECTRONICS AND CONTROL - SEPOC. Natal - Rio Grande do Norte: IEEE, out. 2019

SEBASTIAN, I. et al. How big old companies navigate digital transformation. **How Big Old Companies Navigate Digital Transformation**, 2017.

SIIRTOA, O. et al. Improving reliability in an urban network. **Electric Power Systems Research**, v. 120, p. 47–55, 1 mar. 2015.

ANEXOS

ANEXO 1 - PLANILHAS DE QUANTIDADES E TEMPOS DE MANOBRAS NA DISTRIBUIÇÃO DA REDE

Ano 2016		JANEIRO					
Rótulos de Linha	MANUAL		TELECOMANDADA		Total Média de Tempo 1ª parcial		
	Média de Tempo 1ª parcial	Contagem de INCIDENCIA	Média de Tempo 1ª parcial	Contagem de INCIDENCIA	Média de Tempo 1ª parcial	Contagem de INCIDENCIA	
Localidade A	00:53:53	14	00:07:07	2	00:48:03	16	
Localidade B	00:53:25	13	00:05:41	3	00:44:28	16	
Localidade C	00:37:47	13	00:06:39	8	00:25:55	21	
Localidade D	00:53:58	10	00:06:04	5	00:38:00	15	
Localidade E	00:31:03	13	00:06:10	6	00:23:12	19	
Localidade F	00:38:43	21	00:06:25	10	00:28:18	31	
Localidade G	00:47:54	23	00:08:48	8	00:37:48	31	
Localidade H	00:45:47	19	00:05:58	5	00:37:29	24	
Distribuidora A	00:44:59	126	00:06:44	47	00:34:35	173	

		FEVEREIRO					
Rótulos de Linha	MANUAL		TELECOMANDADA		Total Média de Tempo 1ª parcial		
	Média de Tempo 1ª parcial	Contagem de INCIDENCIA	Média de Tempo 1ª parcial	Contagem de INCIDENCIA	Média de Tempo 1ª parcial	Contagem de INCIDENCIA	
Localidade A	00:56:14	9			00:56:14	9	
Localidade B	01:01:33	14	00:14:32	6	00:47:27	20	
Localidade C	00:33:16	9	00:10:04	3	00:27:28	12	
Localidade D	00:30:36	7	00:15:24	3	00:26:03	10	
Localidade E	00:42:33	26	00:03:57	6	00:35:19	32	
Localidade F	00:56:35	22	00:13:37	10	00:43:09	32	
Localidade G	00:31:33	10			00:31:33	10	
Localidade H	00:48:57	19	00:09:44	7	00:38:23	26	
Distribuidora A	00:47:14	116	00:11:11	35	00:38:52	151	

		MARÇO					
Rótulos de Linha	MANUAL		TELECOMANDADA		Total Média de Tempo 1ª parcial		
	Média de Tempo 1ª parcial	Contagem de INCIDENCIA	Média de Tempo 1ª parcial	Contagem de INCIDENCIA	Média de Tempo 1ª parcial	Contagem de INCIDENCIA	
Localidade A	01:13:45	14	00:04:22	2	01:05:05	16	
Localidade B	00:36:18	15	00:08:48	2	00:33:04	17	
Localidade C	00:24:52	14	00:04:01	1	00:23:29	15	
Localidade D	00:48:34	14	00:28:21	2	00:46:02	16	
Localidade E	00:32:37	7	00:04:29	3	00:24:11	10	
Localidade F	00:41:17	11	00:07:31	7	00:28:09	18	
Localidade G	00:31:55	13	00:05:12	6	00:23:29	19	
Localidade H	00:35:50	20	00:05:28	8	00:27:10	28	
Distribuidora A	00:40:55	108	00:07:21	31	00:33:26	139	

		ABRIL					
Rótulos de Linha	MANUAL		TELECOMANDADA		Total Média de Tempo 1ª parcial		
	Média de Tempo 1ª parcial	Contagem de INCIDENCIA	Média de Tempo 1ª parcial	Contagem de INCIDENCIA	Média de Tempo 1ª parcial	Contagem de INCIDENCIA	
Localidade A	00:55:25	12	00:09:01	4	00:43:49	16	
Localidade B	00:34:09	2	00:12:44	7	00:17:30	9	
Localidade C	00:52:47	5	00:07:07	1	00:45:10	6	
Localidade D	00:44:01	5	00:03:30	2	00:32:26	7	
Localidade E	01:00:43	1	00:06:02	6	00:13:51	7	
Localidade F	00:31:24	2	00:07:50	5	00:14:34	7	
Localidade G	01:02:07	6	00:07:54	7	00:32:55	13	
Localidade H	00:46:11	10	00:06:39	13	00:23:50	23	
Distribuidora A	00:50:35	43	00:07:55	45	00:28:46	88	

		MAIO					
Rótulos de Linha	MANUAL		TELECOMANDADA		Total Média de Tempo 1ª parcial		
	Média de Tempo 1ª parcial	Contagem de INCIDENCIA	Média de Tempo 1ª parcial	Contagem de INCIDENCIA	Média de Tempo 1ª parcial	Contagem de INCIDENCIA	
Localidade A	00:47:46	14	00:09:22	3	00:41:00	17	
Localidade B	00:51:29	6	00:10:33	10	00:25:54	16	
Localidade C	00:26:38	4	00:05:00	4	00:15:49	8	
Localidade D	01:06:07	7	00:05:13	3	00:47:51	10	
Localidade E	00:27:59	2	00:10:41	9	00:13:50	11	
Localidade F	00:41:12	3	00:09:49	2	00:28:39	5	
Localidade G	00:35:58	7	00:05:10	9	00:18:39	16	
Localidade H	00:43:34	9	00:04:08	8	00:25:00	17	
Distribuidora A	00:45:35	52	00:07:36	48	00:27:21	100	

		JUNHO					
Rótulos de Linha	MANUAL		TELECOMANDADA		Total Média de Tempo 1ª parcial		
	Média de Tempo 1ª parcial	Contagem de INCIDENCIA	Média de Tempo 1ª parcial	Contagem de INCIDENCIA	Média de Tempo 1ª parcial	Contagem de INCIDENCIA	
Localidade A	00:55:09	19	00:12:12	7	00:43:35	26	
Localidade B	00:46:53	6	00:09:21	6	00:28:07	12	
Localidade C	00:30:25	5	00:06:11	2	00:23:29	7	
Localidade D	00:56:14	10	00:03:13	2	00:47:24	12	
Localidade E	00:29:39	4	00:05:35	10	00:12:27	14	
Localidade F	00:43:47	5	00:05:27	6	00:22:52	11	
Localidade G	00:25:57	4	00:06:39	4	00:16:18	8	
Localidade H	00:22:55	4	00:02:37	4	00:12:45	8	
Distribuidora A	00:45:12	57	00:06:58	41	00:29:12	98	

JULHO						
Rótulos de Linha	MANUAL		TELECOMANDADA		Total Média de Tempo 1ª parcial	
	Média de Tempo 1ª parcial	Contagem de INCIDENCIA	Média de Tempo 1ª parcial	Contagem de INCIDENCIA	Média de Tempo 1ª parcial	Contagem de INCIDENCIA
Localidade A	00:54:58	13	00:05:10	13	00:30:04	26
Localidade B	00:29:04	7	00:07:22	9	00:16:52	16
Localidade C	00:24:22	8	00:05:30	9	00:14:23	17
Localidade D	00:58:39	9	00:15:37	8	00:38:24	17
Localidade E	00:23:59	3	00:06:01	12	00:09:36	15
Localidade F	00:45:39	9	00:04:19	12	00:22:02	21
Localidade G	01:25:44	4	00:06:06	1	01:09:49	5
Localidade H	01:07:46	5	00:06:56	4	00:40:44	9
Distribuidora A	00:48:22	58	00:06:51	68	00:25:58	126

AGOSTO						
Rótulos de Linha	MANUAL		TELECOMANDADA		Total Média de Tempo 1ª parcial	
	Média de Tempo 1ª parcial	Contagem de INCIDENCIA	Média de Tempo 1ª parcial	Contagem de INCIDENCIA	Média de Tempo 1ª parcial	Contagem de INCIDENCIA
Localidade A	00:55:54	5	00:04:14	7	00:25:46	12
Localidade B	00:27:52	21	00:02:51	15	00:17:26	36
Localidade C	00:36:52	13	00:07:58	16	00:20:55	29
Localidade D	00:51:23	16	00:17:18	12	00:37:30	28
Localidade E	00:30:31	9	00:05:06	6	00:20:21	15
Localidade F	00:37:37	13	00:09:18	21	00:20:08	34
Localidade G	00:40:36	6	00:08:06	10	00:21:06	16
Localidade H	00:31:16	12	00:14:14	15	00:21:48	27
Distribuidora A	00:37:21	95	00:09:01	102	00:22:49	197

SETEMBRO						
Rótulos de Linha	MANUAL		TELECOMANDADA		Total Média de Tempo 1ª parcial	
	Média de Tempo 1ª parcial	Contagem de INCIDENCIA	Média de Tempo 1ª parcial	Contagem de INCIDENCIA	Média de Tempo 1ª parcial	Contagem de INCIDENCIA
Localidade A	01:10:20	12	00:06:37	15	00:34:56	27
Localidade B	00:44:16	3	00:13:48	7	00:22:56	10
Localidade C	00:44:45	5	00:05:41	13	00:16:32	18
Localidade D	00:49:39	7	00:07:10	7	00:28:25	14
Localidade E	00:30:58	9	00:08:27	8	00:20:22	17
Localidade F			00:03:31	20	00:03:31	20
Localidade G	00:52:46	1	00:04:13	11	00:08:15	12
Localidade H	01:22:47	10	00:06:00	8	00:48:39	18
Distribuidora A	00:57:36	47	00:06:12	89	00:23:58	136

OUTUBRO						
Rótulos de Linha	MANUAL		TELECOMANDADA		Total Média de Tempo 1ª parcial	
	Média de Tempo 1ª parcial	Contagem de INCIDENCIA	Média de Tempo 1ª parcial	Contagem de INCIDENCIA	Média de Tempo 1ª parcial	Contagem de INCIDENCIA
Localidade A	01:05:20	19	00:02:17	22	00:25:13	41
Localidade B	00:39:45	6	00:04:53	22	00:12:21	28
Localidade C	00:36:13	8	00:04:17	12	00:17:03	20
Localidade D	00:39:23	10	00:05:33	10	00:22:28	20
Localidade E	00:24:02	3	00:04:03	9	00:09:02	12
Localidade F	00:22:11	1	00:01:27	9	00:03:32	10
Localidade G	01:31:22	4	00:07:42	13	00:27:23	17
Localidade H	00:27:47	4	00:02:22	12	00:08:43	16
Distribuidora A	00:47:26	55	00:04:04	109	00:17:25	164

NOVEMBRO						
Rótulos de Linha	MANUAL		TELECOMANDADA		Total Média de Tempo 1ª parcial	
	Média de Tempo 1ª parcial	Contagem de INCIDENCIA	Média de Tempo 1ª parcial	Contagem de INCIDENCIA	Média de Tempo 1ª parcial	Contagem de INCIDENCIA
Localidade A	00:49:12	17	00:07:36	23	00:25:17	40
Localidade B	00:42:03	9	00:02:36	26	00:12:44	35
Localidade C	00:26:18	12	00:04:23	13	00:14:54	25
Localidade D	00:46:59	12	00:04:23	16	00:22:38	28
Localidade E	00:22:15	3	00:05:08	18	00:07:35	21
Localidade F	00:40:23	5	00:02:54	27	00:08:46	32
Localidade G	00:33:32	9	00:02:56	16	00:13:57	25
Localidade H	01:44:22	12	00:05:38	20	00:42:39	32
Distribuidora A	00:49:35	79	00:04:24	159	00:19:24	238

DEZEMBRO						
Rótulos de Linha	MANUAL		TELECOMANDADA		Total Média de Tempo 1ª parcial	
	Média de Tempo 1ª parcial	Contagem de INCIDENCIA	Média de Tempo 1ª parcial	Contagem de INCIDENCIA	Média de Tempo 1ª parcial	Contagem de INCIDENCIA
Localidade A	01:34:01	10	00:06:52	20	00:35:55	30
Localidade B	01:00:21	5	00:08:44	14	00:22:19	19
Localidade C	00:25:59	6	00:02:22	11	00:10:42	17
Localidade D	00:26:41	12	00:04:42	14	00:14:51	26
Localidade E	00:20:47	10	00:03:41	18	00:09:48	28
Localidade F	00:37:40	6	00:04:23	23	00:11:16	29
Localidade G	00:51:52	22	00:03:31	30	00:23:59	52
Localidade H	01:28:36	12	00:03:39	23	00:32:47	35
Distribuidora A	00:52:29	83	00:04:38	153	00:21:28	236

Ano 2017	JANEIRO					
	MANUAL		TELECOMANDADA		Total Média de Tempo 1ª parcial	
Rótulos de Linha	Média de Tempo 1ª parcial	Contagem de INCIDENCIA	Média de Tempo 1ª parcial	Contagem de INCIDENCIA	Média de Tempo 1ª parcial	Contagem de INCIDENCIA
Localidade A	01:21:56	14	00:04:42	17	00:39:35	31
Localidade B	00:42:43	9	00:03:34	21	00:15:19	30
Localidade C	01:03:13	8	00:05:19	14	00:26:22	22
Localidade D	00:49:42	16	00:04:09	8	00:34:31	24
Localidade E	00:39:31	26	00:12:38	26	00:26:05	52
Localidade F	00:26:38	5	00:04:24	34	00:07:15	39
Localidade G	00:48:09	10	00:04:47	13	00:23:38	23
Localidade H	01:18:38	20	00:04:56	40	00:29:30	60
Distribuidora A	00:56:00	108	00:05:47	173	00:25:05	281
	FEVEREIRO					
	MANUAL		TELECOMANDADA		Total Média de Tempo 1ª parcial	
Rótulos de Linha	Média de Tempo 1ª parcial	Contagem de INCIDENCIA	Média de Tempo 1ª parcial	Contagem de INCIDENCIA	Média de Tempo 1ª parcial	Contagem de INCIDENCIA
Localidade A	01:05:38	6	00:07:52	19	00:21:44	25
Localidade B	00:39:27	5	00:04:06	30	00:09:09	35
Localidade C	00:57:19	6	00:03:15	16	00:18:00	22
Localidade D	00:33:25	11	00:03:02	15	00:15:54	26
Localidade E	00:27:09	7	00:06:03	9	00:15:17	16
Localidade F	00:13:38	2	00:03:57	16	00:05:02	18
Localidade G	00:32:20	5	00:03:53	17	00:10:21	22
Localidade H	01:33:05	13	00:04:15	18	00:41:30	31
Distribuidora A	00:52:34	55	00:04:30	140	00:18:04	195
	MARÇO					
	MANUAL		TELECOMANDADA		Total Média de Tempo 1ª parcial	
Rótulos de Linha	Média de Tempo 1ª parcial	Contagem de INCIDENCIA	Média de Tempo 1ª parcial	Contagem de INCIDENCIA	Média de Tempo 1ª parcial	Contagem de INCIDENCIA
Localidade A	00:44:29	8	00:02:55	20	00:14:48	28
Localidade B	01:16:50	8	00:08:21	26	00:24:28	34
Localidade C	00:25:21	6	00:04:01	22	00:08:35	28
Localidade D	01:08:35	11	00:03:22	3	00:54:37	14
Localidade E	00:23:19	9	00:04:45	20	00:10:31	29
Localidade F	01:04:10	4	00:07:59	33	00:14:04	37
Localidade G	00:48:56	5	00:06:43	9	00:21:48	14
Localidade H	01:17:38	10	00:02:56	20	00:27:50	30
Distribuidora A	00:55:10	61	00:05:34	153	00:19:42	214
	ABRIL					
	MANUAL		TELECOMANDADA		Total Média de Tempo 1ª parcial	
Rótulos de Linha	Média de Tempo 1ª parcial	Contagem de INCIDENCIA	Média de Tempo 1ª parcial	Contagem de INCIDENCIA	Média de Tempo 1ª parcial	Contagem de INCIDENCIA
Localidade A	00:31:54	13	00:04:29	20	00:15:17	33
Localidade B	01:00:04	2	00:04:08	16	00:10:21	18
Localidade C	00:41:34	2	00:04:36	10	00:10:46	12
Localidade D	00:23:03	3	00:05:33	11	00:09:18	14
Localidade E	00:28:59	3	00:04:47	16	00:08:36	19
Localidade F	00:30:18	2	00:02:28	15	00:05:45	17
Localidade G	00:16:06	2	00:03:03	10	00:05:14	12
Localidade H	01:04:52	8	00:06:43	17	00:25:20	25
Distribuidora A	00:39:36	35	00:04:32	115	00:12:43	150
	MAIO					
	MANUAL		TELECOMANDADA		Total Média de Tempo 1ª parcial	
Rótulos de Linha	Média de Tempo 1ª parcial	Contagem de INCIDENCIA	Média de Tempo 1ª parcial	Contagem de INCIDENCIA	Média de Tempo 1ª parcial	Contagem de INCIDENCIA
Localidade A	00:23:56	12	00:01:57	11	00:12:57	23
Localidade B	00:29:30	6	00:04:30	22	00:09:52	28
Localidade C	00:19:33	3	00:02:39	4	00:09:54	7
Localidade D	00:58:01	6	00:12:09	10	00:29:21	16
Localidade E	00:28:09	4	00:05:32	9	00:12:30	13
Localidade F			00:03:24	21	00:03:24	21
Localidade G	00:15:59	2	00:02:35	10	00:04:49	12
Localidade H	00:57:50	13	00:01:50	10	00:32:23	23
Distribuidora A	00:38:19	46	00:04:19	97	00:14:55	143
	JUNHO					
	MANUAL		TELECOMANDADA		Total Média de Tempo 1ª parcial	
Rótulos de Linha	Média de Tempo 1ª parcial	Contagem de INCIDENCIA	Média de Tempo 1ª parcial	Contagem de INCIDENCIA	Média de Tempo 1ª parcial	Contagem de INCIDENCIA
Localidade A	00:35:19	9	00:05:18	18	00:15:18	27
Localidade B	00:56:21	2	00:06:10	18	00:11:11	20
Localidade C	00:24:08	4	00:09:55	6	00:15:36	10
Localidade D	00:24:46	2	00:05:32	7	00:09:48	9
Localidade E	00:17:23	4	00:03:17	9	00:07:37	13
Localidade F	01:01:35	1	00:05:43	21	00:08:15	22
Localidade G			00:02:48	15	00:02:48	15
Localidade H	01:12:30	5	00:03:28	19	00:17:51	24
Distribuidora A	00:39:38	27	00:04:58	113	00:11:39	140

JULHO						
Rótulos de Linha	MANUAL		TELECOMANDADA		Total Média de Tempo 1ª parcial	
	Média de Tempo 1ª parcial	Contagem de INCIDENCIA	Média de Tempo 1ª parcial	Contagem de INCIDENCIA	Média de Tempo 1ª parcial	Contagem de INCIDENCIA
Localidade A	00:30:30	5	00:03:58	10	00:12:49	15
Localidade B	00:34:02	3	00:03:47	14	00:09:07	17
Localidade C	00:53:40	6	00:02:11	9	00:22:47	15
Localidade D	02:30:03	3	00:05:33	13	00:32:39	16
Localidade E	00:19:19	6	00:03:40	13	00:08:36	19
Localidade F	00:31:30	7	00:04:17	18	00:11:55	25
Localidade G			00:01:36	3	00:01:36	3
Localidade H	00:40:29	5	00:03:55	14	00:13:33	19
Distribuidora A	00:44:44	35	00:03:56	94	00:15:00	129

AGOSTO						
Rótulos de Linha	MANUAL		TELECOMANDADA		Total Média de Tempo 1ª parcial	
	Média de Tempo 1ª parcial	Contagem de INCIDENCIA	Média de Tempo 1ª parcial	Contagem de INCIDENCIA	Média de Tempo 1ª parcial	Contagem de INCIDENCIA
Localidade A	00:46:35	5	00:04:17	20	00:11:20	25
Localidade B	00:33:40	9	00:03:53	27	00:11:32	36
Localidade C	00:48:44	3	00:03:15	11	00:13:00	14
Localidade D	00:41:13	5	00:04:49	13	00:15:32	18
Localidade E	00:02:51	1	00:02:54	16	00:02:54	17
Localidade F	00:44:14	3	00:02:55	21	00:08:05	24
Localidade G			00:01:53	5	00:01:53	5
Localidade H	00:40:15	6	00:03:33	20	00:12:01	26
Distribuidora A	00:39:19	32	00:03:34	133	00:10:25	165

SETEMBRO						
Rótulos de Linha	MANUAL		TELECOMANDADA		Total Média de Tempo 1ª parcial	
	Média de Tempo 1ª parcial	Contagem de INCIDENCIA	Média de Tempo 1ª parcial	Contagem de INCIDENCIA	Média de Tempo 1ª parcial	Contagem de INCIDENCIA
Localidade A	00:43:46	16	00:04:20	12	00:26:52	28
Localidade B	01:05:54	4	00:02:45	11	00:19:35	15
Localidade C	00:43:42	11	00:02:34	27	00:14:29	38
Localidade D	01:01:20	6	00:02:30	9	00:26:02	15
Localidade E	00:31:54	4	00:03:21	16	00:09:03	20
Localidade F	00:31:29	5	00:02:03	18	00:08:27	23
Localidade G	00:27:57	1	00:01:08	5	00:05:36	6
Localidade H	00:31:08	9	00:03:15	12	00:15:12	21
Distribuidora A	00:42:58	56	00:02:49	110	00:16:21	166

OUTUBRO						
Rótulos de Linha	MANUAL		TELECOMANDADA		Total Média de Tempo 1ª parcial	
	Média de Tempo 1ª parcial	Contagem de INCIDENCIA	Média de Tempo 1ª parcial	Contagem de INCIDENCIA	Média de Tempo 1ª parcial	Contagem de INCIDENCIA
Localidade A	00:29:50	24	00:04:33	26	00:16:41	50
Localidade B	01:16:18	2	00:03:58	22	00:10:00	24
Localidade C	00:22:23	8	00:02:34	36	00:06:10	44
Localidade D	01:11:02	7	00:01:35	17	00:21:50	24
Localidade E	00:25:07	2	00:01:33	12	00:04:55	14
Localidade F	00:30:42	1	00:02:06	30	00:03:01	31
Localidade G	00:44:56	2	00:01:32	9	00:09:25	11
Localidade H	00:49:48	8	00:02:47	16	00:17:06	24
Distribuidora A	00:38:57	54	00:02:46	168	00:11:27	222

NOVEMBRO						
Rótulos de Linha	MANUAL		TELECOMANDADA		Total Média de Tempo 1ª parcial	
	Média de Tempo 1ª parcial	Contagem de INCIDENCIA	Média de Tempo 1ª parcial	Contagem de INCIDENCIA	Média de Tempo 1ª parcial	Contagem de INCIDENCIA
Localidade A	01:38:36	13	00:02:54	12	00:52:40	25
Localidade B	01:17:21	4	00:03:16	13	00:20:42	17
Localidade C	00:24:27	5	00:02:31	15	00:08:00	20
Localidade D	00:27:33	11	00:03:23	13	00:14:28	24
Localidade E	00:49:10	1	00:02:13	18	00:04:41	19
Localidade F	00:38:15	1	00:01:30	12	00:04:20	13
Localidade G	01:35:02	6	00:02:58	11	00:35:28	17
Localidade H	01:10:21	7	00:03:33	11	00:29:32	18
Distribuidora A	01:05:58	48	00:02:45	105	00:22:35	153

DEZEMBRO						
Rótulos de Linha	MANUAL		TELECOMANDADA		Total Média de Tempo 1ª parcial	
	Média de Tempo 1ª parcial	Contagem de INCIDENCIA	Média de Tempo 1ª parcial	Contagem de INCIDENCIA	Média de Tempo 1ª parcial	Contagem de INCIDENCIA
Localidade A	00:45:28	10	00:02:43	13	00:21:18	23
Localidade B	00:11:00	3	00:03:21	16	00:04:33	19
Localidade C	00:48:37	7	00:01:55	29	00:11:00	36
Localidade D	00:33:40	16	00:04:06	22	00:16:33	38
Localidade E	00:15:11	2	00:02:35	11	00:04:31	13
Localidade F	00:23:26	5	00:02:30	27	00:05:46	32
Localidade G	00:38:13	3	00:02:15	9	00:11:14	12
Localidade H	00:36:41	10	00:03:06	15	00:16:32	25
Distribuidora A	00:35:38	56	00:02:48	142	00:12:05	198

Ano 2018		JANEIRO					
Rótulos de Linha	MANUAL		TELECOMANDADA		Total Média de Tempo 1ª parcial		
	Média de Tempo 1ª parcial	Contagem de INCIDENCIA	Média de Tempo 1ª parcial	Contagem de INCIDENCIA	Média de Tempo 1ª parcial	Contagem de INCIDENCIA	
Localidade A	00:41:32	3	00:03:06	23	00:07:32	26	
Localidade B	00:40:46	9	00:02:49	31	00:11:21	40	
Localidade C	00:52:32	4	00:03:26	25	00:10:12	29	
Localidade D	00:25:51	9	00:03:32	24	00:09:37	33	
Localidade E	00:46:30	7	00:02:32	20	00:13:56	27	
Localidade F	01:10:02	7	00:02:13	31	00:14:43	38	
Localidade G	00:39:17	5	00:03:31	23	00:09:54	28	
Localidade H	00:35:44	6	00:02:07	40	00:06:30	46	
Distribuidora A	00:43:13	50	00:02:50	217	00:10:24	267	

		FEVEREIRO					
Rótulos de Linha	MANUAL		TELECOMANDADA		Total Média de Tempo 1ª parcial		
	Média de Tempo 1ª parcial	Contagem de INCIDENCIA	Média de Tempo 1ª parcial	Contagem de INCIDENCIA	Média de Tempo 1ª parcial	Contagem de INCIDENCIA	
Localidade A	00:29:45	4	00:01:54	15	00:07:45	19	
Localidade B	00:30:47	8	00:03:10	25	00:09:52	33	
Localidade C	00:45:43	2	00:02:01	18	00:06:23	20	
Localidade D	00:36:03	6	00:02:05	13	00:12:49	19	
Localidade E			00:03:10	29	00:03:10	29	
Localidade F	00:18:06	4	00:03:41	9	00:08:07	13	
Localidade G	00:21:05	3	00:03:23	16	00:06:11	19	
Localidade H	00:30:58	8	00:02:35	39	00:07:25	47	
Distribuidora A	00:30:11	35	00:02:45	164	00:07:35	199	

		MARÇO					
Rótulos de Linha	MANUAL		TELECOMANDADA		Total Média de Tempo 1ª parcial		
	Média de Tempo 1ª parcial	Contagem de INCIDENCIA	Média de Tempo 1ª parcial	Contagem de INCIDENCIA	Média de Tempo 1ª parcial	Contagem de INCIDENCIA	
Localidade A	00:58:15	8	00:02:09	22	00:17:07	30	
Localidade B	00:52:57	9	00:04:24	24	00:17:39	33	
Localidade C	00:59:05	2	00:05:02	22	00:09:22	24	
Localidade D	00:55:37	9	00:03:03	21	00:18:49	30	
Localidade E	00:42:45	4	00:03:15	17	00:10:46	21	
Localidade F	00:26:03	1	00:01:54	10	00:04:06	11	
Localidade G	00:46:05	5	00:02:40	24	00:10:09	29	
Localidade H	00:45:39	8	00:02:45	38	00:10:13	46	
Distribuidora A	00:51:11	46	00:03:13	178	00:13:01	224	

		ABRIL					
Rótulos de Linha	MANUAL		TELECOMANDADA		Total Média de Tempo 1ª parcial		
	Média de Tempo 1ª parcial	Contagem de INCIDENCIA	Média de Tempo 1ª parcial	Contagem de INCIDENCIA	Média de Tempo 1ª parcial	Contagem de INCIDENCIA	
Localidade A	00:30:36	4	00:02:03	20	00:06:48	24	
Localidade B	00:34:55	4	00:03:33	12	00:11:24	16	
Localidade C	00:07:44	2	00:03:29	10	00:04:11	12	
Localidade D	01:03:35	1	00:02:04	13	00:06:28	14	
Localidade E	00:14:45	2	00:01:16	5	00:05:07	7	
Localidade F	00:04:04	4	00:04:57	10	00:04:42	14	
Localidade G	00:31:52	2	00:02:36	11	00:07:06	13	
Localidade H	00:40:17	4	00:02:05	15	00:10:07	19	
Distribuidora A	00:26:36	23	00:02:43	96	00:07:20	119	

		MAIO					
Rótulos de Linha	MANUAL		TELECOMANDADA		Total Média de Tempo 1ª parcial		
	Média de Tempo 1ª parcial	Contagem de INCIDENCIA	Média de Tempo 1ª parcial	Contagem de INCIDENCIA	Média de Tempo 1ª parcial	Contagem de INCIDENCIA	
Localidade A	00:24:28	4	00:02:53	14	00:07:40	18	
Localidade B	00:48:33	9	00:02:56	17	00:19:50	26	
Localidade C	00:25:21	3	00:02:06	9	00:07:54	12	
Localidade D	00:54:27	5	00:02:12	19	00:13:05	24	
Localidade E	00:14:18	2	00:02:03	11	00:03:56	13	
Localidade F	00:25:50	2	00:02:41	24	00:04:27	26	
Localidade G	03:06:02	3	00:01:55	8	00:52:08	11	
Localidade H	00:10:58	2	00:01:54	10	00:03:25	12	
Distribuidora A	00:51:21	30	00:02:25	112	00:13:02	142	

		JUNHO					
Rótulos de Linha	MANUAL		TELECOMANDADA		Total Média de Tempo 1ª parcial		
	Média de Tempo 1ª parcial	Contagem de INCIDENCIA	Média de Tempo 1ª parcial	Contagem de INCIDENCIA	Média de Tempo 1ª parcial	Contagem de INCIDENCIA	
Localidade A	00:01:07	1	00:01:34	18	00:01:33	19	
Localidade B	00:39:35	1	00:03:31	13	00:06:06	14	
Localidade C			00:01:41	14	00:01:41	14	
Localidade D	00:38:24	1	00:02:52	15	00:05:05	16	
Localidade E	00:43:30	1	00:04:08	15	00:06:36	16	
Localidade F	00:23:40	6	00:04:21	13	00:10:27	19	
Localidade G	00:55:09	2	00:00:44	5	00:16:17	7	
Localidade H	00:20:47	1	00:03:07	5	00:06:03	6	
Distribuidora A	00:30:26	13	00:02:50	98	00:06:04	111	

JULHO						
Rótulos de Linha	MANUAL		TELECOMANDADA		Total Média de Tempo 1ª parcial	
	Média de Tempo 1ª parcial	Contagem de INCIDENCIA	Média de Tempo 1ª parcial	Contagem de INCIDENCIA	Média de Tempo 1ª parcial	Contagem de INCIDENCIA
Localidade A	00:42:37	1	00:01:58	19	00:04:00	20
Localidade B	00:12:27	1	00:02:20	14	00:03:00	15
Localidade C	00:49:25	4	00:03:51	11	00:16:00	15
Localidade D	00:50:21	2	00:01:20	5	00:15:20	7
Localidade E	00:00:28	1	00:01:57	15	00:01:51	16
Localidade F			00:01:40	18	00:01:40	18
Localidade G	01:23:07	1	00:01:35	5	00:15:10	6
Localidade H	00:03:15	6	00:04:07	15	00:03:52	21
Distribuidora A	00:28:32	16	00:02:26	102	00:05:58	118

AGOSTO						
Rótulos de Linha	MANUAL		TELECOMANDADA		Total Média de Tempo 1ª parcial	
	Média de Tempo 1ª parcial	Contagem de INCIDENCIA	Média de Tempo 1ª parcial	Contagem de INCIDENCIA	Média de Tempo 1ª parcial	Contagem de INCIDENCIA
Localidade A			00:02:10	19	00:02:10	19
Localidade B	01:14:33	2	00:01:34	10	00:13:44	12
Localidade C	00:50:45	1	00:01:26	21	00:03:40	22
Localidade D	00:47:13	1	00:02:33	13	00:05:45	14
Localidade E	00:38:44	4	00:01:45	21	00:07:40	25
Localidade F			00:02:32	20	00:02:32	20
Localidade G			00:01:31	12	00:01:31	12
Localidade H	00:15:08	4	00:14:53	10	00:14:57	14
Distribuidora A	00:38:33	12	00:02:58	126	00:06:04	138

SETEMBRO						
Rótulos de Linha	MANUAL		TELECOMANDADA		Total Média de Tempo 1ª parcial	
	Média de Tempo 1ª parcial	Contagem de INCIDENCIA	Média de Tempo 1ª parcial	Contagem de INCIDENCIA	Média de Tempo 1ª parcial	Contagem de INCIDENCIA
Localidade A	01:07:31	2	00:01:27	31	00:05:28	33
Localidade B	00:45:50	2	00:02:16	14	00:07:43	16
Localidade C	03:24:03	3	00:07:07	22	00:30:45	25
Localidade D			00:02:05	8	00:02:05	8
Localidade E	00:24:25	1	00:02:30	23	00:03:25	24
Localidade F	00:43:11	1	00:02:06	34	00:03:16	35
Localidade G	00:01:28	1	00:02:26	16	00:02:22	17
Localidade H	01:26:13	1	00:02:06	24	00:05:27	25
Distribuidora A	01:30:23	11	00:02:43	172	00:07:59	183

OUTUBRO						
Rótulos de Linha	MANUAL		TELECOMANDADA		Total Média de Tempo 1ª parcial	
	Média de Tempo 1ª parcial	Contagem de INCIDENCIA	Média de Tempo 1ª parcial	Contagem de INCIDENCIA	Média de Tempo 1ª parcial	Contagem de INCIDENCIA
Localidade A	02:56:37	4	00:02:36	45	00:16:31	49
Localidade B			00:03:35	18	00:03:35	18
Localidade C	01:46:16	9	00:03:11	30	00:26:58	39
Localidade D	00:38:17	2	00:01:58	19	00:05:26	21
Localidade E	01:37:00	8	00:03:40	32	00:22:20	40
Localidade F	00:27:26	3	00:01:39	27	00:04:14	30
Localidade G	04:40:56	2	00:01:20	35	00:16:26	37
Localidade H	00:35:52	1	00:05:55	29	00:06:55	30
Distribuidora A	01:50:11	29	00:02:57	235	00:14:41	264

NOVEMBRO						
Rótulos de Linha	MANUAL		TELECOMANDADA		Total Média de Tempo 1ª parcial	
	Média de Tempo 1ª parcial	Contagem de INCIDENCIA	Média de Tempo 1ª parcial	Contagem de INCIDENCIA	Média de Tempo 1ª parcial	Contagem de INCIDENCIA
Localidade A	01:55:29	4	00:02:28	35	00:11:23	39
Localidade B			00:02:35	39	00:02:35	39
Localidade C	02:15:30	4	00:02:38	35	00:16:15	39
Localidade D	00:17:13	1	00:02:39	17	00:03:28	18
Localidade E	01:30:50	1	00:02:47	33	00:05:22	34
Localidade F	00:22:17	3	00:02:37	32	00:04:18	35
Localidade G	00:46:35	1	00:01:59	27	00:03:35	28
Localidade H	00:33:52	2	00:01:59	35	00:03:43	37
Distribuidora A	01:18:31	16	00:02:28	253	00:06:43	269

DEZEMBRO						
Rótulos de Linha	MANUAL		TELECOMANDADA		Total Média de Tempo 1ª parcial	
	Média de Tempo 1ª parcial	Contagem de INCIDENCIA	Média de Tempo 1ª parcial	Contagem de INCIDENCIA	Média de Tempo 1ª parcial	Contagem de INCIDENCIA
Localidade A	01:10:05	5	00:02:26	58	00:07:49	63
Localidade B	00:20:18	2	00:02:15	25	00:03:36	27
Localidade C	01:28:12	8	00:02:51	59	00:13:02	67
Localidade D	00:39:33	4	00:06:40	23	00:11:32	27
Localidade E			00:01:42	28	00:01:42	28
Localidade F	00:28:14	2	00:04:31	62	00:05:16	64
Localidade G	01:32:52	2	00:03:01	37	00:07:37	39
Localidade H	02:58:58	5	00:02:20	58	00:16:21	63
Distribuidora A	01:25:26	28	00:03:08	350	00:09:13	378

ANEXO 2 - PLANILHAS DE TEMPO MÉDIO DE LAVAGEM DE REDE DE DISTRIBUIÇÃO

Gemba¹¹ das equipes em campo.

Gemba - Equipe de Lavagem									
Data	Origem	Destino	Km inicial	Hora inicial	Tipo de estrutura/Equipamento	Hora final	Km final	Placa da viatura	Tempo de Atividade
16/12/2019	Base Cabo Frio	Peró	93557	10:20	Trafo	10:29	93556	LRV 2407	00:09
16/12/2019	Peró	Peró	93559	10:29	B3CC	10:31	93556	LRV 2407	00:02
16/12/2019	Peró	Peró	93560	10:32	Trafo	10:34	93556	LRV 2407	00:02
16/12/2019	Peró	Peró	93560	10:34	Trafo	10:38	93556	LRV 2407	00:04
16/12/2019	Peró	Peró	93560	10:38	Trafo	10:51	93556	LRV 2407	00:13
16/12/2019	Peró	Peró	93560	10:51	Trafo	10:56	93556	LRV 2407	00:05
16/12/2019	Peró	Peró	93560	10:56	CTL	11:01	93556	LRV 2407	00:05
16/12/2019	Peró	Peró	93560	11:01	Trafo	11:05	93556	LRV 2407	00:04
16/12/2019	Peró	Peró	93560	11:05	Trafo	11:10	93556	LRV 2407	00:05
16/12/2019	Peró	Peró	93560	11:10	N3/Trafo	11:15	93556	LRV 2407	00:05
16/12/2019	Peró	Peró	93560	11:15	N3CC	11:18	93556	LRV 2407	00:03
16/12/2019	Peró	Peró	93560	11:18	serviço pausado pelo COS	11:20	93556	LRV 2407	00:02
16/12/2019	Peró	Peró	93562	13:59	N4FC	14:03	93556	LRV 2407	00:04
16/12/2019	Peró	Peró	93562	14:02	Encapsulado	14:07	93556	LRV 2407	00:05
16/12/2019	Peró	Peró	93562	14:04	N3/Trafo	14:10	93556	LRV 2407	00:06
16/12/2019	Peró	Peró	93562	14:08	N3CC	14:15	93556	LRV 2407	00:07
16/12/2019	Peró	Peró	93562	14:10	Trafo	14:21	93556	LRV 2407	00:11
16/12/2019	Peró	Peró	93562	14:19	Trafo	14:23	93556	LRV 2407	00:04
16/12/2019	Peró	Peró	93562	14:21	N3CC	14:28	93556	LRV 2407	00:07
16/12/2019	Peró	Peró	93562	14:23	Trafo	14:31	93556	LRV 2407	00:08
16/12/2019	Peró	Peró	93562	14:28	Trafo	14:33	93556	LRV 2407	00:05
16/12/2019	Peró	Peró	93562	14:31	N3	14:35	93556	LRV 2407	00:04
16/12/2019	Peró	Peró	93562	14:33	Trafo	14:39	93557	LRV 2407	00:06
16/12/2019	Peró	Peró	93562	14:35	N3	14:43	93557	LRV 2407	00:08
16/12/2019	Peró	Peró	93562	14:39	Trafo	15:38	93557	LRV 2407	00:59
16/12/2019	Peró	P.gasolina	93563	15:38	P.gasolina	15:46	93557	LRV 2407	00:08
16/12/2019	Peró	Base Cabo Frio	93577	15:46	Fim da Jornada	16:03	93557	LRV 2407	00:17

ANEXO 3 - PLANILHAS DE TEMPO MÉDIO DE INSPEÇÃO PEDESTRE POR REGIÃO ELÉTRICA CONSIDERANDO UMA JORNADA DE 8 HORAS DIÁRIAS

Tipo de Inspeção	Região	Extensão km	Tempo para inspeção hh:mm
Pedestre	A	3,0	08:00:00
Pedestre	B	3,0	08:00:00
Pedestre	C	3,0	08:00:00
Pedestre	D	4,5	08:00:00
Pedestre	E	4,0	08:00:00
Pedestre	F	3,0	08:00:00
Pedestre	G	4,0	08:00:00
Pedestre	H	3,0	08:00:00
Pedestre	Distribuidora	27,5	16:00:00

¹¹ Gemba - Palavra de origem japonesa, significa “verdadeiro lugar” e, dentro do cenário empresarial, pode ser definida como o local onde as coisas realmente acontecem. Atividade com a finalidade de buscar “gargalos” nos processos e implementar ações para ajuste de desvios e melhoria contínua.

**ANEXO 4 - PLANILHAS DE TEMPO MÉDIO DE INSPEÇÃO AÉREA
POR REGIÃO ELETRICA CONSIDERANDO A EXTENSÃO DA
ATIVIDADE**

Typo de Inspeção	Região	Extensão km	Tempo para inspeção hh:mm
Aérea	A	36,01	04:30
Aérea		73,74	
Aérea		111,86	
Aérea	C	50,83	04:30
Aérea		0,48	
Aérea		31,81	
Aérea	B	34,12	04:30
Aérea		64,24	
Aérea		35,44	
Aérea	G	22,11	04:30
Aérea		17,21	
Aérea		27,33	
Aérea	H	30,63	04:30
Aérea		13,53	
Aérea		97,41	

**ANEXO 5 - PLANILHAS DE TEMPO MÉDIO DE INSPEÇÃO COM
CARRO TERMOVISOR POR REGIÃO ELETRICA CONSIDERANDO A
EXTENSÃO DA ATIVIDADE**

Tipo de Inspeção	Região	Extensão km	Tempo para inspeção hh:mm
Termográfica	A	10	01:00:00
Termográfica		23	01:20:00
Termográfica		41	03:15:00
Termográfica		15	01:10:00
Termográfica		23	03:40:00
Termográfica	B	37	01:50:00
Termográfica		22	01:40:00
Termográfica		43	02:00:00
Termográfica		30	01:40:00
Termográfica		45	01:00:00
Termográfica	C	3	00:40:00
Termográfica		13	01:30:00
Termográfica		5	01:00:00
Termográfica		6	01:00:00
Termográfica		20	02:00:00
Termográfica	D	15	01:10:00
Termográfica		3	00:30:00
Termográfica		14	00:40:00
Termográfica		34	00:20:00
Termográfica		13	00:30:00
Termográfica	E	6	03:00:00
Termográfica		3	02:00:00
Termográfica		7	02:50:00
Termográfica		5	02:10:00
Termográfica		44	03:30:00
Termográfica	F	12	01:00:00
Termográfica		5	00:50:00
Termográfica		9	00:50:00
Termográfica		15	01:00:00
Termográfica		6	00:50:00
Termográfica	G	24	01:30:00
Termográfica		7	01:10:00
Termográfica		46	02:55:00
Termográfica		71	03:30:00
Termográfica		68	03:00:00
Termográfica	H	9	02:00:00
Termográfica		8	02:00:00
Termográfica		12	03:00:00
Termográfica		5	01:00:00
Termográfica		10	03:30:00

ANEXO 6 – ATRIBUTOS TECNICOS COMPARATIVOS ENTRE OS EQUIPAMENTOS DE PROTEÇÃO DE RAMAL

Característica Técnica	 Seccionizador Eletrônico Digital (SIX-DG) CELSA	 Religador automático monofásico Fusesaver SIEMENS	 Religador automático monofásico TripSaver S&C
Religamento Automático	✘	✔	✔
Operação trifásica	✔	✔	✘
Registro de data	✘	✔	✘
Registro de eventos	✘	3.000 linhas	25 linhas
Nível de curto circuito	8.000 A	4.000 A	6.300 A
Margem de erro de medição	10%	20%	10%
Número de operações máximo	1.000	2.000	2.000
Corrente nominal	200 A	100 A	100 A
Corrente mínima	3 A	0,5 A	5 A
Peso	-	5,5 kg	10,5 kg
Tipo de instalação	Porta fusível	Cruzeta	Porta fusível ANSI
Acessórios para operação	<ul style="list-style-type: none"> • Módulo de comunicação RF Delta Plus • Simulador de defeitos SIX-DG 	<ul style="list-style-type: none"> • Módulo de comunicação USB • Saca módulo de comunicação 	<ul style="list-style-type: none"> • Módulo de comunicação USB • Módulo de configuração a bateria • Módulo de desbloqueio da comunicação • Gancho para bastão de manobra de Tripsaver • Lamina ou Elo padrão ANSI