

UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA MARIA
CENTRO DE TECNOLOGIA
CURSO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

Cristian Pappis

**MATRIZ LÓGICO-ESTRUTURAL: ANÁLISE DO
ALOCAMENTO DE EQUIPAMENTOS DE PROTEÇÃO E OS
IMPACTOS NOS INDICADORES DE CONFIABILIDADE**

Santa Maria, RS
2021

Cristian Pappis

MATRIZ LÓGICO-ESTRUTURAL: ANÁLISE DO ALOCAMENTO DE EQUIPAMENTOS DE PROTEÇÃO E OS IMPACTOS NOS INDICADORES DE CONFIABILIDADE

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao curso de Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Santa Maria (UFSM, RS), como requisito parcial para a obtenção do título de **Engenheiro Eletricista**.

Orientador: Prof. Dr. Daniel Pinheiro Bernardon

Santa Maria, RS

2021

Pappis, Cristian

Matriz lógico-estrutural: análise do alocamento de equipamentos de proteção e os impactos nos indicadores de confiabilidade / por Cristian Pappis. – 2021.

62 f.: il.; 30 cm.

Orientador: Daniel Pinheiro Bernardon

Trabalho de Conclusão de Curso - Universidade Federal de Santa Maria, Centro de Tecnologia, curso de Engenharia Elétrica, RS, 2021.

1. Confiabilidade. 2. Indicadores de Continuidade. 3. Matriz Lógico-estrutural. 4. Sistemas de Distribuição. I. Bernardon, Daniel Pinheiro. II. Matriz lógico-estrutural: análise do alocamento de equipamentos de proteção e os impactos nos indicadores de confiabilidade.

© 2021

Todos os direitos autorais reservados a Cristian Pappis. A reprodução de partes ou do todo deste trabalho só poderá ser feita mediante a citação da fonte.

E-mail: cristianpappis@gmail.com

Cristian Pappis

MATRIZ LÓGICO-ESTRUTURAL: ANÁLISE DO ALOCAMENTO DE EQUIPAMENTOS DE PROTEÇÃO E OS IMPACTOS NOS INDICADORES DE CONFIABILIDADE

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao curso de Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Santa Maria (UFSM, RS), como requisito parcial para a obtenção do título de **Engenheiro Eletricista**.

Aprovado em 03 de Setembro de 2021:

Daniel Pinheiro Bernardon, Dr. (UFSM)
(Presidente/Orientador)

Émerson Rafael da Silva, Me. (UFSM)

Francisco Gasparin Fabrin, Esp. (UFSM)

Santa Maria, RS

2021

AGRADECIMENTOS

Em primeiro lugar, a Deus, por ter permitido que eu tivesse saúde e determinação para que meus objetivos fossem alcançados.

Aos meus pais, que me incentivaram nos momentos difíceis e compreenderam a minha ausência enquanto eu me dedicava à realização das atividades do curso. Aos amigos e colegas, que sempre estiveram ao meu lado, pela amizade, companheirismo e vivências compartilhadas durante estes anos.

Ao meu professor orientador Daniel Pinheiro Bernardon pelo incentivo em projetos de pesquisa e conhecimentos transmitidos durante a graduação.

À Universidade Federal de Santa Maria pela oportunidade de realizar o curso e a todos os seus professores pelo comprometimento com a qualidade do ensino.

“O sucesso é a soma de pequenos esforços repetidos dia após dia.”

(ROBERT COLLIER)

RESUMO

MATRIZ LÓGICO-ESTRUTURAL: ANÁLISE DO ALOCAMENTO DE EQUIPAMENTOS DE PROTEÇÃO E OS IMPACTOS NOS INDICADORES DE CONFIABILIDADE

AUTOR: CRISTIAN PAPPIS

ORIENTADOR: DANIEL PINHEIRO BERNARDON

De forma progressiva a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) tem aplicado normativas mais exigentes quanto à qualidade da energia fornecida aos consumidores. Indicadores limite de continuidade (DEC e FEC) são reduzidos gradualmente com o objetivo de estimular as concessionárias a investir na confiabilidade dos sistemas de distribuição de energia elétrica. O setor elétrico apresenta um ritmo de expansão considerável buscando atender o crescimento na demanda por energia elétrica, o desenvolvimento de novos sistemas deve considerar a utilização de dispositivos de proteção tecnológicos, ou seja, equipados com telecomando ou função de religamento a fim de conferir maior confiabilidade aos sistemas em que estão instalados. Os desafios na substituição ou realocação de dispositivos de proteção nos sistemas elétricos do Brasil estão concentrados na diversidade dos cenários onde os sistemas estão dispostos tornando-os suscetíveis a diversos tipos de falhas. Atualmente, matrizes lógico-estruturais são amplamente utilizadas devido à possibilidade de aplicação tanto em projetos em desenvolvimento quanto em projetos já existentes indicando qual a melhor opção para modificações nos dispositivos de proteção instalados, possibilitando determinar a viabilidade econômica para as concessionárias reduzirem valores pagos em compensações através da melhoria da confiabilidade do sistema de distribuição de energia elétrica. Portanto, através da aplicação da matriz lógico-estrutural, busca-se analisar o impacto da modificação de equipamentos de proteção na confiabilidade do sistema de distribuição. De forma mais específica, são abordados cálculos de indicadores de continuidade para alimentadores radiais e mensurados os ganhos obtidos com a inserção de dispositivos com menores taxas de falhas.

Palavras-chave: Confiabilidade. Indicadores de Continuidade. Matriz Lógico-estrutural. Sistemas de Distribuição.

ABSTRACT

LOGICAL-STRUCTURAL MATRIX: ANALYSIS OF PROTECTIVE EQUIPMENT ALLOCATION AND IMPACTS ON RELIABILITY INDICATORS

AUTHOR: CRISTIAN PAPPIS
ADVISOR: DANIEL PINHEIRO BERNARDON

The National Electric Energy Agency (ANEEL) has progressively applied stricter regulations regarding the quality of energy supplied to consumers. Continuity limit indicators (DEC and FEC) are gradually reduced in order to encourage utilities to invest in the reliability of electricity distribution systems. The electricity sector presents a considerable pace of expansion seeking to meet the growth in demand for electricity, the development of new systems must consider the use of technological protection devices, that is, equipped with remote control or reclosing function in order to provide greater reliability to the systems on which they are installed. The challenges in replacing or relocating protection devices in electrical systems in Brazil are concentrated in the diversity of scenarios where the systems are disposed, making them susceptible to different types of failures. Currently, logical-structural matrices are widely used due to the possibility of application both in projects under development and in existing projects, indicating the best option for modifications to the installed protection devices, making it possible to determine the economic feasibility for concessionaires to reduce amounts paid in compensation by improving the reliability of the electricity distribution system. Therefore, through the application of the logical-structural matrix, we seek to analyze the impact of the modification of protective equipment on the reliability of the distribution system. More specifically, calculations of continuity indicators for radial feeders are discussed and the gains obtained with the insertion of devices with lower failure rates are measured.

Keywords: Continuity Indicators. Distribution Systems. Logic-structural matrix. Reability.

LISTA DE FIGURAS

| | | |
|----|---|----|
| 1 | Indicador DEC 2001-2018 | 17 |
| 2 | Indicador FEC 2001-2018 | 18 |
| 3 | Sistema de Distribuição de Energia Elétrica | 19 |
| 4 | Curvas de atuação elo-fusível | 27 |
| 5 | Exemplo de alocação da proteção em alimentador | 34 |
| 6 | Critério de alocação dos dispositivos de proteção | 39 |
| 7 | Metodologia de Realocação | 40 |
| 8 | SDEE Base | 42 |
| 9 | SDEE Realocado | 44 |
| 10 | SDEE Telecomandado | 46 |
| 11 | Mapeamento do trecho do SDEE rural | 50 |
| 12 | Diagrama unifilar do trecho do SDEE rural | 51 |
| 13 | Custo <i>versus</i> Confiabilidade | 53 |

LISTA DE TABELAS

| | | |
|----|---|----|
| 1 | Taxas de Falha Anual de Equipamentos | 33 |
| 2 | Tempos de Recomposições de Equipamentos | 33 |
| 3 | Tempo de Manobra de Equipamentos Telecomandados | 34 |
| 4 | Matriz lógico-estrutural para o sistema da Figura (5) | 35 |
| 5 | Descrição de variáveis para o primeiro cenário | 42 |
| 6 | Matriz lógico-estrutural para o sistema da Figura (8) | 43 |
| 7 | Indicadores de continuidade do primeiro cenário | 43 |
| 8 | Descrição de variáveis para o segundo cenário | 44 |
| 9 | Matriz lógico-estrutural para o sistema da Figura (9) | 45 |
| 10 | Indicadores de continuidade do segundo cenário | 45 |
| 11 | Dados do exemplo da Figura 10 | 47 |
| 12 | MLE considerando telecomando | 47 |
| 13 | MLE numérica considerando telecomando | 48 |
| 14 | MLE Numérica do SDEE Rural | 51 |
| 15 | Comparativo SDEE Rural | 52 |
| 16 | Compensações DIC e FIC Totais do Trecho | 53 |
| 17 | MLE Numérica para o Primeiro Cenário | 60 |
| 18 | MLE Numérica para o Segundo Cenário | 60 |
| 19 | MLE do SDEE Rural Realocado | 60 |
| 20 | Fluxo de Caixa | 61 |
| 21 | Compensações Pagas pelas Concessionárias em 2015 | 62 |

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

| | |
|---------|---|
| ANEEL | Agência Nacional de Energia Elétrica |
| DEC | Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora |
| DIC | Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora |
| DICRI | Duração da Interrupção Individual ocorrida em Dia Crítico por unidade consumidora |
| DMIC | Duração Máxima de Interrupção Contínua por Unidade Consumidora |
| FEC | Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora |
| FIC | Frequência de Interrupção Individual por Unidade Consumidora |
| MLE | Matriz Lógico-estrutural |
| PRODIST | Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional |
| SDEE | Sistema de Distribuição de Energia Elétrica |
| TMR | Tempo Médio de Recomposição |

SUMÁRIO

| | | |
|----------|---|----|
| 1 | INTRODUÇÃO | 12 |
| 1.1 | OBJETIVOS | 13 |
| 1.2 | ESTRUTURA DO TRABALHO | 13 |
| 2 | REVISÃO BIBLIOGRÁFICA | 14 |
| 2.1 | REGULAMENTAÇÃO DA QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA | 15 |
| 2.2 | EVOLUÇÃO DOS INDICADORES NO BRASIL | 16 |
| 2.3 | ESTRUTURA DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA | 18 |
| 3 | INDICADORES DE CONTINUIDADE DO SERVIÇO DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA | 21 |
| 3.1 | INDICADORES DE CONTINUIDADE INDIVIDUAIS..... | 21 |
| 3.2 | COMPENSAÇÃO POR ULTRAPASSAGEM DOS INDICADORES FIXADOS | 22 |
| 3.3 | INDICADORES DE CONTINUIDADE DE CONJUNTO DE UNIDADES CONSUMIDORAS | 24 |
| 4 | DISPOSITIVOS DE PROTEÇÃO EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA | 26 |
| 4.1 | DISJUNTOR | 26 |
| 4.2 | CHAVE-FUSÍVEL | 26 |
| 4.3 | SECCIONALIZADOR | 27 |
| 4.4 | CHAVE-FUSÍVEL RELIGADORA | 28 |
| 4.5 | RELIGADOR | 28 |
| 4.6 | CHAVE SECCIONADORA..... | 29 |
| 4.7 | COORDENAÇÃO E SELETIVIDADE ENTRE DISPOSITIVOS | 29 |
| 5 | CONFIABILIDADE EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA | 31 |
| 5.1 | INDICADORES DE DESEMPENHO | 31 |
| 5.2 | MATRIZ LÓGICO-ESTRUTURAL | 31 |
| 5.3 | ÍNDICE DE DISPONIBILIDADE DO SISTEMA ELÉTRICO..... | 35 |
| 6 | METODOLOGIA DE REALOCAÇÃO | 37 |
| 6.1 | CRITÉRIO DE ALOCAÇÃO DOS DISPOSITIVOS DE PROTEÇÃO | 37 |
| 6.2 | DIAGRAMA DA METODOLOGIA DE REALOCAÇÃO | 39 |
| 7 | APLICAÇÃO DA MATRIZ LÓGICO-ESTRUTURAL | 41 |
| 7.1 | ANÁLISE DA CONFIABILIDADE PARA DIFERENTES CENÁRIOS | 41 |
| 7.2 | APLICAÇÃO DA MLE CONSIDERANDO DISPOSITIVOS TELECOMANDADOS | 46 |
| 8 | ESTUDO DE CASO - SDEE RURAL | 50 |
| 8.1 | VIABILIDADE DA SUBSTITUIÇÃO DOS DISPOSITIVOS DE PROTEÇÃO .. | 52 |
| 9 | CONSIDERAÇÕES FINAIS | 55 |
| 9.1 | CONCLUSÕES | 55 |
| 9.2 | TRABALHOS FUTUROS | 56 |
| | REFERÊNCIAS | 57 |
| | ANEXOS | 59 |

1 INTRODUÇÃO

Os sistemas de distribuição de energia elétrica são primordiais para o desenvolvimento social e econômico. A demanda por energia elétrica tem aumentado com o passar dos anos, bem como, o planejamento e expansão das redes elétricas responsáveis pelo transporte da energia até as unidades consumidoras residenciais e industriais.

Considerando o constante crescimento do sistema de distribuição são necessários estudos em análise da confiabilidade de projetos a fim de atender às normas vigentes. Um alimentador bem planejado pode apresentar ganhos aos consumidores e também às concessionárias, uma vez que, são pagas multas por não atendimento dos indicadores de qualidade de energia. Os desafios na substituição ou realocação de dispositivos de proteção nos sistemas elétricos do Brasil estão concentrados na diversidade dos cenários onde os sistemas estão dispostos, desde inúmeras derivações dentro das grandes cidades até as centenas de quilômetros de redes que adentram o interior dos estados onde temos diversas influências externas que podem ocasionar a atuação dos dispositivos de proteção instalados.

A modernização dos dispositivos de proteção de sistemas elétricos têm sido fundamental para a operação dos alimentadores. Dispositivos mais sensíveis e precisos apresentam melhores desempenhos durante a ocorrência de surtos elétricos influenciando diretamente na qualidade da energia. O ponto de instalação e o tipo dos dispositivos seguem basicamente duas lógicas: a coordenação com os demais dispositivos alocados e a caracterização estrutural do sistema.

A análise da confiabilidade de sistemas de distribuição de energia elétrica utilizando matrizes lógico-estruturais surge como uma peça-chave no processo de melhoria contínua dos indicadores de continuidade. Com a análise matricial pode-se determinar indicadores através da taxa de falha dos dispositivos alocados em um alimentador e, dessa forma, estimar os indicadores individuais e coletivos prevendo se haverá o atendimento das normas impostas ao distribuidor.

Atualmente, matrizes lógico-estruturais são amplamente utilizadas devido à possibilidade de aplicação tanto em projetos em desenvolvimento quanto em projetos já existentes indicando qual a melhor opção para uma realocação dos dispositivos de proteção instalados. Dessa forma, fica evidenciada a importância de estudo relacionado à metodologia e aplicação da análise matricial em sistemas elétricos, que, combinado com estudos de viabilidade econômica podem determinar os benefícios obtidos com a inserção ou realocação de dispositivos na rede

elétrica.

1.1 OBJETIVOS

O principal objetivo do trabalho está centralizado na utilização da matriz lógico-estrutural (MLE) como uma ferramenta para análise da confiabilidade de sistemas de distribuição de energia elétrica. Ou seja, utilizar-se índices de confiabilidade para executar planejar a expansão do sistema ou determinar dentre as diversas possibilidades qual trará maior segurança e qualidade no fornecimento de energia elétrica.

Dessa forma, será abordada a metodologia para a aplicação da MLE a fim de obter indicadores relacionados com a duração e frequência de interrupções na rede elétrica. Como objetivos secundários temos a análise da influência da variabilidade dos tipos de dispositivos alocados em um mesmo ponto e como será o impacto em indicadores de confiabilidade, além da verificação da influência dos dispositivos telecomandados nos indicadores de continuidade. Por fim, tem-se a aplicação da matriz lógico-estrutural em um alimentador de média tensão já existente de forma a estimar os indicadores e propor soluções pertinentes visando obter o melhor desempenho do sistema elétrico.

1.2 ESTRUTURA DO TRABALHO

Além do Capítulo 1, que abrange de forma motivacional e introdutória a análise matricial de sistemas de distribuição, contemplando também a exposição dos objetivos, o presente trabalho é composto de outros 8 capítulos.

O Capítulo 2 aborda a revisão bibliográfica pertinente ao trabalho, já os Capítulos 3 e 4 apresentam definições de conceitos teóricos básicos sobre proteção de sistemas elétricos. O Capítulo 5 aborda a construção e aplicação da matriz lógico-estrutural em sistemas buscando exemplificar o método além de introduzir o conceito de disponibilidade do SDEE e como pode ser considerado na avaliação da confiabilidade. O Capítulo 6 trata especificamente da metodologia de análise e os impactos dos dispositivos de proteção em sistemas de distribuição de energia elétrica, relacionando, os aspectos pertinentes ao assunto.

Por fim, os Capítulos 7 e 8, apresentam exemplos práticos da aplicação da MLE em sistemas de distribuição a fim de validar o método de análise.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

A importância da análise do impacto de equipamentos de proteção nos indicadores de confiabilidade tem se tornado evidente nos últimos anos. Com critérios mais rigorosos impostos pelos órgãos regulamentadores, existem vantagens tanto para o consumidor quanto para a concessionária investir em estudos visando aumentar o índice de continuidade do serviço das redes elétricas.

Com as modificações realizadas pela ANEEL em 2010, baseadas na Resolução Normativa nº 177, de 28 de novembro de 2005, tratando das compensações por ultrapassagem de indicadores limite as concessionárias teriam penalização considerando apenas indicadores individuais, visto que pela exigência mais rigorosa na qualidade dos indicadores individuais também implicaria na melhora dos indicadores coletivos, contudo, a determinação de indicadores coletivos permite verificar de forma mais abrangente como um conjunto de consumidores será afetado pela interrupção do fornecimento de energia.

Retirada a penalização com multa por transgressão de valores DEC e FEC pela ANEEL em 2010, as compensações individuais como único instrumento para controle dos indicadores de continuidade não apresentou efetividade, principalmente no que diz respeito ao DEC, nesse sentido, nos anos seguintes foram estabelecidas novas ferramentas por meio das quais a ANEEL visa incentivar melhorias na continuidade do serviço com foco nos indicadores coletivos DEC e FEC.

Os consumidores foram compensados em R\$ 646,4 milhões por interrupções no fornecimento de energia elétrica ocorridas em 2015. Foram pagas 124,4 milhões de compensações pelo descumprimento dos indicadores individuais de Duração de Interrupção por Unidade Consumidora (DIC), Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (FIC), Duração Máxima de Interrupção Contínua por Unidade Consumidora (DMIC) e Duração da Interrupção Ocorrida em Dia Crítico por unidade consumidora (DICRI). (ANEEL, 2016)

Considerando os elevados valores de compensações pagas pelas concessionárias, apresentados na Tabela 21 (Anexo A), observa-se potenciais oportunidades de redução aumentando a confiabilidade utilizando-se de ferramentas de análise. Nesse sentido, matrizes lógico-estruturais permitem uma exploração diversificada e abrangente do sistema elétrico, buscando

por cenários em que investimentos em realocação de equipamentos de proteção trarão vantagens na redução de valores pagos em transgressões de limites de indicadores de continuidade.

De acordo com BROWN (2009), na realidade os consumidores estão conectados a um sistema de distribuição exclusivo que determina de forma ampla a confiabilidade do sistema, nesta situação, os consumidores ficam restritos ao sistema existente e não podem optar por sistemas de distribuição com maior confiabilidade e qualidade de energia, por este motivo, os órgãos reguladores buscam maneiras adequadas e efetivas de definir, medir e impor metas de confiabilidade.

Exemplo da efetividade dos atos regulamentários impostos pela ANEEL, no ano de 2020, em média as interrupções no ano ficaram pela primeira vez abaixo do limite estabelecido pelo órgão. Além disso, a quantidade de vezes em que o fornecimento de energia sofreu interrupções reduziu em 9,87% com relação ao ano anterior.

[...] as novas regras de qualidade do fornecimento nos contratos de concessão das distribuidoras, a adoção de planos de resultados para as distribuidoras que apresentavam mau desempenho, as compensações financeiras aos consumidores, as fiscalizações da Agência e a definição de limites de interrupção decrescentes para as concessionárias. (ANEEL, 2020).

O constante aumento da confiabilidade do sistema de distribuição de energia elétrica garantiu que em 2020 o Brasil atingisse os melhores níveis históricos relacionados aos indicadores de continuidade do serviço. Pode-se associar este fato ao melhoramento da estrutura física dos alimentadores além do aumento dos investimentos por parte das concessionárias em automatização das redes através dos dispositivos de manobra e proteção.

2.1 REGULAMENTAÇÃO DA QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA

As normas pertinentes à distribuição de energia elétrica no Brasil estão concentradas nos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST) de forma que exista um alinhamento entre as concessionárias no que tange ao plano de expansão de redes elétricas. A existência de procedimentos é de suma importância para que critérios de qualidade sejam atendidos com objetivo de manter a constante evolução nos indicadores de desempenho das concessionárias no fornecimento de energia.

Em específico, tratando da qualidade da energia elétrica tem-se o Módulo 8 do PRODIST. No módulo é apresentada toda informação necessária para o entendimento dos requisitos essenciais quanto aos padrões de qualidade, determinação de compensação, forma de aquisição dos indicadores, etc.

Atualmente, os instrumentos regulatórios são definidos pela Resolução Normativa nº 863/2019 e Resolução Normativa nº 871/2020 com vigência iniciada em 2021, na resolução estão dispostas todas ferramentas e requisitos necessários para o atendimento das normas legais. A resolução vigente é baseada em regulamentos já existentes desde a Resolução Normativa nº 345/2008, contudo, de acordo com necessidades e objetivando elevar o desempenho e qualidade dos serviços prestados aos consumidores foram implementadas revisões ao Módulo 8 do PRODIST.

Ainda, tratando-se de regulamentação, a ANEEL estipula indicadores DEC e FEC limite para cada mês de consumo. A determinação de indicadores limite têm por objetivo estimular as concessionárias a investir em fatores que influenciam na qualidade da energia de forma que seja reduzido o valor pago em compensações.

2.2 EVOLUÇÃO DOS INDICADORES NO BRASIL

A modernização dos dispositivos de proteção utilizados em sistemas de distribuição de energia elétrica evidenciou a possibilidade de aumentar o desempenho dos alimentadores durante sua operação e resiliência com a ocorrência de defeitos na rede. A evolução no método de construção e inclusão de tecnologias na concepção de dispositivos de proteção concedeu a estes dispositivos um desempenho superior quando comparado aos dispositivos desenvolvidos em épocas anteriores.

Quando analisamos a evolução dos indicadores de continuidade no fornecimento de energia elétrica no Brasil, percebe-se uma contínua diminuição nos valores calculados repassados à ANEEL pelas concessionárias, parte deste resultado é proveniente do emprego de dispositivos tecnológicos nos sistemas de proteção e, outra parte, se deve às modificações em equipamentos de proteção em prol da confiabilidade nos sistemas já existentes e em expansões do sistema elétrico. A necessidade da substituição de dispositivos de proteção nos sistemas de distribuição é apoiada pelas novas exigências mais rigorosas na qualidade da energia elétrica entregue aos consumidores, bem como, pela implementação de novas regulamentações e fiscalizações impostas pela ANEEL ao longo dos anos.

O diretor Sandoval Feitosa atribui aos instrumentos regulatórios e ao fortalecimento da fiscalização da ANEEL e agências estaduais a melhora nos indicadores, e destaca a modernização das redes como o caminho para avançar na qualidade do serviço. “Os incentivos regulatórios que a ANEEL instituiu nos últimos anos, associados à maior participação e exigência dos consumidores junto às distribuidoras, têm continuamente resultado em redução dos índices de interrupção de energia, mas ainda há espaço para melhorar. A melhoria dos indicadores virá de forma mais expressiva quando a modernização das redes completar o processo de disrupção do setor de distribuição”, avalia o diretor. (ANEEL, 2019)

A evolução nos indicadores é um processo gradual que se estende ao longo dos anos, contudo, analisar possíveis realocações de equipamentos dos sistemas é um processo inevitável baseado no retorno financeiro às concessionárias e atendimento às exigências regulatórias.

As Figuras 1 e 2 apresentam o gráfico da evolução dos indicadores DEC e FEC, respectivamente, no Brasil para o período compreendido entre os anos de 2001 e 2018.

Figura 1 – Indicador DEC 2001-2018



Fonte: ANEEL (2019).

Figura 2 – Indicador FEC 2001-2018



Fonte: ANEEL (2019).

Analisando os dados apresentados na Figura 2 sobre a frequência equivalente de interrupção (FEC) a informação mais evidente é a de que os indicadores repassados pelas concessionárias se mantiveram todos os anos abaixo do valor de FEC limite definido pela ANEEL. De fato, é uma evolução satisfatória considerando que existe, anualmente, um crescente aumento por demanda de energia elétrica no país, manter-se dentro dos indicadores limites buscando a gradual redução na frequência equivalente de interrupções é um dos desafios que está fortemente relacionado com o desempenho dos dispositivos de proteção instalados nos alimentadores.

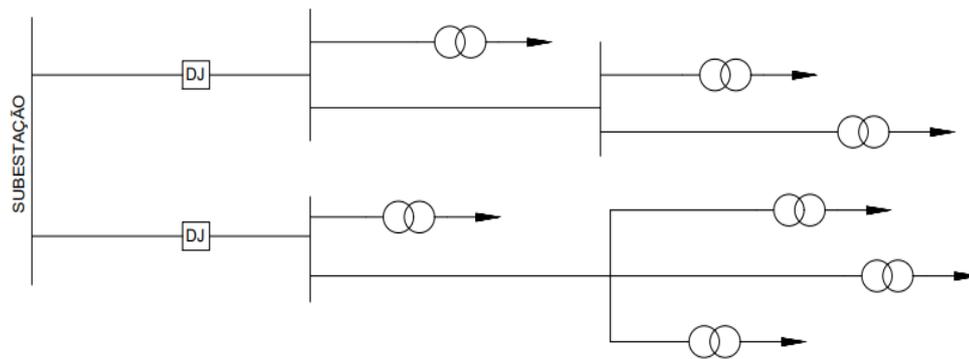
Nesse sentido, a realocação de dispositivos de proteção em sistemas de distribuição de energia elétrica baseada em matriz lógico-estrutural é a conexão entre alimentadores com baixo desempenho operacional durante falhas e alimentadores que conseguem atuar de forma satisfatória quando submetidos a níveis críticos na exigência de proteção do sistema.

2.3 ESTRUTURA DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

A função básica de um SDEE é transportar a energia elétrica da subestação até o ponto de entrega aos consumidores, para que isso seja possível, é estabelecida uma classe de tensão adequada e segura para que os sistemas de distribuição adentrem as cidades e demais regiões de atendimento. A estrutura de um SDEE compreende desde os condutores até os transformadores, ferragens e demais dispositivos necessários à operação do sistema elétrico. Um alimentador inicia-se em uma subestação de distribuição, onde o nível de tensão é rebaixado do nível de transmissão para o nível de distribuição. O nível de conversão mais comum no Brasil é de 230kV para 13,8kV.

Existem diversas topologias que caracterizam um SDEE, dentre elas: sistema em anel (normalmente adotado em cidades) e o sistema radial (normalmente adotado em regiões rurais). O sistema em anel caracteriza-se pela possibilidade de executar manobras a fim de viabilizar a transferência de carga de um alimentador para outro quando se faz necessário. No sistema radial não é possível realizar transferência de carga visto que todo sistema parte de um único ponto de alimentação, como apresentado na Figura 3.

Figura 3 – Sistema de Distribuição de Energia Elétrica



Fonte: Autor.

Os transformadores presentes no SDEE assumem diversas potências, normalmente, variam de 15kVA até 225kVA podendo ser trifásicos ou monofásicos com níveis de tensão no secundário de 380/220V ou 220/127V. Em cidades tem-se como característica padrão transformadores trifásicos de maiores potências devido à maior densidade de carga, já em regiões rurais a predominância é de transformadores monofásicos de baixa potência utilizando o sistema monofilar com retorno por terra.

2.3.1 Zonas de Proteção

Entende-se como zona de proteção de um dispositivo a porção do sistema elétrico na qual o mesmo é responsável pela atuação durante uma falta. Em sistemas de distribuição de energia elétrica, os dispositivos de proteção atuam seccionando a parcela do circuito a jusante ao elemento de proteção, não interferindo no funcionamento a montante, desde que, exista coordenação na atuação dos dispositivos.

Quanto ao trecho de proteção dos dispositivos podemos classificar a região de proteção como primária ou secundária. A proteção primária acontece quando há somente um dispositivo atuante no ponto de falta, desta forma, será o único responsável pela proteção do ramo do sistema. A proteção secundária significa que outro dispositivo de proteção pode atuar para uma falta mesmo que exista um elemento protetor mais próximo do ponto de falta, neste caso, dizemos que o elemento mais distante possui a proteção secundária para o ponto de falta, enquanto o dispositivo mais próximo assume a proteção primária.

Como uma parte do sistema pode ser protegida por mais de um dispositivo de proteção, neste caso introduz-se o conceito de proteção de retaguarda, onde existe um segundo elemento de proteção, instalado a montante (retaguarda), pronto para atuar caso o dispositivo principal não opere adequadamente para extinguir a falta. Como exemplo, temos a instalação de religador a montante da chave-fusível, neste caso, o religador atua como retaguarda na proteção operando de forma permanente somente se o elo-fusível não funcionar como projetado.

3 INDICADORES DE CONTINUIDADE DO SERVIÇO DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Os indicadores de continuidade são índices que representam parcialmente a qualidade da energia elétrica entregue aos consumidores, tais índices são úteis também como uma ferramenta de controle do aprimoramento do sistema de proteção da rede elétrica.

No que tange aos indicadores de continuidade, as falhas nos dispositivos de proteção como as interrupções por atuação permanente dos dispositivos são responsáveis pelo maior impacto no índice calculado, essas interrupções provêm de diversos fatores, em sua maioria, curto-circuitos no sistema elétrico. Evitar a ocorrência de interrupções no fornecimento de energia enfrenta a dificuldade da grande extensão do sistema elétrico tornando-o mais suscetível à faltas temporárias ou permanentes provenientes de fatores externos.

No âmbito das concessionárias o faturamento está diretamente ligado aos indicadores uma vez que valores distantes do adequado acarretarão em multas consideráveis. Assim sendo, propôr alocação e realocação de dispositivos de proteção que atenuem a duração e frequência das interrupções no sistema elétrico é necessário.

Visando mensurar o desempenho das concessionárias de distribuição de energia, em sua totalidade, estão previstos no Módulo 8 do PRODIST os indicadores coletivos de continuidade DEC e FEC. Para avaliar a qualidade de energia no que diz respeito a sua continuidade nas unidades consumidores estão previstos os indicadores individuais de continuidade DIC, FIC, DICRI, DMIC.

O módulo 8 do manual de Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST) estabelece o equacionamento matemático relativo ao cálculo dos indicadores de desempenho do sistema elétrico.

3.1 INDICADORES DE CONTINUIDADE INDIVIDUAIS

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

$$DIC = \sum_{i=1}^n t(i) \quad (3.1)$$

- b) Frequência de Interrupção Individual por Unidade Consumidora ou por Ponto de Conexão

(FIC), utilizando a seguinte fórmula:

$$FIC = n \quad (3.2)$$

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

$$DMIC = T(i) \max \quad (3.3)$$

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

$$DICRI = t_{crítico} \quad (3.4)$$

Onde:

- i = índice de interrupções da unidade consumidora ou por ponto de conexão no período de apuração, variando de 1 a n ;
- n = número de interrupções da unidade consumidora ou por ponto de conexão considerado, no período de apuração;
- $t(i)$ = tempo de duração da interrupção (i) da unidade consumidora considerada ou do ponto de conexão, no período de apuração;
- $t(i) \max$ = valor correspondente ao tempo da máxima duração de interrupção contínua (i), no período de apuração, verificada na unidade consumidora ou no ponto de conexão considerado, expresso em horas e centésimos de horas;
- $t_{crítico}$ = duração da interrupção ocorrida em Dia Crítico.

Fonte: Adaptado de PRODIST (2020).

3.2 COMPENSAÇÃO POR ULTRAPASSAGEM DOS INDICADORES FIXADOS

As normas atuais que regulam a qualidade da energia elétrica entregue aos consumidores prevê pagamento de compensação aos consumidores em que os indicadores de continuidade individuais foram superiores aos limites definidos pela ANEEL para o período considerado. O

pagamento das compensações deve ser efetuado em forma de desconto na fatura de energia em até dois meses após o período de apuração dos indicadores pela concessionária.

a) DIC

$$Compensação_{DIC} = \left(\frac{DIC_v}{DIC_p} - 1 \right) \times DIC_p \times \frac{EUSD_{médio}}{730} \times kei \quad (3.5)$$

b) FIC

$$Compensação_{FIC} = \left(\frac{FIC_v}{FIC_p} - 1 \right) \times DIC_p \times \frac{EUSD_{médio}}{730} \times kei \quad (3.6)$$

c) DMIC

$$Compensação_{DMIC} = \left(\frac{DMIC_v}{DMIC_p} - 1 \right) \times DMIC_p \times \frac{EUSD_{médio}}{730} \times kei \quad (3.7)$$

d) DICRI

$$Compensação_{DICRI} = \left(\frac{DICRI_v}{DICRI_p} - 1 \right) \times DICRI_p \times \frac{EUSD_{médio}}{730} \times kei \quad (3.8)$$

Onde:

- DIC_v - duração de interrupção por unidade consumidora ou por ponto de conexão, conforme cada caso, verificada no período considerado, expressa em horas e centésimos de hora;
- DIC_p - limite de continuidade estabelecido no período considerado para o indicador de duração de interrupção por unidade consumidora ou por ponto de conexão, expresso em horas e centésimos de hora;
- $DMIC_v$ - duração máxima de interrupção contínua por unidade consumidora ou por ponto de conexão, conforme cada caso, verificada no período considerado, expressa em horas e centésimos de hora;
- $DMIC_p$ - limite de continuidade estabelecido no período considerado para o indicador de duração máxima de interrupção contínua por unidade consumidora ou por ponto de conexão, expresso em horas e centésimos de hora;

- FIC_v - frequência de interrupção por unidade consumidora ou por ponto de conexão, conforme cada caso, verificada no período considerado, expressa em número de interrupções;
- FIC_p - limite de continuidade estabelecido no período considerado para o indicador de frequência de interrupção por unidade consumidora ou por ponto de conexão, expresso em número de interrupções e centésimo do número de interrupções;
- $DICRI_v$ - duração da interrupção individual ocorrida em Dia Crítico por unidade consumidora ou ponto de conexão, expressa em horas e centésimos de hora;
- $DICRI_p$ - limite de continuidade estabelecido para o indicador de duração da interrupção individual ocorrida em Dia Crítico por unidade consumidora ou ponto de conexão, expresso em horas e centésimos de hora;
- $EUUSD_{médio}$ = parcela da tarifa referente ao uso do sistema de distribuição (média do período de apuração);
- 730 - número médio de horas no período de apuração (mês);
- kei - coeficiente de majoração (15 para consumidores de Baixa Tensão, 20 para Média Tensão e 27 para Alta Tensão).

Fonte: Adaptado de PRODIST (2020).

3.3 INDICADORES DE CONTINUIDADE DE CONJUNTO DE UNIDADES CONSUMIDORAS

Indicadores coletivos de continuidade permitem que o órgão regulamentador avalie o desempenho global das concessionárias, dessa forma, dentro de uma periodicidade a ANEEL faz a apuração dos dados repassados pelas distribuidoras de energia a fim de comparar com as demais concessionárias para obter uma visão do cenário nacional no que se refere à qualidade do fornecimento de energia.

O indicador DEC está relacionado com a duração da interrupção no fornecimento de energia, de forma breve, pode-se dizer que representa o tempo que a concessionária necessita para reestabelecer a operação do sistema. O indicador FEC representa a quantidade de vezes que o fornecimento de energia é interrompido e, conseqüentemente, pode-se associar o indicador à qualidade - e eficácia - da proteção instalada no SDEE.

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

$$DEC = \frac{\sum_{i=1}^{C_c} DIC(i)}{C_c} \quad (3.9)$$

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

$$FEC = \frac{\sum_{i=1}^{C_c} FIC(i)}{C_c} \quad (3.10)$$

Onde:

- DEC - duração equivalente de interrupção por unidade consumidora, expressa em horas e centésimos de hora;
- FEC - frequência equivalente de interrupção por unidade consumidora, expressa em número de interrupções e centésimos do número de interrupções;
- i - índice de unidades consumidoras atendidas em BT ou MT faturadas do conjunto;
- C_c - número total de unidades consumidoras faturadas do conjunto no período de apuração, atendidas em BT ou MT;
- DIC(i) - Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora, excluindo-se as centrais geradoras;
- FIC(i) - Frequência de Interrupção Individual por Unidade Consumidora, excluindo-se as centrais geradoras.

Fonte: Adaptado de PRODIST (2020).

4 DISPOSITIVOS DE PROTEÇÃO EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

4.1 DISJUNTOR

O disjuntor é um dos equipamentos mais utilizados em um sistema de distribuição de energia elétrica. São responsáveis pela interrupção sob carga do circuito, normalmente, são acionados por relés de proteção porém existe a possibilidade do acionamento manual. O disjuntor também se apresenta como uma opção eficiente quando necessária uma transferência de carga para outro alimentador ou até mesmo durante uma manobra para manutenção.

Devido à importância do dispositivo na segurança do sistema elétrico o disjuntor deve apresentar elevado índice de confiabilidade. Uma vez que trata-se de um elemento interruptor de circuito, deve atuar somente quando for solicitado evitando interrupções indevidas no fornecimento de energia. Garantia de operação sob condições severas é um parâmetro exigido para um disjuntor, nesse sentido, são projetados para operar normalmente quando expostos às temperaturas elevadas, sobrecorrentes, umidade e partículas de poeira.

4.2 CHAVE-FUSÍVEL

A chave-fusível é composta basicamente de um porta-fusível e um elemento protetor (elo-fusível). Tem como principal objetivo interromper o circuito quando percorrido por uma sobrecorrente e a interrupção se dá com a fusão do elemento protetor. Dessa forma, temos a atuação automática da proteção em eventuais curto-circuitos fazendo com que a fase protegida seja descontinuada com a abertura do porta-fusível.

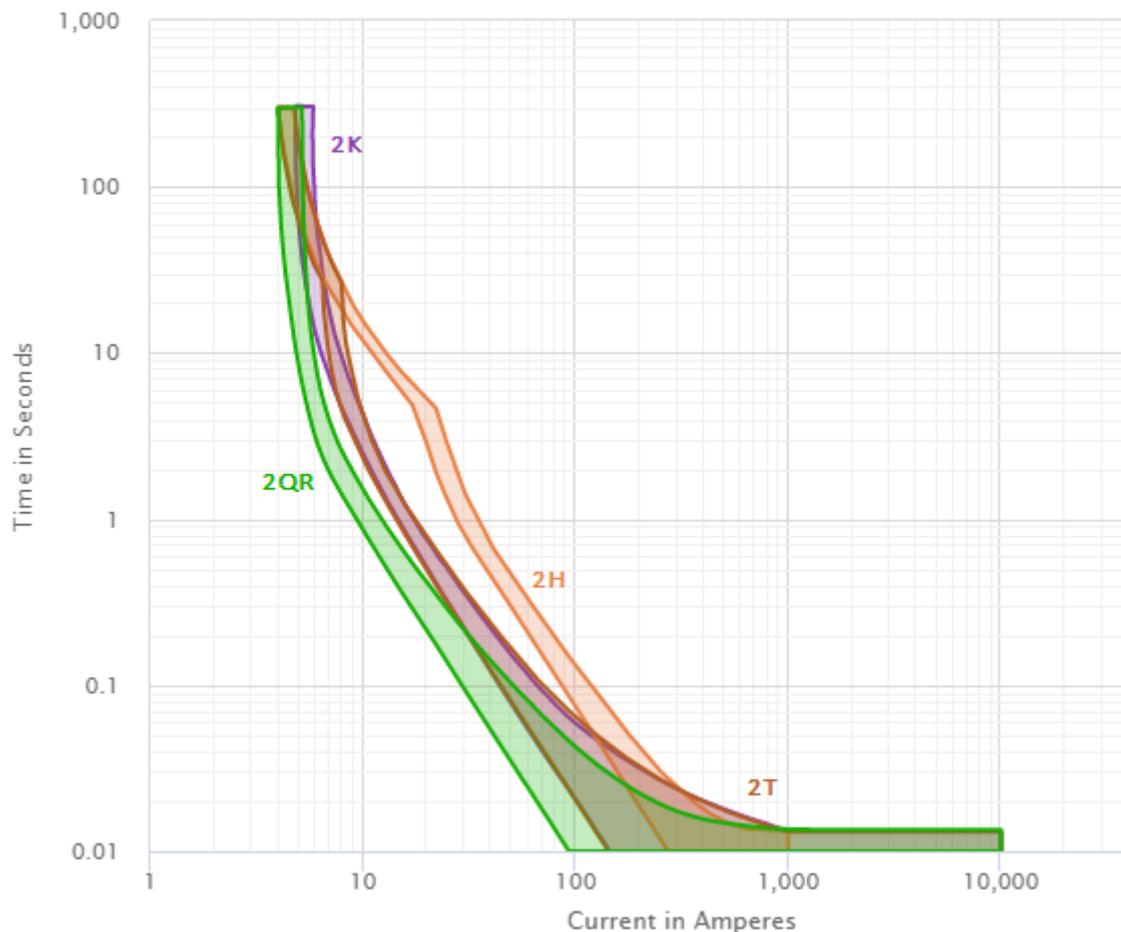
A alocação da chave-fusível é comumente encontrada em ramais de derivação do alimentador, transformadores e banco de capacitores. O correto dimensionamento do elo-fusível para cada uma das situações é fundamental para garantir a confiabilidade do dispositivo, uma vez que iniciado o processo de fusão do elemento protetor e este não atuar, acarretará em alterações estruturais na composição físico-química do elo-fusível incorrendo em possíveis atuações indevidas para variações de correntes no sistema.

Os elos-fusíveis são projetados para romper em função do tempo em que uma sobrecorrente permanece circulando, além disso, devem suportar uma corrente elevada por um curto instante de tempo sem que sofra danos físicos. Dessa forma temos diferentes tipos de elementos

protetores, os mais conhecidos são: Tipo H, Tipo K e Tipo T.

A Figura 4 apresenta um comparativo das curvas de atuação para elo-fusíveis de 2K, 2T, 2H e 2QR.

Figura 4 – Curvas de atuação elo-fusível



Fonte: Autor.

4.3 SECCIONALIZADOR

Seccionizador possui a função de isolar circuitos defeituosos de forma automática. Nos sistemas de proteção, o seccionizador opera de forma conjunta com os religadores, o equipamento contabiliza as operações que o religador de retaguarda efetua durante um defeito ou curto-circuito, dessa forma, abre os seus contatos desenergizando o circuito e isolando o trecho defeituoso.

Quando uma sobrecorrente atravessa o seccionizador é ativado um circuito interno de contagem, fazendo com que sejam memorizadas as desenergizações efetuadas pelo religador de

retaguarda. O seccionizador abrirá seus contatos e os manterá nessa posição quando o número de contagens atingir o valor definido em sua programação. Os dispositivos atuais contam com sensibilidade para faltas fase-terra, importante quando tratamos de curto-circuitos monofásicos (mais recorrentes).

4.4 CHAVE-FUSÍVEL RELIGADORA

A chave-fusível religadora é muito utilizada para a proteção de ramais de derivação em alimentadores rurais. O dispositivo é composto de três porta-fusíveis que atuam de forma sequencial para um defeito no sistema, dessa forma, após três atuações o circuito ficará aberto de forma definitiva exigindo uma equipe de manutenção para o reparo no ponto de defeito.

Diferentemente do religador, a chave-fusível religadora após atuar o elo-fusível se rompe não havendo um "*reset*" necessitando de reparos técnicos quando da ocorrência da atuação dos dispositivos. Na ocorrência de uma falta temporária apenas uma das atuações pode ocorrer restando mais duas atuações fazendo com que a carga continue a ser alimentada e dispensando a necessidade imediata do deslocamento de uma equipe até o local.

4.5 RELIGADOR

O religador é um dos dispositivos de proteção mais importantes e sua presença é de suma importância para garantir a continuidade do fornecimento de energia perante faltas temporárias.

A literatura técnica estima que, em média, 70% das interrupções do fornecimento são ocasionadas por defeitos temporários e somente 30% originam-se de defeitos permanentes. Ora, tal distribuição de falhas diz da necessidade de um dispositivo de proteção que perfaça a função de desligar e religar automaticamente a rede. (KAGAN; ROBBIA; SCHMIDT, 2009).

Um religador tem como função básica a abertura e fechamento automático do circuito conforme sua programação. Para faltas temporárias o religador realiza três aberturas e fechamentos em intervalos de tempo pré-determinados, se o defeito persistir, indicando um defeito permanente, então o religador entrará na situação de bloqueio e o circuito permanecerá aberto até que um acionamento externo seja efetuado.

O dispositivo é composto de um sistema de controle programável e um sistema interruptor, normalmente, isolado a gás SF-6 ou vácuo para diminuir a intensidade dos arcos elétricos quando da abertura do circuito sob carga.

Na prática, religadores são amplamente utilizados como elementos de manobra, visto que podem ser telecomandados e assim possibilitar a alimentação de uma carga por mais de uma fonte geradora.

4.5.1 Religador Telecomandado

O religador telecomandado é um recurso de controle remoto onde é possível operar o dispositivo de forma rápida sem a necessidade de deslocamento de equipe para o acionamento manual do dispositivo. O ganho de tempo com o telecomando nos dispositivos é uma peça-chave no que tange à confiabilidade do sistema de distribuição de energia elétrica, uma vez que, o controle remoto diminui o tempo da interrupção impactando diretamente nos indicadores de qualidade. Nesse sentido, o telecomando dos dispositivos assume um papel importante quanto à agilidade na recuperação e reconfiguração do sistema elétrico.

A comunicação entre o religador e o centro de operações normalmente é realizada através de sinal de rádio, anulando custos de instalação de cabos para comunicação.

4.6 CHAVE SECCIONADORA

Embora a chave seccionadora não possua função de proteção, trata-se de um dispositivo essencial quando são necessárias manobras para viabilizar a transferência de carga de um alimentador para outro. O dispositivo, acionado manualmente ou remotamente, pode ser operado sob carga visto que possui sistema para restrição de arcos-elétricos (mais comumente utilizado gás SF-6), nesse sentido, é útil para realizar o pronto isolamento de um ramal de derivação ou trecho específico de alimentadores quando da ocorrência de uma falha.

4.7 COORDENAÇÃO E SELETIVIDADE ENTRE DISPOSITIVOS

A seletividade e a coordenação são responsáveis pelo "sequenciamento de atuação" quando há operação de mais de um dispositivo de proteção em um determinado trecho do sistema elétrico. O instrumento utilizado para estudar a atuação "harmônica" entre os dispositivos de proteção é denominado coordenograma, o qual, apresenta as curvas de atuação dos dispositivos

envolvidos no trecho de alocação de forma a indicar previamente se haverá coordenação e seletividade.

4.7.1 Coordenação

Simplificadamente, coordenação pode ser definida como o ato de determinar previamente uma sequência de atuação de um ou mais dispositivos no sistema elétrico. Nesse sentido, quando da ocorrência de um defeito no sistema tem-se uma ordem de atuação garantindo que uma atuação antecipada, e indevida, não faça com que seja desconectado do sistema mais trechos que o necessário para isolar o ponto defeituoso.

4.7.2 Seletividade

Seletividade é o ato de isolar sempre o menor trecho possível do sistema para o que o defeito seja desconectado mantendo o atendimento ao maior número de cargas possíveis. A seletividade deve ser analisada previamente para garantir que pontos a montante do dispositivo de proteção não sejam desconectados equivocadamente durante a ocorrência de um defeito a jusante do dispositivo.

5 CONFIABILIDADE EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

5.1 INDICADORES DE DESEMPENHO

De forma parcial a MLE traz informações pertinentes ao desempenho de um sistema de distribuição frente às diversas possibilidades de falhas. O melhor desempenho do sistema se dará quando os indicadores DEC e FEC assumirem os menores valores possíveis dentro de uma parte ou da totalidade do sistema em análise, conseqüentemente, mais eficiência terá a proteção na reabilitação durante uma falha.

Os indicadores de desempenho podem ser empregados no processo de realocação de dispositivos de uma fração do alimentador já existente ou avaliar os impactos futuros em uma expansão do sistema de distribuição, simplificada, mensurar o desempenho de um sistema através de indicadores possibilita melhorá-lo.

Como exemplos de indicadores de desempenho, podemos citar: quantidade de interrupções por ano, duração das interrupções por ano, índice de disponibilidade do sistema, tempo de recomposição pós-falha, energia não suprida, dentre outros.

5.2 MATRIZ LÓGICO-ESTRUTURAL

A composição da matriz lógico-estrutural envolve a presença de uma parcela relativa ao dispositivo alocado e outra relativa à taxa de falha do dispositivo em questão. Nas linhas da matriz são inseridos os nós ou pontos de análise do sistema, nas colunas são dispostos todos os dispositivos de proteção alocados no sistema. Em cada célula da matriz, é inserido o tempo de reparo ou isolamento do dispositivo (T_R) multiplicado pela taxa de falha do dispositivo (λ).

Com relação à taxa de falha dos dispositivos, devemos considerar as zonas de proteção em que ele está atuando, dessa forma, quanto maior a zona de proteção maior será a taxa de falha. Para os tempos de reparos ou isolamento dos dispositivos, existe uma variabilidade em função do tipo do dispositivo e do local de instalação.

Considerando a aplicação da MLE para apenas um nó ou transformador de atendimento, podemos encontrar a duração da interrupção através da Equação (5.1).

$$DIC_m = \sum_{n=1}^K (T_{(m,n)} \times \lambda_{(m,n)}) \quad (5.1)$$

De forma análoga, a Equação (5.2) representa o total de interrupções para um nó ou transformador de atendimento.

$$FIC_m = \sum_{n=1}^K \lambda_{(m,n)} \quad (5.2)$$

Onde:

- DIC_m - representa a duração de interrupção individual estimada para o nó "m" [h/ano];
- FIC_m - representa a frequência de interrupção individual estimada para o nó "m" [interrupções/ano];
- K - representa o número total de dispositivos de proteção alocados;
- $T_{(m,n)}$ - representa o tempo de reparo ou isolamento para o nó "m" considerando o dispositivo "n" [h];
- $\lambda_{(m,n)}$ - representa a taxa de falha do dispositivo "n" para o nó "m" [interrupções/km/ano].

Para obtermos os indicadores DEC e FEC a partir da MLE, basta realizarmos as somas dos indicadores DIC e FIC para todos os nós do sistema, respectivamente e, proceder com a divisão da soma pelo número total de consumidores atingidos. Dessa forma, recai-se nas equações apresentadas na Seção (3.3) que trata dos indicadores de continuidade coletivos.

5.2.1 Taxas de Falhas

As taxas de falhas dos dispositivos de proteção impactam diretamente na continuidade do fornecimento de energia sendo perceptíveis na confiabilidade do SDEE pois estão presentes em ambos indicadores coletivos (DEC e FEC). Existe uma variabilidade na taxa de falha de cada dispositivo em função do local em que está alocado e das condições de operação, nesse sentido, para resultados mais precisos pode-se proceder um levantamento das taxas de falhas no local ou em SDEEs próximos de onde se deseja avaliar o desempenho da proteção.

A partir de dados obtidos através de levantamento técnico e, conhecendo-se o tipo e quantitativo de dispositivos de proteção instalados, é possível estabelecer uma taxa de falha por quilômetro de rede para cada tipo de dispositivo, sendo assim, uma taxa de falha multiplicável.

O fato de estabelecer uma taxa de falha para cada dispositivo, multiplicável pelo comprimento da rede, é de grande valia porque possibilita aplicar a MLE para diversas configurações de rede distintas e avaliar qual será a melhor situação, além de possibilitar estudos de previsão de confiabilidade para projetos de expansão do SDEE.

Tabela 1 – Taxas de Falha Anual de Equipamentos

| Equipamento | Taxa de falhas [falhas/km/ano] |
|--------------------------|--------------------------------|
| Religador | 0,15 |
| Chave-Fusível | 0,42 |
| Chave-Fusível Religadora | 0,31 |
| Disjuntor | 0,47 |
| Seccionalizador | 0,24 |

Fonte: Adaptado de MARQUES (2016).

5.2.2 Tempo de Recomposição de Equipamento

Para estimar numericamente os indicadores coletivos DEC e FEC devemos considerar o tempo médio de recomposição (TMR) de equipamentos. Existe uma variabilidade para o tempo de reparo em função do deslocamento de equipe técnica até o ponto de defeito bem como em função da extensão do defeito, no entanto, existem estimativas próximas dos valores reais que pode-se considerar para fins de cálculo, como mostrado na Tabela 2.

Tabela 2 – Tempos de Recomposições de Equipamentos

| Equipamento | Tempo de recomposição [h] | | |
|--------------------------|---------------------------|--------|--------|
| | Mínimo | Típico | Máximo |
| Religador | 3 | 4 | 10 |
| Chave-Fusível | 0.5 | 2 | 4 |
| Chave-Fusível Religadora | 1 | 2 | 5 |
| Disjuntor | 1.5 | 4 | 12 |
| Seccionalizador | 1 | 2 | 4 |

Fonte: Adaptado de BROWN (2009).

O telecomando aplicado na reabilitação dos dispositivos após falha pode reduzir drasticamente os tempos de recomposições/isolamentos, normalmente, o telecomando em áreas rurais é empregado em religadores ou chaves seccionadoras. No caso de telecomando em chaves seccionadoras o objetivo é isolar, estrategicamente, uma região defeituosa do sistema a fim de

viabilizar a reenergização do SDEE e manter a continuidade do serviço para os demais consumidores. Valores típicos para o tempo de manobra em dispositivos telecomandados assumem a ordem de alguns minutos, como apresentado na Tabela 3.

Tabela 3 – Tempo de Manobra de Equipamentos Telecomandados

| Equipamento | Tempo de Manobra [min] |
|--------------------|------------------------|
| Religador | 3 |
| Chave Seccionadora | 1 |

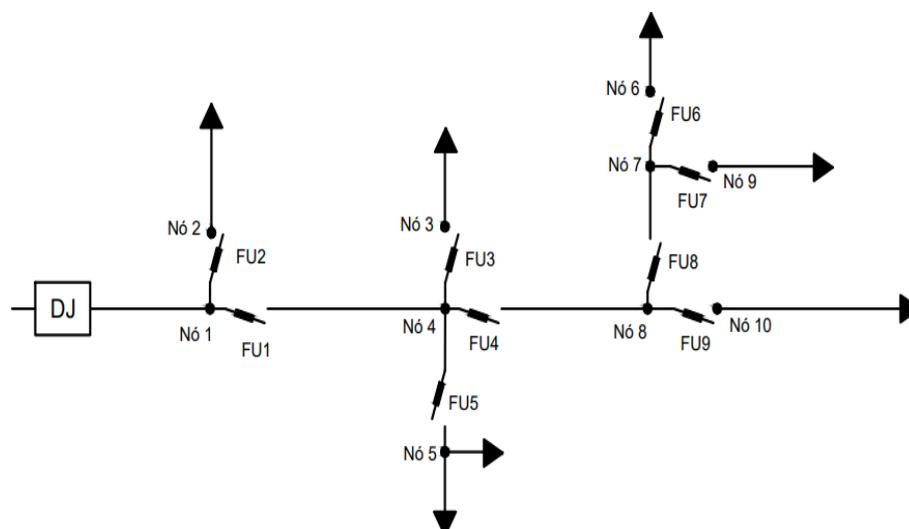
Fonte: Autor.

5.2.3 Aplicação Genérica da MLE

A alocação dos dispositivos de proteção em um sistema depende de vários fatores que consideram as características do dispositivo em questão além de ponderar o local (ambiente) em que será instalado. Para uma aplicação genérica da MLE, no sistema apresentado na Figura 5 foram alocadas somente chave-fusíveis a fim de proteger o alimentador contra defeitos em derivações do ramal principal.

Nesta ocasião, o disjuntor presente na extremidade do alimentador representa a saída de uma subestação de energia elétrica, por exemplo. A topologia proposta à aplicação genérica é definida pela radialidade do sistema, sem a possibilidade de transferência de carga para outro alimentador via manobra de dispositivos.

Figura 5 – Exemplo de alocação da proteção em alimentador



Fonte: Autor.

Aplicando a MLE para o sistema de distribuição apresentado na Figura 5, chegamos ao resultado apresentado na Tabela 4. Percebe-se que para um sistema radial, a falha no disjuntor afeta o fornecimento de energia para todos os consumidores, já as falhas relacionadas às chaves-fusíveis interrompem o fornecimento de energia para a porção a jusante do local de alocação do dispositivo.

Tabela 4 – Matriz lógico-estrutural para o sistema da Figura (5)

| Nós atingidos | Dispositivos | | | | | | | | | |
|---------------|------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|------------------------|
| | DJ | FU1 | FU2 | FU3 | FU4 | FU5 | FU6 | FU7 | FU8 | FU9 |
| Nó 1 | $TR_1.\lambda_1$ | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Nó 2 | $TR_1.\lambda_1$ | - | $TR_3.\lambda_3$ | - | - | - | - | - | - | - |
| Nó 3 | $TR_1.\lambda_1$ | $TR_2.\lambda_2$ | - | $TR_4.\lambda_4$ | - | - | - | - | - | - |
| Nó 4 | $TR_1.\lambda_1$ | $TR_2.\lambda_2$ | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Nó 5 | $TR_1.\lambda_1$ | $TR_2.\lambda_2$ | - | - | - | $TR_6.\lambda_6$ | - | - | - | - |
| Nó 6 | $TR_1.\lambda_1$ | $TR_2.\lambda_2$ | - | - | $TR_5.\lambda_5$ | - | $TR_7.\lambda_7$ | - | $TR_9.\lambda_9$ | - |
| Nó 7 | $TR_1.\lambda_1$ | $TR_2.\lambda_2$ | - | - | $TR_5.\lambda_5$ | - | - | - | $TR_9.\lambda_9$ | - |
| Nó 8 | $TR_1.\lambda_1$ | $TR_2.\lambda_2$ | - | - | $TR_5.\lambda_5$ | - | - | - | - | - |
| Nó 9 | $TR_1.\lambda_1$ | $TR_2.\lambda_2$ | - | - | $TR_5.\lambda_5$ | - | - | $TR_8.\lambda_8$ | $TR_9.\lambda_9$ | - |
| Nó 10 | $TR_1.\lambda_1$ | $TR_2.\lambda_2$ | - | - | $TR_5.\lambda_5$ | - | - | - | - | $TR_{10}.\lambda_{10}$ |

Fonte: Autor.

Analisando a estrutura de dados obtida para MLE da Tabela 4 destaca-se que as células sem dados representam na prática que o elemento de proteção não há influência sob o nó em análise. Para os dispositivos alocados em ramais principais do alimentador, percebe-se a necessidade de dispositivos de alta confiabilidade com tolerância a defeitos temporários, uma vez que, exercem influência no fornecimento de energia para grandes partes do sistema de distribuição.

5.3 ÍNDICE DE DISPONIBILIDADE DO SISTEMA ELÉTRICO

A matriz lógica-estrutural apresenta como um de seus resultados a duração anual da interrupção do fornecimento de energia elétrica. É notório que a interrupção no fornecimento de energia pode prover de outras situações que não somente relacionadas às falhas em dispositivos de proteção do alimentador, contudo, torna-se possível estimar índices de disponibilidade do sistema de distribuição através dos dados obtidos com a MLE.

Calculando o índice de disponibilidade anual do alimentador tem-se indícios do desempenho da proteção e da confiabilidade dos equipamentos instalados na rede, ainda que, na prática, é necessária uma modelagem mais profunda para conferir exatidão ao índice de disponibilidade do sistema.

De forma genérica, podemos encontrar o percentual da disponibilidade anual do alimentador através da equação (5.3).

$$D = \left[1 - \left(\frac{t_i}{8760} \right) \right] \times 100 \quad (5.3)$$

Onde:

- D - corresponde ao índice de disponibilidade do alimentador (em percentual);
- t_i - corresponde à duração da interrupção anual.

O índice de disponibilidade do sistema pode atuar como um requisito de projeto, ou seja, considerar a disponibilidade do sistema de distribuição dentro do processo de realocação fazendo a substituição ou inserção de dispositivos de proteção até que seja atingido um índice satisfatório.

6 METODOLOGIA DE REALOCAÇÃO

A realocação de dispositivos de proteção em um sistema de distribuição de energia elétrica significa, na prática, realizar um estudo com relação à confiabilidade da rede conferida pelos dispositivos que nela estão contidos. Basicamente, um processo de realocação segue um ciclo fechado onde se executa um processo de análise para implementação de melhorias até se atingir um nível de confiabilidade desejado para o sistema, como disposto na Figura 7.

O processo de análise com o objetivo de realocar os dispositivos de um sistema elétrico visando a confiabilidade envolve a necessidade de considerar alguns fatores, como exposto na seguinte lista.

- Topografia onde o sistema de distribuição se encontra;
- Níveis isocerânicos incidentes na área do sistema;
- Possíveis interligações com outros alimentadores;
- Pontos estratégicos onde se deseja alta confiabilidade;
- Se estruturado o sistema, considerar os dispositivos já existentes;
- Analisar especificidade da carga local;
- Verificar a existência de algum cliente prioritário ligado ao trecho;
- Considerar o tipo de vegetação próxima à rede elétrica;
- Avaliar trechos com maiores probabilidades de falhas, dentre outros.

Fonte: Adaptado de ENERGISA (2012).

Considerando os itens anteriores, obtém-se um norteamento no processo de realocação de dispositivos de proteção visto que a maioria das situações relacionadas às possíveis faltas e necessidades técnicas do sistema elétrico estão listadas.

6.1 CRITÉRIO DE ALOCAÇÃO DOS DISPOSITIVOS DE PROTEÇÃO

A alocação dos dispositivos de proteção em um sistema de distribuição visa manter pelo maior tempo possível a continuidade do serviço, isso significa atribuir aos dispositivos de

proteção a responsabilidade pela operação do sistema perante defeitos temporários ou atender o maior número possível de consumidores quando da ocorrência de um defeito permanente.

Manter operacional o ramo principal de um alimentador é de suma importância pois o restante do sistema está conectado a ele. Nesse sentido, recomenda-se a instalação de dispositivos com capacidade de identificar falhas temporárias para que uma porção do sistema elétrico não seja desconectada do alimentador sem necessidade. Podemos citar o religador, seccionador e a chave-fusível religadora como exemplos de dispositivos que realizam mais de uma operação sem abrir o circuito elétrico por definitivo, por tal motivo, são propícios para a alocação em pontos importantes do sistema de distribuição.

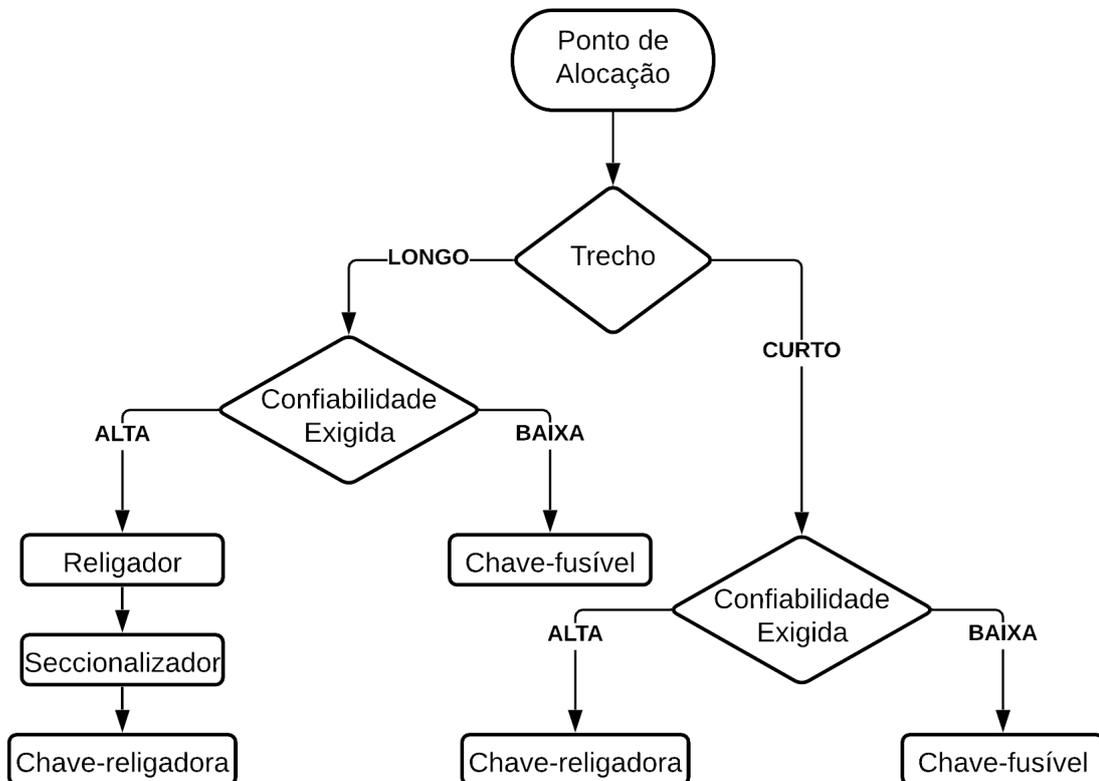
Por outro lado, quando o sistema elétrico apresenta trechos curtos e atendimento de poucos consumidores, considerando o custo-benefício da alocação dos dispositivos, normalmente utiliza-se apenas chave-fusíveis. A interrupção por um tempo maior de poucos consumidores tem impacto de forma menos acentuada no cálculo dos indicadores viabilizando a instalação de dispositivos com disparo único.

A preferência por dispositivos dotados de telecomando em pontos de atendimento com muitos consumidores ou em ramais principais do alimentador é estratégico. O telecomando consegue reduzir drasticamente o tempo de recomposição ou transferência de carga durante a ocorrência de um defeito no sistema, como o tempo é um fator determinante nos indicadores de interesse, manter a disponibilidade do alimentador pelo maior tempo possível é o objetivo a ser atingido.

Em casos de alimentadores rurais um fator importante a ser considerado é o comprimento do sistema. Quanto maior o sistema mais suscetível estará às falhas externas, sobretudo quando consideramos as peculiaridades do ambiente em que o sistema está disposto, dessa forma, a proteção deve ser capaz de resistir, por exemplo, ao toque de árvores durante vendavais isso significa alocar dispositivos que atuam mais de uma vez antes de abrir de forma definitiva os contatos.

Na Figura 6 é apresentado um diagrama com uma possibilidade de critérios elegíveis para seleção e alocação de dispositivos de proteção.

Figura 6 – Critério de alocação dos dispositivos de proteção



Fonte: Autor.

De forma a referenciar, neste trabalho, foram considerados trechos longos partes do SDEE onde o equipamento de proteção atuará sobre uma extensão de rede igual ou superior a dois quilômetros. No âmbito da confiabilidade, considera-se neste trabalho que os dispositivos dotados de religamento automático detêm alta confiabilidade em relação aos demais pois são tolerantes à faltas temporárias.

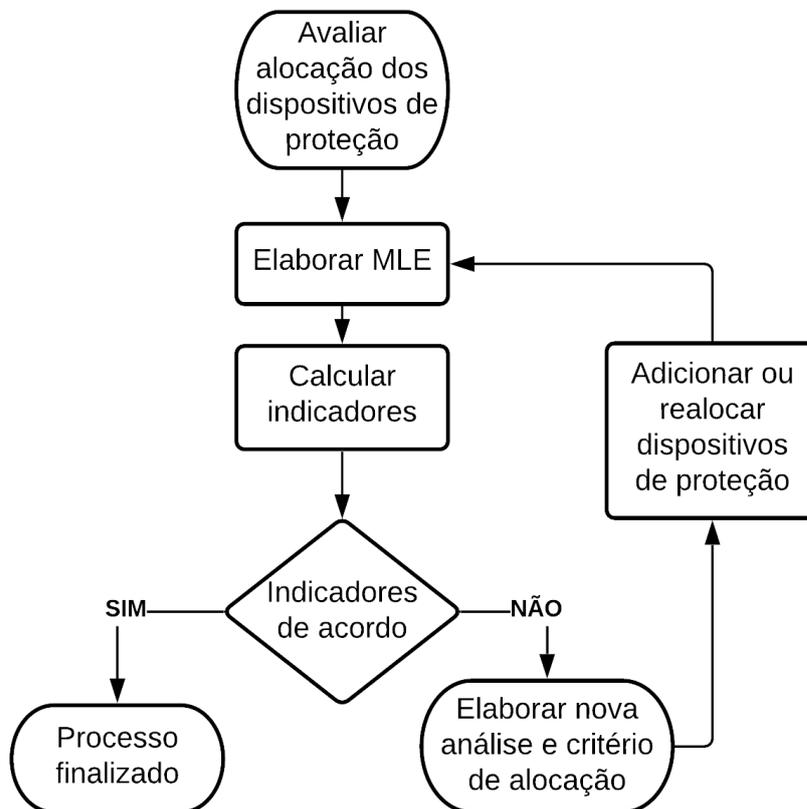
6.2 DIAGRAMA DA METODOLOGIA DE REALOCAÇÃO

A metodologia de realocação proposta baseia-se em um levantamento preliminar dos dispositivos de proteção que já estão em operação no sistema a fim de verificar se o sistema possui elementos básicos previstos nos critérios de alocação (Figura 6). A partir da análise inicial se estrutura a matriz lógica-estrutural considerando os elementos presentes no sistema, dessa forma, é possível avançar e obter os indicadores DEC e FEC além do índice de disponibilidade do SDEE, os quais, serão elementos de comparação para ponderar se a realocação de

dispositivos de proteção surtiu os efeitos esperados quanto à melhoria na confiabilidade.

Em posse dos resultados, procede-se com a avaliação crítica do atendimento ou não dos índices desejados para o sistema de distribuição de energia elétrica. Neste ponto, observa-se a possibilidade de interromper o processo se os resultados são adequados ou elaborar um novo critério de alocação para os dispositivos e recommençar o ciclo de cálculos através da elaboração da nova matriz lógico-estrutural. A metodologia de realocação é um processo iterativo, ou seja, pode-se executar as etapas diversas vezes até que se atinja o objetivo proposto para os valores de indicadores pré-estabelecidos.

Figura 7 – Metodologia de Realocação



Fonte: Autor.

7 APLICAÇÃO DA MATRIZ LÓGICO-ESTRUTURAL

7.1 ANÁLISE DA CONFIABILIDADE PARA DIFERENTES CENÁRIOS

Considerando uma aplicação numérica da MLE para um alimentador de média tensão típico de uma região rural (sistema radial) pode-se estimar os indicadores DEC e FEC de forma a verificar o desempenho da proteção alocada no sistema. Com a aplicação pretende-se visualizar a forma com que a alocação dos dispositivos de proteção impacta nos indicadores de continuidade.

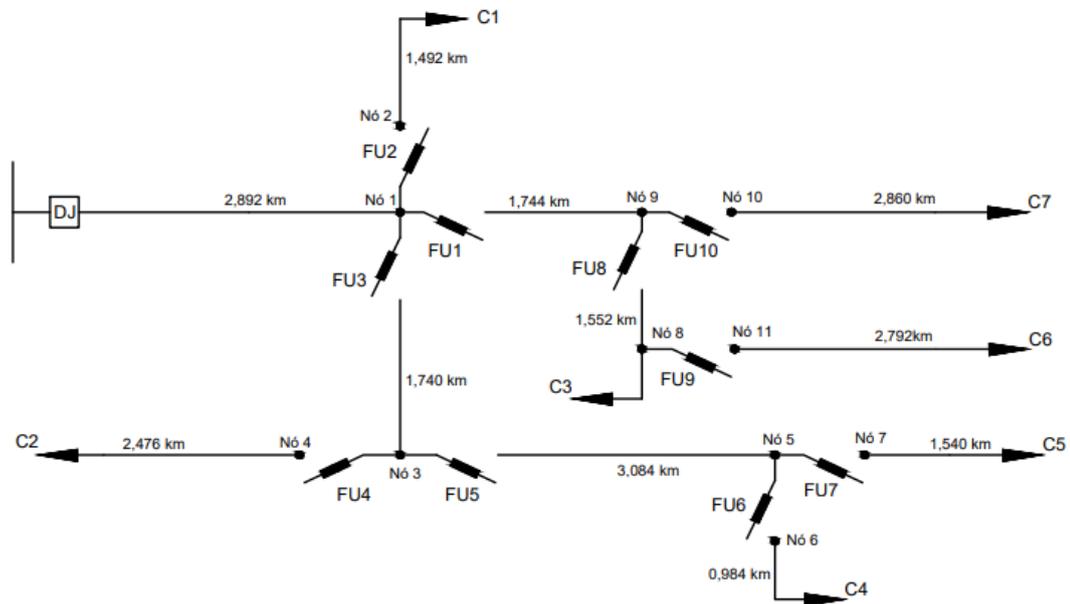
Serão propostos dois cenários distintos com diferentes tipos de dispositivos e diferentes critérios de alocação, de forma que, seja possível comparar os resultados e validar possíveis ganhos na confiabilidade do sistema. Os valores considerados para tempos de reparos e taxas de falhas dos dispositivos nos distintos cenários estão dispostos na Seção (5.2).

7.1.1 Primeiro Cenário

O alimentador radial apresentado na Figura 8 contém elementos mínimos de proteção contra faltas na rede elétrica, portanto, através da aplicação da MLE busca-se encontrar valores para os indicadores DEC e FEC além do índice de disponibilidade do SDEE. Com os valores dos indicadores pretende-se avaliar o desempenho da proteção, visto que, elementos básicos tendem a apresentar mais interrupções na continuidade do fornecimento de energia. Ademais, os indicadores obtidos serão considerados elementos para fins comparativos para posteriores realocações de dispositivos no mesmo alimentador.

A Tabela 5 relaciona a descrição dos dispositivos alocados no SDEE da Figura 8 além de apresentar o número de consumidores conectados ao sistema.

Figura 8 – SDEE Base



Fonte: Autor.

Tabela 5 – Descrição de variáveis para o primeiro cenário

| Símbolo | Descrição | Valor |
|---------|-------------------|-------|
| C1 | Consumidores | 10 |
| C2 | Consumidores | 60 |
| C3 | Consumidores | 70 |
| C4 | Consumidores | 20 |
| C5 | Consumidores | 25 |
| C6 | Consumidores | 10 |
| C7 | Consumidores | 80 |
| FUx | Chave-fusível "x" | - |
| DJ | Disjuntor | - |

Fonte: Autor.

Aplicando a metodologia da matriz lógico-estrutural para o alimentador do primeiro cenário, encontra-se a matriz apresentada na Tabela 6. Nota-se que as células sem valores representam na prática que o dispositivo da coluna não está conectado ao nó da linha da matriz, ou seja, o dispositivo não exerce influência nos indicadores de continuidade calculado para o nó correspondente à linha.

Tabela 6 – Matriz lógico-estrutural para o sistema da Figura (8)

| Nó Atendido | Dispositivos | Dispositivos | | | | | | | | | |
|-------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|--------------------|--------------------|
| | | FU1 | FU2 | FU3 | FU4 | FU5 | FU6 | FU7 | FU8 | FU8 | FU10 |
| 1 | TR. λ_1 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| 2 | TR. λ_1 | - | TR. λ_3 | - | - | - | - | - | - | - | - |
| 3 | TR. λ_1 | - | - | TR. λ_4 | - | - | - | - | - | - | - |
| 4 | TR. λ_1 | - | - | TR. λ_4 | TR. λ_5 | - | - | - | - | - | - |
| 5 | TR. λ_1 | - | - | TR. λ_4 | - | TR. λ_6 | - | - | - | - | - |
| 6 | TR. λ_1 | - | - | TR. λ_4 | - | TR. λ_6 | TR. λ_7 | - | - | - | - |
| 7 | TR. λ_1 | - | - | TR. λ_4 | - | TR. λ_6 | - | TR. λ_8 | - | - | - |
| 8 | TR. λ_1 | TR. λ_2 | - | - | - | - | - | - | TR. λ_9 | - | - |
| 9 | TR. λ_1 | TR. λ_2 | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| 10 | TR. λ_1 | TR. λ_2 | - | - | - | - | - | - | - | - | TR. λ_{11} |
| 11 | TR. λ_1 | TR. λ_2 | - | - | - | - | - | - | TR. λ_9 | TR. λ_{10} | - |

Fonte: Autor.

Ao substituir os valores para tempo de recomposição e taxa de falha dentro da MLE obtém-se a matriz numérica para o SDEE, apresentada na Tabela 17 do Anexo A, da qual, provém os indicadores de interesse. Na Tabela 7 são apresentados os indicadores obtidos para o primeiro cenário.

Tabela 7 – Indicadores de continuidade do primeiro cenário

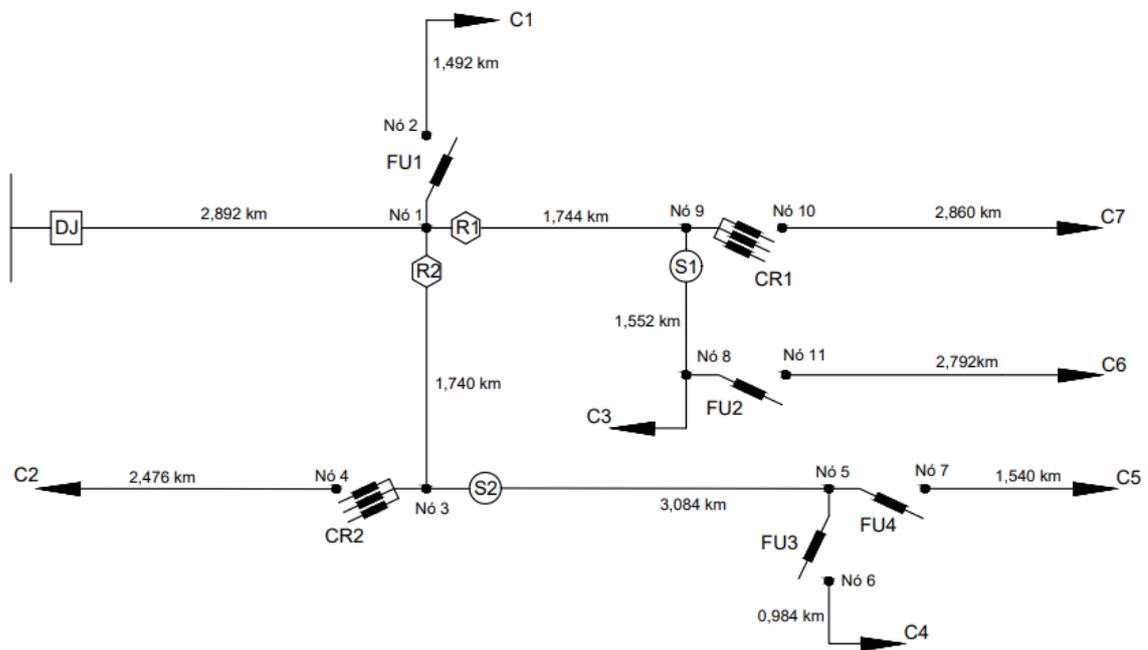
| Indicadores | |
|-----------------|-------------------------|
| DEC | 23,04 horas/ano |
| FEC | 0,1157 interrupções/ano |
| Disponibilidade | 99,74% |

Fonte: Autor.

7.1.2 Segundo Cenário

Como proposta de realocação, os dispositivos de proteção do SDEE apresentado no primeiro cenário foram realocados conforme os critérios de alocação apresentados na Figura 6, como resultado, obteve-se o sistema apresentado no segundo cenário. A substituição de dispositivos básicos de proteção por elementos com maiores confiabilidades tem o objetivo de reduzir a duração e a frequência das interrupções no fornecimento de energia elétrica.

Figura 9 – SDEE Realocado



Fonte: Autor.

A Tabela 8 relaciona a descrição dos dispositivos alocados no SDEE da Figura 9 além de apresentar o número de consumidores conectados ao sistema. Com o sistema de proteção estruturado, tem-se as condições para implementar a MLE correspondente ao SDEE, como apresentado na Tabela 9.

Tabela 8 – Descrição de variáveis para o segundo cenário

| Símbolo | Descrição | Valor |
|-----------------|------------------------------|-------|
| C1 | Consumidores | 10 |
| C2 | Consumidores | 60 |
| C3 | Consumidores | 70 |
| C4 | Consumidores | 20 |
| C5 | Consumidores | 25 |
| C6 | Consumidores | 10 |
| C7 | Consumidores | 80 |
| FU _x | Chave-fusível "x" | - |
| DJ | Disjuntor | - |
| R _x | Religador "x" | - |
| S _x | Seccionalizador "x" | - |
| CR _x | Chave-fusível religadora "x" | - |

Fonte: Autor.

Tabela 9 – Matriz lógico-estrutural para o sistema da Figura (9)

| Nó Atingido | Dispositivos | | | | | | | | | | |
|----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|--------------------|--------------------|
| | DJ | R1 | R2 | S1 | S2 | CR1 | CR2 | FU1 | FU2 | FU3 | FU4 |
| 1 | TR. λ_1 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| 2 | TR. λ_1 | - | - | - | - | - | - | TR. λ_8 | - | - | - |
| 3 | TR. λ_1 | - | TR. λ_3 | - | - | - | - | - | - | - | - |
| 4 | TR. λ_1 | - | TR. λ_3 | - | - | - | TR. λ_7 | - | - | - | - |
| 5 | TR. λ_1 | - | TR. λ_3 | - | TR. λ_5 | - | - | - | - | - | - |
| 6 | TR. λ_1 | - | TR. λ_3 | - | TR. λ_5 | - | - | - | - | TR. λ_{10} | - |
| 7 | TR. λ_1 | - | TR. λ_3 | - | TR. λ_5 | - | - | - | - | - | TR. λ_{11} |
| 8 | TR. λ_1 | TR. λ_2 | - | TR. λ_4 | - | - | - | - | - | - | - |
| 9 | TR. λ_1 | TR. λ_2 | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| 10 | TR. λ_1 | TR. λ_2 | - | - | - | TR. λ_6 | - | - | - | - | - |
| 11 | TR. λ_1 | TR. λ_2 | - | TR. λ_4 | - | - | - | - | TR. λ_9 | - | - |

Fonte: Autor.

De forma análoga ao primeiro cenário, para esta situação a MLE numérica obtida substituindo valores para tempo de recomposição e taxa de falhas encontra-se na Tabela 18 do Anexo A e os valores obtidos para os indicadores de continuidade para o segundo cenário são apresentados na Tabela 10.

Tabela 10 – Indicadores de continuidade do segundo cenário

| Indicadores | |
|-----------------|-------------------------|
| DEC | 20,68 horas/ano |
| FEC | 0,0894 interrupções/ano |
| Disponibilidade | 99,76% |

Fonte: Autor.

7.1.3 Resultados e Considerações

Considerando os cenários apresentados anteriormente, onde a estrutura física do SDEE foi mantida inalterada e os dispositivos de proteção substituídos para aumentar a confiabilidade do sistema, pode-se observar que os resultados obtidos para os indicadores de continuidade são promissores.

A taxa de falha dos dispositivos é proporcional ao comprimento do circuito que protegem, nesse sentido, pode-se afirmar que se o sistema fosse ampliado, as diferenças no ganho de desempenho entre o primeiro e o segundo cenário seriam aumentadas. Dispositivos com taxas de falhas elevadas quando comparados aos demais dispositivos existentes ainda são empregados devido ao custo-benefício que oferecem, logo, na prática o que se observa em sistemas elétricos rurais é o uso majoritário de chaves-fusíveis.

Na comparação do primeiro cenário (proteção básica) com o segundo cenário (realo-

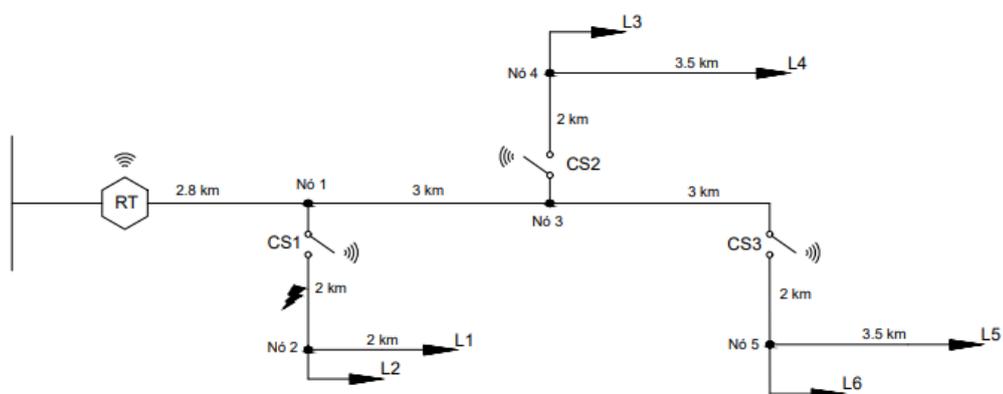
cado) tem-se reduções nos valores dos indicadores DEC e FEC. Para o indicador DEC observa-se uma redução de 10,24% e para o indicador o FEC uma redução de 22,73%, implicando em um aumento de 0,02% no índice de disponibilidade anual do SDEE.

Para fins comparativos, o ponto de alocação dos dispositivos não foi alterado do primeiro para o segundo cenário, contudo, o ponto de alocação do dispositivo no sistema também afetará os valores finais dos indicadores, portanto, deve-se realizar estudo prévio do melhor local para a instalação do dispositivo durante um processo de análise da proteção. A preferência por dispositivos com alta confiabilidade para alocação em ramais principais é importante pois impactará na continuidade do fornecimento de energia para grande quantidade de clientes conectados aos ramais de derivação do SDEE.

7.2 APLICAÇÃO DA MLE CONSIDERANDO DISPOSITIVOS TELECOMANDADOS

De acordo com KINDERMANN (1997, p.140), o curto-circuito monofásico à terra representa 63% desse tipo de defeito no sistema de distribuição, considerando a relevância do fato, será abordada uma aplicação da MLE que contempla o telecomando de dispositivos durante a ocorrência de um curto-circuito monofásico à terra (caso típico de rompimento de condutor). Conforme BROWN (2009, p.183) a taxa de falha de um condutor do ramal secundário é de 0,02 falha/milha/ano e o tempo de reparo médio é de 4 horas, valores que, serão os considerados para a aplicação.

Figura 10 – SDEE Telecomandado



Fonte: Autor.

Tabela 11 – Dados do exemplo da Figura 10

| Sigla | Equipamento | Sigla | Descrição |
|-------|----------------------------------|---------|------------------|
| RT | Religador Telecomandado | L1 | 15 consumidores |
| CS1 | Chave Seccionadora Telecomandada | L4 e L5 | 25 consumidores |
| CS2 | Chave Seccionadora Telecomandada | L3 e L6 | 10 consumidores |
| CS3 | Chave Seccionadora Telecomandada | L2 | 15 consumidores |
| L1-L6 | Cargas | Nó 2 | Ponto de defeito |

Fonte: Autor.

Nesta situação os consumidores conectados em L3, L4, L5 e L6 não sofrerão interrupção no fornecimento de energia devido a presença da chave seccionadora telecomandada CS1, nesse sentido, na MLE para estes consumidores somente serão afetados apenas pelo tempo de isolamento do defeito. Já os consumidores conectados em L1 e L2 serão afetados com o tempo de reparo do defeito no nó 2. A matriz lógico-estrutural para esta situação é apresentada na Tabela 12.

Tabela 12 – MLE considerando telecomando

| Nó Atingido | Dispositivos | | | |
|----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|
| | RT | CS1 | CS2 | CS3 |
| 1 | TR. λ_1 | TI. λ_2 | TI. λ_3 | TI. λ_4 |
| 2 | TR. λ_1 | TR. λ_2 | TI. λ_3 | TI. λ_4 |
| 3 | TR. λ_1 | TI. λ_2 | TI. λ_3 | TI. λ_4 |
| 4 | TR. λ_1 | TI. λ_2 | TR. λ_3 | TI. λ_4 |
| 5 | TR. λ_1 | TI. λ_2 | TI. λ_3 | TR. λ_4 |

Fonte: Autor.

No tempo de recomposição da chave seccionadora CS1 será considerado o tempo de reparo e taxa de falha do condutor no nó 2. Para fins de análise, tempo de recomposição e taxas de falhas para a chave seccionadora foram considerados iguais a 3 horas e 0,24 falha/km, respectivamente. Logo, podemos expressar o valor de CS1 pela Equação (7.1).

$$TR.\lambda_2 = (TR_{condutor} \times \lambda_{condutor} \times L_{condutor}) + (TR_{CS1} \times \lambda_{CS1}) \quad (7.1)$$

Onde:

$L_{condutor}$ - comprimento total do condutor a justante à chave seccionadora CS1, em milhas.

Substituindo os demais valores na Tabela 12, chega-se a MLE com valores, apresentada na Tabela 13.

Tabela 13 – MLE numérica considerando telecomando

| Nó Atingido | Dispositivos | | | |
|----------------|--------------|-------|-------|-------|
| | RT | CS1 | CS2 | CS3 |
| 1 | 5,280 | 0,016 | 0,022 | 0,022 |
| 2 | 5,280 | 2,970 | 0,022 | 0,022 |
| 3 | 5,280 | 0,016 | 0,022 | 0,022 |
| 4 | 5,280 | 0,016 | 3,960 | 0,022 |
| 5 | 5,280 | 0,016 | 0,022 | 3,960 |

Fonte: Autor.

Calculando os indicadores de continuidade coletivos para o exemplo, chegamos aos valores:

$$DEC = 19,66 \text{ horas/ano}$$

$$FEC = 26,64 \text{ interrupções/ano}$$

Para o mesmo sistema, porém, desconsiderando o telecomando das chaves seccionadoras, temos os valores:

$$DEC = 49,10 \text{ horas/ano}$$

$$FEC = 26,64 \text{ interrupções/ano}$$

Com a aplicação numérica percebe-se que o telecomando aplicado em dispositivos de proteção e manobra presentes no SDEE é fundamental para fazer o isolamento de defeitos na rede com agilidade.

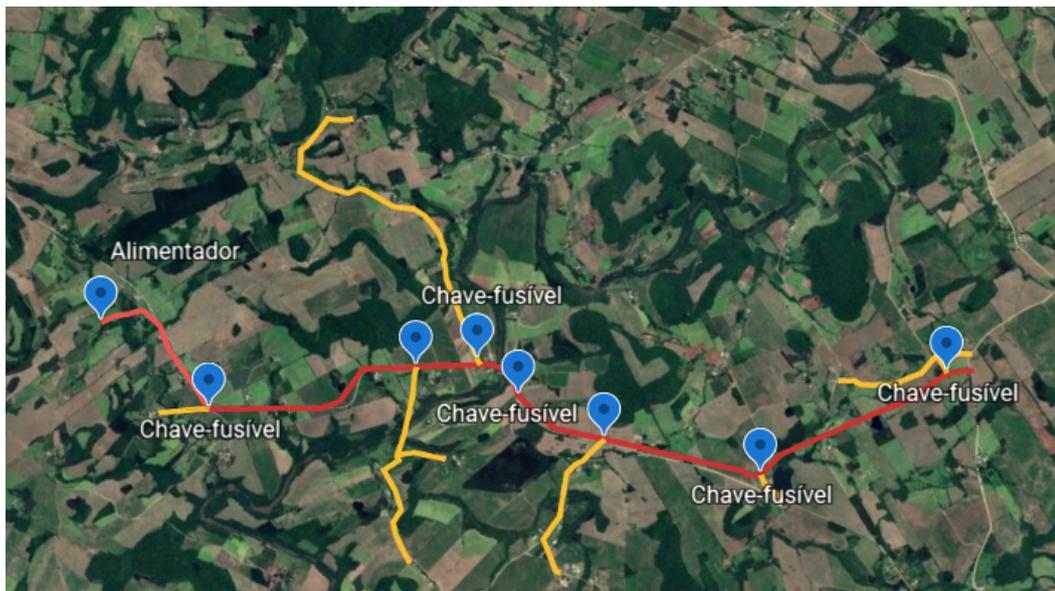
Neste exemplo, não houve redução na frequência das interrupções pois a chave seccionadora está diretamente ligada ao ramal principal do alimentador fazendo com que todos os dispositivos telecomandados interfiram nos nós do sistema, diferentemente do que aconteceria se o exemplo utilizasse uma chave-fusível, pois a chave-fusível evitaria a interrupção rompendo o elo-fusível enquanto a chave seccionadora não possui função de proteção e depende do desarme do religador e do tempo de isolamento via telecomando para se desconectar o sistema.

No que tange à duração equivalente de interrupção por unidade consumidora, o telecomando se mostrou influente reduzindo a duração de interrupção em mais de 45%, representando uma redução de 22,46 horas/ano no indicador. Com isso, dispositivos telecomandados se mostram eficientes não apenas no imediato isolamento de defeitos, como também, na rápida transferência de cargas entre alimentadores dispensando a necessidade de deslocamento para uma manobra manual em equipamentos.

8 ESTUDO DE CASO - SDEE RURAL

Buscando uma aplicação da realocação de dispositivos de proteção em um SDEE rural existente avaliando os impactos em indicadores utilizando a MLE, através de um levantamento técnico, foi possível estabelecer a estrutura do alimentador considerando seus trechos, dispositivos de proteção e consumidores. Para simplificar a aplicação do método, o levantamento técnico considera um curto trecho do SDEE, ou seja, a análise não considera a variabilidade na taxa de falha dos dispositivos em função da diversificação das condições ambientes e geográficas podendo os valores teóricos não representarem de forma fidedigna os valores reais dos indicadores para trecho do SDEE.

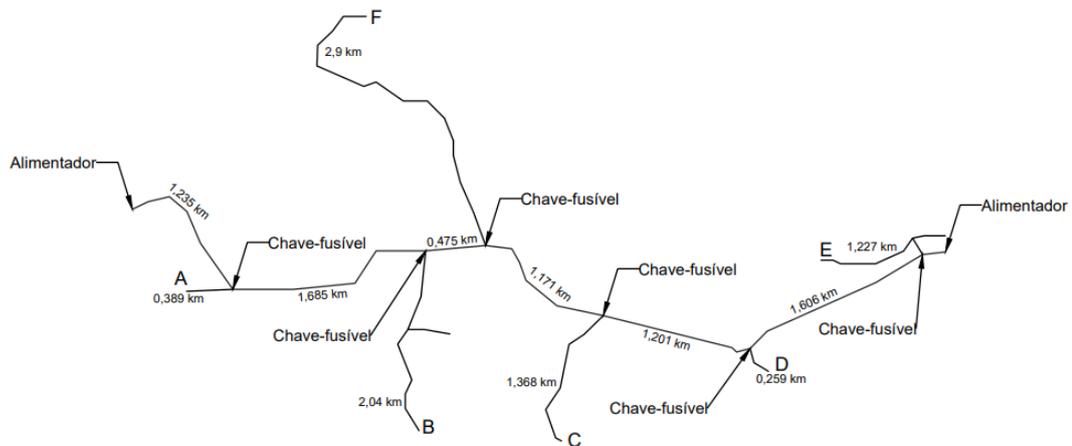
Figura 11 – Mapeamento do trecho do SDEE rural



Fonte: Autor.

Com o mapeamento, torna-se possível extrair o diagrama unifilar do alimentador, como apresentado na Figura 12.

Figura 12 – Diagrama unifilar do trecho do SDEE rural



Fonte: Autor.

Como proposta de realocação, estipulou-se a substituição de todas as chave-fusíveis por chave-fusíveis religadoras. A Tabela 14 apresenta a MLE para o sistema original considerando as taxas de falhas apresentadas na Seção 5.2.

Tabela 14 – MLE Numérica do SDEE Rural

| Ponto Atingido | FUA | FUB | FUC | FUD | FUE | FUF |
|----------------|---------|--------|---------|---------|---------|-------|
| A | 0,32676 | - | - | - | - | - |
| B | - | 1,7136 | - | - | - | - |
| C | - | - | 1,14912 | - | - | - |
| D | - | - | - | 0,21756 | - | - |
| E | - | - | - | - | 1,03068 | - |
| F | - | - | - | - | - | 2,436 |

Fonte: Autor.

Onde:

- FUA - chave-fusível protetora do ramal de derivação A.
- FUB - chave-fusível protetora do ramal de derivação B.
- FUC - chave-fusível protetora do ramal de derivação C.
- FUD - chave-fusível protetora do ramal de derivação D.
- FUE - chave-fusível protetora do ramal de derivação E.

- FUF - chave-fusível protetora do ramal de derivação F.

A Tabela 19, no Anexo A, apresenta a MLE para o sistema em análise após a substituição estipulada anteriormente. Com os indicadores de continuidade calculados, obtém-se o quadro comparativo apresentado na Tabela 15.

Tabela 15 – Comparativo SDEE Rural

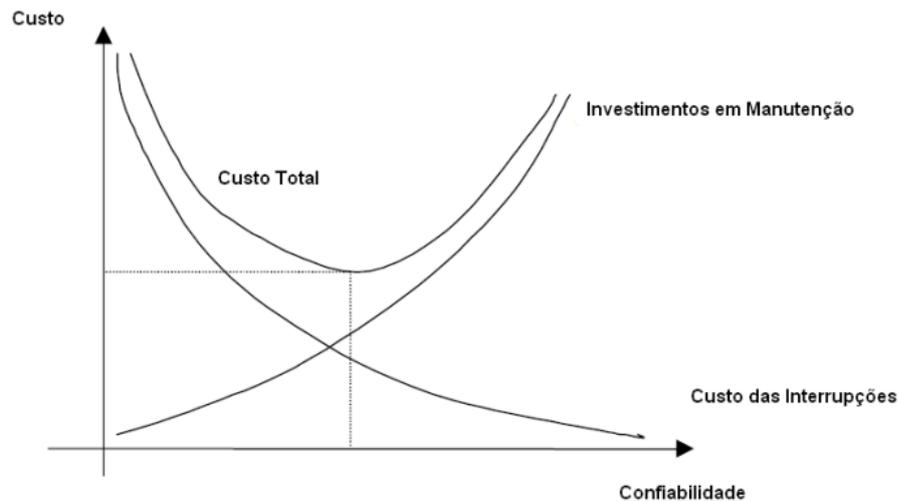
| Original | | Realocado | |
|-----------------|---------------------|-----------------|---------------------|
| DEC | 1,4724 horas/ano | DEC | 1,0867 horas/ano |
| FEC | 0,7362 interrup/ano | FEC | 0,5433 interrup/ano |
| Disponibilidade | 99,9832% | Disponibilidade | 99,9876% |
| Reduções | | | |
| | DEC | | 26,19% |
| | FEC | | 26,19% |

Fonte: Autor.

Com os resultados obtidos, destaca-se o fato de encontrarmos uma redução porcentual considerável para o trecho do alimentador. Os indicadores possuem mesmo valor de redução porcentual devido ao fato da substituição dos dispositivos de proteção ser igual em todos os locais, não causando uma reconfiguração na proteção do sistema. A substituição de chave-fusíveis por chave-fusíveis religadoras se mostra atrativa não apenas pela redução dos indicadores mas também pela melhor performance durante faltas temporárias devido ao religamento.

8.1 VIABILIDADE DA SUBSTITUIÇÃO DOS DISPOSITIVOS DE PROTEÇÃO

O estudo de viabilidade de investimento é uma das possíveis ferramentas para analisar o custo-benefício de substituir ou adicionar dispositivos de proteção em sistemas de distribuição de energia elétrica considerando os impactos nos indicadores de continuidade. A Figura 13 apresenta a relação gráfica entre o custo de manutenção e o custo das interrupções, observa-se que o melhor ponto entre a confiabilidade e o custo é a intersecção das curvas, que, coincide com o valor mínimo da curva do custo total.

Figura 13 – Custo *versus* Confiabilidade

Fonte: Adaptado de SILVA (2010).

Para avaliar a viabilidade de investimento para o estudo de caso do Capítulo 8 será considerado o tempo de retorno "*payback*", neste caso, faz-se necessário determinar os custos das interrupções e custo da chave-fusível religadora que substitui a chave-fusível na realocação. A Tabela 16 apresenta as premissas consideradas e os valores totais mensais de um ano do trecho para compensações DIC e FIC calculadas através das Equações (3.5) e (3.6), respectivamente.

Tabela 16 – Compensações DIC e FIC Totais do Trecho

| | |
|---------------|----------------|
| TUSD | 229,01 R\$/MWh |
| Cons. Médio | 150kWh |
| Juros | 4% |
| DIC+FIC Anual | R\$ 377,71 |

Fonte: Autor.

Considerando R\$500,00 o preço médio de uma chave-fusível religadora e, sabendo que serão feitas 6 substituições no SDEE, temos um investimento inicial de R\$3.000,00. Nesta situação, através do "*payback*" apresentado na Tabela 20, no Anexo A, encontramos que o tempo de retorno do investimento de é aproximadamente 9,75 anos. O elevado tempo de retorno do investimento pode ser uma das possibilidades que inviabilizam o investimento em dispositivos com maior confiabilidade no alimentador em questão, justificando a presença atualmente apenas de chave-fusíveis. Outra justificativa para o trecho possuir elementos básicos de proteção é a baixa densidade de carga, causando pouco impacto na apuração dos indicadores considerando

a totalidade do SDEE, uma vez que, os valores dos indicadores são proporcionais ao número de consumidores atingidos.

9 CONSIDERAÇÕES FINAIS

9.1 CONCLUSÕES

Considerando o atual contexto em que as concessionárias de energia elétrica buscam a melhoria da confiabilidade dos sistemas de distribuição de energia elétrica para atender à exigência de novos padrões de qualidade impostos pelo órgão regulamentador do setor, a análise dos indicadores baseada em matriz lógico-estrutural se apresenta como uma potencial ferramenta no que tange ao planejamento, melhoria ou expansão do sistema elétrico.

A aplicação da proposta em sistemas radiais se mostrou promissora quanto ao aumento da confiabilidade do SDEE. Mantendo-se constante a estrutura física do alimentador e, somente substituindo chave-fusíveis por chave-fusíveis religadoras, seccionadores ou religadores, pode-se atingir reduções próximas de 10% para o DEC e 22% para o FEC na aplicação apresentada na Seção 7.1. É de grande valia ressaltar que as reduções percentuais nos indicadores de continuidade são proporcionais à extensão do SDEE, neste caso, quanto maior for o comprimento do sistema maior será a diferença nos indicadores em um comparativo entre o sistema base e o sistema realocado.

No que tange aos dispositivos de proteção utilizados nos alimentadores observa-se que os mesmos exercem grande influência nos indicadores de continuidade DEC e FEC. A inserção de dispositivos com menores taxas de falhas impacta positivamente os consumidores conectados a eles, nesse sentido, é importante a alocação em pontos onde existem altas densidades de consumidores ou onde há uma expressiva exigência de continuidade do serviço em função de cargas especiais.

Com a aplicação da MLE em sistemas dotados de telecomando para manobra foi possível estabelecer uma comparação com sistemas manuais. No caso do exemplo abordado neste trabalho, por exemplo, foi possível estimar reduções próximas de 45% na duração da interrupção do fornecimento de energia elétrica em função do telecomando. Nesse sentido, observa-se que existem vantagens em explorar a automação de redes elétricas bem como investir no desenvolvimento de novos dispositivos inteligentes.

Por fim, estudos de viabilidade econômica estão fortemente alinhados com os resultados dos indicadores obtidos com a MLE. A necessidade de ponderar o custo-benefício surge diante da característica do sistema analisado, com o exemplo do alimentador rural abordado neste

trabalho, destaca-se que o baixo investimento em confiabilidade de sistemas rurais está ligado ao fato de que a baixa quantidade de consumidores inviabiliza o investimento a curto prazo. Ainda que alimentadores rurais estão mais suscetíveis a falhas do que urbanos, com base na priorização dos investimentos, na maioria das vezes as concessionárias/permissionárias optam por compensar os consumidores a investir em substituição de equipamentos para aumentar a confiabilidade do SDEE.

9.2 TRABALHOS FUTUROS

Como proposta de trabalhos futuros tem-se a busca por ferramentas computacionais que avaliam estruturalmente os alimentadores existentes primando na análise encontrar os locais de instalação de dispositivos de proteção que trarão o maior impacto benéfico na confiabilidade do SDEE. A possibilidade de definir critérios e condições geográficas do alimentador são diferenciais importantes pois garantem uma melhor modelagem da situação e, dessa forma, a automatização do processo de cálculo da MLE traria agilidade à análise de sistemas elétricos.

Outra proposta está relacionada com a avaliação da forma com que o desgaste natural dos dispositivos de proteção afetam a confiabilidade do SDEE, nesse sentido, a MLE poderia ser utilizada para validar o impacto em indicadores coletivos através da inclusão de uma parcela representativa ao desgaste natural de dispositivos no processo de cálculo.

REFERÊNCIAS

ANEEL. **Interrupções de energia geram R\$ 646,4 milhões em compensações aos consumidores em 2015**. Acessado em Março/2021, https://www.aneel.gov.br/sala-de-imprensa-exibicao-2/-/asset_publisher/zXQREz8EVIZ6/content/interruptoes-de-energia-geram-r-646-4-milhoes-em-compensacoes-aos-consumidores-em-2015/656877/.

ANEEL. **DIA DO CONSUMIDOR**: ações da aneel levam a melhora no fornecimento de energia elétrica no país em 2018. Acessado em Março/2021, https://www.aneel.gov.br/sala-de-imprensa-exibicao-2/-/asset_publisher/zXQREz8EVIZ6/content/dia-do-consumidor-acoes-da-aneel-levam-a-melhora-no-fornecimento-de-energia-eletrica-no-pais-em-2018/656877/.

ANEEL. **Qualidade no fornecimento de energia em 2020 alcança melhor resultado**. Acessado em Março/2021, https://www.aneel.gov.br/sala-de-imprensa-exibicao-2/-/asset_publisher/zXQREz8EVIZ6/content/qualidade-no-fornecimento-de-energia-em-2020-alcanca-melhor-resultado/656877/.

BROWN, R. E. **Electric Power Distribution Reliability**. 2.ed. Boca Raton, FL, EUA: CRC Press, 2009.

ENERGISA. **NORMA DE DISTRIBUIÇÃO UNIFICADA – NDU-017 - PROTEÇÃO DA DISTRIBUIÇÃO**. Acessado em Março/2021, <https://www.energisa.com.br/Normas%20Tcnicas/ndu017.pdf>.

KAGAN, N.; ROBBA, E. J.; SCHMIDT, H. P. **Estimação de indicadores de qualidade de energia elétrica**. 6.ed. São Paulo, SP, Brasil: Blüsher, 2009.

KINDERMANN, G. **Curto-Circuito**. 2th.ed. Florianópolis, SC, BR: SAGRA LUZZATTO, 1997.

MARQUES, L. D. **Metodologia para análise da confiabilidade no planejamento de sistemas de distribuição utilizando matrizes lógico-estruturais**. Acessado em Março/2021, <https://repositorio.ufsm.br/bitstream/handle/1/8603/MARQUES%2c%20LEANDRO%20DUTRA.pdf?sequence=1&isAllowed=y>.

PRODIST. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional**: módulo 8 – qualidade da energia elétrica. Acessado em

Março/2021, https://www.aneel.gov.br/documents/656827/14866914/M%C3%B3dulo_8-Revis%C3%A3o_12/342ff02a-8eab-2480-a135-e31ed2d7db47.

SILVA, A. C. M. e. **MODELO PARA O PLANEJAMENTO DE MANUTENÇÃO BASEADO EM PARÂMETROS DE DEGRADAÇÃO**. Acessado em Março/2021, https://attena.ufpe.br/bitstream/123456789/5439/1/arquivo521_1.pdf.

ANEXOS

ANEXO A – Matriz lógico-estrutural Seção 7.1

A.1 PRIMEIRO CENÁRIO

Tabela 17 – MLE Numérica para o Primeiro Cenário

| Nós Atingidos | DJ | FU1 | FU2 | FU3 | FU4 | FU5 | FU6 | FU7 | FU8 | FU9 | FU10 | Consumidores Atingidos |
|---------------|---------|---------|---------|--------|---------|---------|---------|--------|---------|---------|--------|------------------------|
| 1 | 5,43696 | | | | | | | | | | | 275 |
| 2 | 5,43696 | | 1,25328 | | | | | | | | | 10 |
| 3 | 5,43696 | | | 1,4616 | | | | | | | | 105 |
| 4 | 5,43696 | | | 1,4616 | 2,07984 | | | | | | | 60 |
| 5 | 5,43696 | | | 1,4616 | | 2,59056 | | | | | | 45 |
| 6 | 5,43696 | | | 1,4616 | | 2,59056 | 0,82656 | | | | | 20 |
| 7 | 5,43696 | | | 1,4616 | | 2,59056 | | 1,2936 | | | | 25 |
| 8 | 5,43696 | 1,46496 | | | | | | | 1,30368 | | | 80 |
| 9 | 5,43696 | 1,46496 | | | | | | | | | | 160 |
| 10 | 5,43696 | 1,46496 | | | | | | | | | 2,4024 | 80 |
| 11 | 5,43696 | 1,46496 | | | | | | | 1,30368 | 2,34528 | | 10 |

Fonte: Autor.

A.2 SEGUNDO CENÁRIO

Tabela 18 – MLE Numérica para o Segundo Cenário

| Nós Atingidos | DJ | R1 | R2 | S1 | S2 | CR1 | CR2 | FU1 | FU2 | FU3 | FU4 | Consumidores Atingidos |
|---------------|---------|--------|-------|---------|---------|--------|---------|---------|---------|---------|--------|------------------------|
| 1 | 5,43696 | | | | | | | | | | | 275 |
| 2 | 5,43696 | | | | | | | 1,25328 | | | | 10 |
| 3 | 5,43696 | | 0,783 | | | | | | | | | 105 |
| 4 | 5,43696 | | 0,783 | | | | 1,18848 | | | | | 60 |
| 5 | 5,43696 | | 0,783 | | 1,48032 | | | | | | | 45 |
| 6 | 5,43696 | | 0,783 | | 1,48032 | | | | | 0,82656 | | 20 |
| 7 | 5,43696 | | 0,783 | | 1,48032 | | | | | | 1,2936 | 25 |
| 8 | 5,43696 | 0,7848 | | 0,74496 | | | | | | | | 80 |
| 9 | 5,43696 | 0,7848 | | | | | | | | | | 160 |
| 10 | 5,43696 | 0,7848 | | | | 1,7732 | | | | | | 80 |
| 11 | 5,43696 | 0,7848 | | 0,74496 | | | | | 2,34528 | | | 10 |

Fonte: Autor.

A.3 MLE SDEE RURAL

Tabela 19 – MLE do SDEE Rural Realocado

| Ponto Atingido | FUA | FUB | FUC | FUD | FUE | FUF |
|----------------|---------|--------|---------|---------|---------|-------|
| A | 0,24118 | - | - | - | - | - |
| B | - | 1,2648 | - | - | - | - |
| C | - | - | 0,84816 | - | - | - |
| D | - | - | - | 0,16058 | - | - |
| E | - | - | - | - | 0,76074 | - |
| F | - | - | - | - | - | 1,798 |

Fonte: Autor.

A.4 FLUXO DE CAIXA - *PAYBACK*

Tabela 20 – Fluxo de Caixa

| Ano | Fluxo | Fluxo Descontado | Saldo |
|-----|---------------|------------------|---------------|
| 0 | -R\$ 3.000,00 | -R\$ 3.000,00 | -R\$ 3.000,00 |
| 1 | R\$ 377,71 | R\$ 363,18 | -R\$ 2.636,82 |
| 2 | R\$ 377,71 | R\$ 349,21 | -R\$ 2.287,60 |
| 3 | R\$ 377,71 | R\$ 335,78 | -R\$ 1.951,82 |
| 4 | R\$ 377,71 | R\$ 322,87 | -R\$ 1.628,95 |
| 5 | R\$ 377,71 | R\$ 310,45 | -R\$ 1.318,50 |
| 6 | R\$ 377,71 | R\$ 298,51 | -R\$ 1.020,00 |
| 7 | R\$ 377,71 | R\$ 287,03 | -R\$ 732,97 |
| 8 | R\$ 377,71 | R\$ 275,99 | -R\$ 456,98 |
| 9 | R\$ 377,71 | R\$ 265,37 | -R\$ 191,61 |
| 10 | R\$ 377,71 | R\$ 255,17 | R\$ 63,56 |

Fonte: Autor.

A.5 COMPENSAÇÕES PAGAS PELAS CONCESSIONÁRIAS EM 2015

Tabela 21 – Compensações Pagas pelas Concessionárias em 2015

| | Quantidade | Valor Pago (R\$) |
|--------------------------|------------|------------------|
| AES-SUL (RS) | 2.362.761 | 20.694.776,40 |
| AmE (AM) | 1.761.311 | 8.226.175,90 |
| AMPLA (RJ) | 8.620.447 | 55.212.555,28 |
| BANDEIRANTE (SP) | 1.352.576 | 5.855.712,26 |
| Boa Vista (RR) | 459.158 | 1.762.192,60 |
| CAIUÁ-D (SP) | 384.388 | 1.450.587,78 |
| CEAL (AL) | 3.171.740 | 8.482.580,04 |
| CEB-DIS (DF) | 2.454.251 | 10.147.531,71 |
| CEEE-D (RS) | 6.482.804 | 15.621.941,35 |
| CELESC-DIS (SC) | 3.134.417 | 12.043.448,01 |
| CELG-D (GO) | 13.777.778 | 98.401.384,18 |
| CELPA (PA) | 1.992.020 | 13.547.012,65 |
| CELPE (PE) | 6.140.746 | 17.383.394,05 |
| CEMAR (MA) | 2.116.251 | 6.578.062,15 |
| CEMIG-D (MG) | 8.659.659 | 37.332.535,48 |
| CEPISA (PI) | 762.879 | 4.676.198,39 |
| CERON (RO) | 1.600.041 | 15.005.212,83 |
| CFLO (PR) | 15.156 | 42.361,59 |
| CHESP (GO) | 73.407 | 306.105,51 |
| CNEE (SP) | 115.589 | 420.131,93 |
| COCEL (PR) | 40.623 | 200.326,62 |
| COELBA (BA) | 10.776.354 | 41.182.355,85 |
| COELCE (CE) | 2.757.692 | 7.929.811,98 |
| COOPERALIANÇA (SC) | 2.727 | 3.822,40 |
| COPEL-DIS (PR) | 5.274.825 | 23.163.400,22 |
| COSERN (RN) | 1.728.850 | 4.033.283,93 |
| CPFL Jaguari (SP) | 25.072 | 140.476,20 |
| CPFL Leste Paulista (SP) | 27.278 | 241.099,65 |
| CPFL Mococa (SP) | 16.989 | 161.636,20 |
| CPFL- Piratininga (SP) | 1.097.776 | 3.844.397,41 |
| CPFL Santa Cruz (SP) | 169.226 | 785.976,96 |
| CPFL Sul Paulista (SP) | 92.163 | 513.836,36 |
| CPFL-Paulista (SP) | 3.077.499 | 13.526.936,18 |
| DEMEI (RS) | 45.766 | 151.265,02 |
| DMED (MG) | 6.316 | 9.489,02 |
| EBO (PB) | 44.559 | 68.403,81 |
| EDEVP (SP) | 94.084 | 371.489,46 |
| EEB (SP) | 191.356 | 1.339.964,11 |
| EFLJC (SC) | 107 | 165,03 |
| EFLUL (SC) | 315 | 3.527,40 |
| ELEKTRO (SP) | 1.652.964 | 13.335.252,47 |
| ELETROACRE (AC) | 938.921 | 7.683.933,22 |
| ELETROCAR (RS) | 25.539 | 122.861,74 |
| ELETROPAULO (SP) | 17.050.925 | 116.674.865,50 |
| ELFSM (ES) | 44.943 | 217.038,48 |
| EMG (MG) | 345.010 | 812.122,04 |
| EMS (MS) | 1.006.891 | 8.230.327,21 |
| EMT (MT) | 0 | 0 |
| ENF (RJ) | 58.231 | 140.822,79 |
| EPB (PB) | 1.665.067 | 3.556.541,75 |
| ESCELSA (ES) | 1.009.798 | 4.719.499,72 |
| ESE (SE) | 681.597 | 1.384.233,97 |
| ETO (TO) | 0 | 0 |
| FORCEL (PR) | 0 | 0 |
| HIDROPAN (RS) | 7.919 | 16.760,39 |
| IENERGIA (SC) | 107.464 | 605.758,94 |
| LIGHT (RJ) | 6.577.553 | 43.864.964,19 |
| MUXENERGIA (RS) | 360 | 208,05 |
| RGE (RS) | 2.324.066 | 14.173.907,26 |
| SULGIPE (SE) | 44.434 | 74.271,90 |
| UHENPAL (RS) | 7.599 | 15.810,42 |

Fonte: Adaptado de ANEEL (2016).