

UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA
CENTRO TECNOLÓGICO
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA E ELETRÔNICA
CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

Pedro Antônio Longen

**ANÁLISE DA CONFIABILIDADE DE UM SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO REAL:
ESTUDO DE CASO DE ALFREDO WAGNER**

Florianópolis

2024

Pedro Antônio Longen

**ANÁLISE DA CONFIABILIDADE DE UM SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO REAL:
ESTUDO DE CASO DE ALFREDO WAGNER**

Trabalho de Conclusão do Curso de Graduação em Engenharia Elétrica do Centro Tecnológico da Universidade Federal de Santa Catarina como requisito para a obtenção do título de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Mauro Augusto da Rosa, Dr.

Coorientador: Gabriel Bolacell, Dr.

Florianópolis

2024

Ficha catalográfica gerada por meio de sistema automatizado gerenciado pela BU/UFSC.
Dados inseridos pelo próprio autor.

Longen, Pedro Antônio

ANÁLISE DA CONFIABILIDADE DE UM SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO
REAL : ESTUDO DE CASO DE ALFREDO WAGNER / Pedro Antônio
Longen ; orientador, Mauro Augusto da Rosa, coorientador,
Gabriel dos Santos Bolacell, 2024.

101 p.

Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) -
Universidade Federal de Santa Catarina, Centro
Tecnológico, Graduação em Engenharia Elétrica,
Florianópolis, 2024.

Inclui referências.

1. Engenharia Elétrica. 2. Confiabilidade. 3.
Recursividade. 4. Sistema de Distribuição. I. da Rosa,
Mauro Augusto. II. Bolacell, Gabriel dos Santos. III.
Universidade Federal de Santa Catarina. Graduação em
Engenharia Elétrica. IV. Título.

Pedro Antônio Longen

ANÁLISE DA CONFIABILIDADE DE UM SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO REAL: ESTUDO DE CASO DE ALFREDO WAGNER

Este Trabalho Conclusão de Curso foi julgado adequado para obtenção do Título de “Bacharel em Engenharia Elétrica” e aceito, em sua forma final, pelo Curso de Graduação em Engenharia Elétrica.

Florianópolis, 24 de julho de 2024.



Documento assinado digitalmente

Miguel Moreto

Data: 25/08/2024 08:28:11-0300

CPF: ***.850.100-**

Verifique as assinaturas em <https://v.ufsc.br>

Prof. Miguel Moreto, Dr.

Coordenador do Curso de Graduação em Engenharia Elétrica

Banca Examinadora:



Documento assinado digitalmente

Mauro Augusto da Rosa

Data: 26/08/2024 10:37:18-0300

CPF: ***.652.400-**

Verifique as assinaturas em <https://v.ufsc.br>

Prof. Mauro Augusto da Rosa, Dr.

Orientador

Universidade Federal de Santa Catarina



Documento assinado digitalmente

GABRIEL SANTOS BOLACELL

Data: 26/08/2024 08:15:21-0300

CPF: ***.099.000-**

Verifique as assinaturas em <https://v.ufsc.br>

Eng. Gabriel Santos Bolacell, Dr.

Coorientador

Universidade Federal de Santa Catarina



Documento assinado digitalmente

EDUARDO CARDOSO TONIAZZO

Data: 26/08/2024 10:28:21-0300

CPF: ***.514.950-**

Verifique as assinaturas em <https://v.ufsc.br>

Eng. Eduardo Cardoso Toniazzi, Me.

Universidade Federal de Santa Catarina



Documento assinado digitalmente

Fernanda Mary de Souza Fernandes

Data: 26/08/2024 09:28:48-0300

CPF: ***.511.193-**

Verifique as assinaturas em <https://v.ufsc.br>

Eng. Fernanda Mary de Souza Fernandes, Ma.

Universidade Federal de Santa Catarina



Documento assinado digitalmente

Renato Lucas Pacheco

Data: 28/08/2024 09:54:25-0300

CPF: ***.751.489-**

Verifique as assinaturas em <https://v.ufsc.br>

Prof. Renato Lucas Pacheco, Dr.
Universidade Federal de Santa Catarina

*Este trabalho é dedicado a Deus,
fonte das minhas forças nos momentos mais difíceis*

RESUMO

O presente trabalho tem como objetivo geral analisar a confiabilidade do sistema de distribuição de energia elétrica do município de Alfredo Wagner (SC), sob a perspectiva da recursividade da rede. Para tanto, utilizaram-se informações obtidas junto à empresa Celesc Distribuição S.A., provenientes da sua base de dados. Avaliaram-se os indicadores de interrupções ocorridas no sistema elétrico que atende o município ao longo do ano de 2022. A motivação para a escolha desse tema partiu de observações feitas no dia a dia do centro de operações da Celesc. Já se percebia que ocorrências nesse local eram sempre impactantes, com alto número de consumidores atingidos. Além de estudar a confiabilidade do sistema em questão, este trabalho busca também propor melhorias que poderiam ser implementadas na rede, a fim de melhorar os indicadores. Após os cálculos e análise dos resultados, chegou-se à conclusão de que o sistema de distribuição que atende Alfredo Wagner tem muito a se beneficiar com as melhorias investigadas neste trabalho, as quais envolvem basicamente a criação de novas conexões com municípios vizinhos, também conhecidas como “recursividades”.

Palavras-chave: Confiabilidade. Recursividade. Sistema de Distribuição.

ABSTRACT

This work has, as general objective, to analyse the reliability of the power distribution system in the city of Alfredo Wagner, SC, Brazil, from the perspective of the electrical network recursion. To this end, information obtained from the company Celesc Distribuição S.A., from its database, was used. Indicators of interruptions occurring in the electrical system that serves the city throughout 2022 were evaluated. The motivation for choosing this topic came from observations made in Celesc's operations center. It was already clear that incidents in this location were always impactful, with a high number of consumers affected. In addition to studying the reliability of the system in question, this work also seeks to propose improvements that could be implemented in the network, in order to improve the indicators. After calculations and analysis of the results, it was concluded that the distribution system that serves Alfredo Wagner has a lot to benefit from the improvements investigated in this work, which basically involve the creation of new connections with bordering cities, also known as "recursions".

Keywords: Reliability. Recursion. Distribution System.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Diagrama de estados de um sistema	26
Figura 2 – Diagrama explicativo das manobras rápidas via religadores	33
Figura 3 – Segunda possibilidade de manobras rápidas via religadores	34
Figura 4 – Trecho a ser percorrido quando da atuação de um religador	35
Figura 5 – Descoordenação com religadores	36
Figura 6 – Descoordenação com fusíveis	37
Figura 7 – Diagrama ilustrativo geral do alimentador	40
Figura 8 – Localização do alimentador no mapa	41
Figura 9 – Diagrama esquemático do alimentador no formato inicial, antes das melhorias	42
Figura 10 – Diagrama esquemático do alimentador com a inclusão dos religadores 1 e 2	43
Figura 11 – Mapa do alimentador com a inclusão dos religadores 1 e 2	44
Figura 12 – Diagrama esquemático do alimentador após a inclusão do religador 3	45
Figura 13 – Mapa do alimentador após a inclusão do religador 3	46
Figura 14 – Diagrama esquemático do alimentador em seu formato atual, após a inclusão do religador 4	47
Figura 15 – Mapa do alimentador em seu formato atual, após a inclusão do religador 4	48
Figura 16 – Impacto causado ao sistema devido à falta de recursividade em caso de defeito no trecho inicial	50

Figura 17 – Diagrama esquemático do alimentador em seu formato atual com a nova identificação dos religadores	52
Figura 18 – Resumo dos trechos	55
Figura 19 – Recursividade com Ituporanga	68
Figura 20 – Recursividade com Rancho Queimado	70
Figura 21 – Encontro de alimentadores de 13,8 kV (em azul) e 23 kV (em vermelho) na divisa entre Rancho Queimado e Alfredo Wagner, SC	71
Figura 22 – Encontro de alimentadores de 13,8 kV (em azul) e 23 kV (em vermelho) no município de Jaborá, Santa Catarina	72
Figura 23 – Encontro de redes de 13,8 kV e 23 kV na mesma estrutura em Jaborá, SC	73
Figura 24 – Reconfiguração dos alimentadores	74
Figura 25 – Transformador elevador em Governador Celso Ramos, SC	76
Figura 26 – Gráfico comparativo de atuações do alimentador	84
Figura 27 – Gráfico comparativo de atuações do religador 1	85
Figura 28 – Gráfico comparativo de atuações do religador 2	85
Figura 29 – Contribuição de cada equipamento para o DEC total	86
Figura 30 – Contribuição de cada equipamento para o FEC total	86
Figura 31 – Tempo total em funcionamento de cada trecho em 2022	87
Figura 32 – Tempo total em estado de falha de cada trecho em 2022	87
Figura 33 – Número de falhas de cada trecho em 2022	88
Figura 34 – Tempo médio para falha (MTTF) de cada trecho	88
Figura 35 – Tempo médio para reparo (MTTR) de cada trecho	89
Figura 36 – Probabilidade de encontrar cada trecho em funcionamento	89

Figura 37 – Probabilidade de encontrar cada trecho em estado de falha	90
Figura 38 – Taxa de falha de cada trecho	90
Figura 39 – Taxa de reparo de cada trecho	91

LISTA DE QUADROS

Quadro 1 – Dados dos 5 trechos de estudo definidos para o alimentador	53
Quadro 2 – Dados de toda a rede à jusante dos 5 equipamentos de proteção do alimentador	54
Quadro 3 – Atuações do alimentador em 2022	58
Quadro 4 – Atuações do religador 1 em 2022	60
Quadro 5 – Atuações do religador 2 em 2022	60
Quadro 6 – Atuações do religador 3 em 2022	61
Quadro 7 – Atuações do religador 4 em 2022	62
Quadro 8 – Resumo das atuações dos equipamentos em 2022	63
Quadro 9 – Parâmetros de confiabilidade	65
Quadro 10 – Impacto das atuações do alimentador se houvesse no sistema as recursividades propostas	79
Quadro 11 – Impacto das atuações do religador 1 alimentador se houvesse no sistema as recursividades propostas	80
Quadro 12 – Impacto das atuações do religador 2 alimentador se houvesse no sistema as recursividades propostas	80
Quadro 13 – Atuações do religador 3	81
Quadro 14 – Atuações da proteção do trecho 5 (agora energizado pelo trafo elevador)	82
Quadro 15 – Resumo das ocorrências no sistema considerando as recursividades propostas	83
Quadro 16 – Parâmetros de confiabilidade considerando as recursividades propostas	84

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

AL	Alimentador
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
AT	Alta Tensão
BT	Baixa Tensão
BRO	Bom Retiro
CELESC	Centrais Elétricas de Santa Catarina
COD	Centro de Operação da Distribuição
DEC	Duração Equivalente de interrupção por Consumidor
DIC	Duração Individual de interrupção por Consumidor
DMIC	Duração Máxima de Interrupção contínua por Consumidor
FEC	Frequência Equivalente de interrupção por Consumidor
FIC	Frequência Individual de interrupção por Consumidor
MT	Média Tensão
MTBT	<i>Mean Time Between Failure</i> (tempo médio entre falhas)
MTTF	<i>Mean Time to Failure</i> (tempo médio para falha)
MTTR	<i>Mean Time to Repair</i> (tempo médio para reparo)
NA	Normalmente Aberto
NF	Normalmente Fechado
RL	Religador
SE	Subestação
UC	Unidade Consumidora

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	23
1.1 Objetivo	23
1.1.1 Objetivo geral	23
1.1.2 Objetivos específicos	24
1.2 Metodologia	24
2 CONFIABILIDADE DE SISTEMAS EM GERAL E DE SISTEMAS ELÉTRICOS	25
2.1 Conceitos gerais de confiabilidade	25
2.1.1 Tempos médios de funcionamento e reparo	25
2.1.2 Taxas de falha e reparo	27
2.2 Indicadores de continuidade do fornecimento em sistemas elétricos	28
2.2.1 Indicadores individuais de continuidade em sistemas elétricos: DIC, FIC e DMIC	28
2.2.1 Indicadores coletivos de continuidade em sistemas elétricos: DEC e FEC	29
3 CONCEITOS GERAIS SOBRE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA EM MÉDIA TENSÃO	31
3.1 Manobras rápidas via religadores telecomandados	32
3.2 Trecho a ser percorrido e descoordenação	34
4 DESCRIÇÃO DO ALIMENTADOR NO FORMATO ATUAL	39
4.1 Melhorias recentes	41
4.2 Ausência de recursividade: principal fragilidade do sistema	49
4.3 Descrição dos trechos do alimentador	51
5 ANÁLISE DA CONTINUIDADE E CONFIABILIDADE NO FORMATO ATUAL DO ALIMENTADOR	57
5.1 Interrupções em 2022	57
5.2 Exemplo de cálculo de confiabilidade: trecho 3	64
6 PROPOSTAS DE MELHORIAS NO SISTEMA	67
6.1 Conexão com Ituporanga	67
6.2 Conexão com Alfredo Wagner	68

6.3 Reconfiguração dos alimentadores	73
7 ANÁLISE DA CONTINUIDADE E CONFIABILIDADE CONSIDERANDO AS MELHORIAS PROPOSTAS	77
7.1 Exemplificação das manobras	77
7.1.1 Atuação do alimentador na SE	77
7.1.2 Atuação do RL 1	77
7.1.3 Atuação do RL 2	78
7.1.4 Atuações do RL 3 e do trecho 5 (agora protegido pelo RL do transformador)	78
7.2 Recalculando os indicadores para o novo sistema	78
8 CONCLUSÃO	93
REFERÊNCIAS	95
APÊNDICES	97
APÊNDICE A – Encontro de alimentadores de 13,8 kV e 23 kV entre Rancho Queimado e Alfredo Wagner, SC	99
APÊNDICE B – Alimentadores que atendem Governador Celso Ramos, SC	101

1 INTRODUÇÃO

Com o passar dos anos, a sociedade tem necessitado cada vez mais de disponibilidade de energia elétrica de forma confiável. A implementação de sistemas elétricos cada vez mais robustos se faz necessária. Agências reguladoras do setor elétrico, como a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), no caso do Brasil, buscam assegurar o atendimento dessa demanda dos consumidores, estabelecendo metas de indicadores mais exigentes a cada ano, a serem cumpridas pelas companhias de energia.

Os sistemas de energia elétrica podem ser divididos em três segmentos: geração, transmissão e distribuição. Compete ao sistema de distribuição o papel de transportar a energia em quantidades menores e níveis de tensão adequados aos consumidores finais, sejam eles residenciais, comerciais ou industriais (ARANHA NETO, 2006, p.1).

No estado de Santa Catarina, local de aplicação do estudo deste trabalho, a principal concessionária de energia elétrica é a Centrais Elétricas de Santa Catarina (CELESC). Trata-se de uma sociedade de economia mista estruturada como *holding*, em que a subsidiária integral responsável pela parte de distribuição de energia elétrica é a Celesc Distribuição S.A. (CELESC, 2024a).

Como problema de pesquisa, percebeu-se, dentro da Celesc Distribuição, que o atendimento a um certo município de Santa Catarina é bastante precário. Esse município é Alfredo Wagner, situado na região metropolitana de Florianópolis. Observou-se que o sistema de distribuição de energia elétrica deste município apresenta fragilidades. Ao longo deste trabalho, serão apresentadas análises dessas fragilidades, bem como sugestões para melhorias.

1.1 Objetivos

1.1.1 Objetivo geral

Analisar a confiabilidade do sistema de distribuição de energia elétrica do município de Alfredo Wagner, sob a perspectiva da recursividade da rede.

1.1.2 Objetivos específicos

1. Estimar os indicadores de continuidade e confiabilidade do sistema elétrico de Alfredo Wagner em seu formato atual;
2. Propor melhorias que poderiam ser implementadas no sistema elétrico em questão, como novas recursividades e conexões de rede;
3. Recalcular os indicadores de confiabilidade e continuidade do sistema, considerando a inserção das melhorias sugeridas.

1.2 Metodologia

Para alcançar os objetivos deste trabalho, utilizou-se como metodologia inicial a pesquisa quantitativa, ou seja, a coleta de dados. Os dados utilizados para estimar os indicadores de continuidade e confiabilidade de Alfredo Wagner foram extraídos do banco de dados da Celesc Distribuição S.A. Obtiveram-se informações sobre interrupções ocorridas no sistema elétrico em questão ao longo do ano de 2022.

Para efetuar cálculos e análises a partir dos dados obtidos, utilizou-se o *software* Microsoft Excel. Tal *software* permitiu a automação de cálculos por meio da implementação de fórmulas, facilitando a obtenção dos resultados desejados para os parâmetros de continuidade e confiabilidade da rede sob estudo. Além disso, o programa auxiliou também na construção de gráficos, os quais facilitaram a visualização dos diferentes resultados alcançados.

O trabalho está estruturado em sete capítulos. Após a presente introdução, os capítulos 2 e 3 trazem conceitos teóricos sobre confiabilidade de sistemas em geral e sobre sistemas de distribuição de energia elétrica, respectivamente. O capítulo 4 traz uma descrição da rede de distribuição que atende o município de Alfredo Wagner atualmente, enquanto o capítulo 6 versa sobre possíveis melhorias que poderiam ser implementadas nesse mesmo sistema. O capítulo 5 apresenta as análises e os cálculos dos indicadores de continuidade e confiabilidade para o sistema atual, ao passo que o capítulo 7 refaz os mesmos cálculos, considerando as melhorias propostas no capítulo 6, para estimar como seriam os ganhos nos indicadores.

2 CONFIABILIDADE DE SISTEMAS EM GERAL E DE SISTEMAS ELÉTRICOS

Neste capítulo é feita uma breve apresentação dos conceitos que regem a teoria relacionada à confiabilidade de sistemas, equipamentos e máquinas, utilizados para planejar a sua manutenção. Também são exploradas definições de confiabilidade dentro do universo de sistemas elétricos.

2.1 Conceitos gerais de confiabilidade

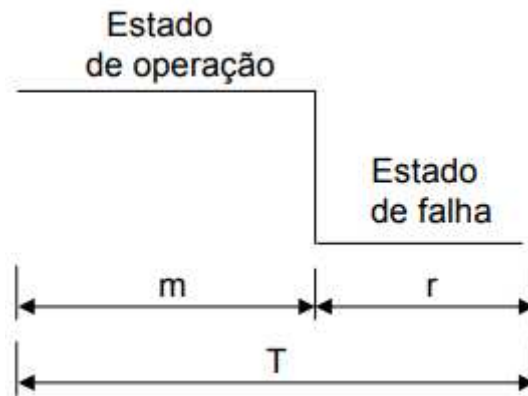
As definições apresentadas a seguir são válidas para qualquer tipo de sistema ou equipamento, não apenas para sistemas elétricos, que são o foco deste trabalho. Trata-se de conceitos gerais relacionados à confiabilidade de equipamentos, que são aplicados ao se desenvolver um plano de manutenção para os mesmos.

A confiabilidade é a “capacidade de um item desempenhar uma função requerida sob condições especificadas, durante um dado intervalo de tempo” (NBR ISO-5462, 1994, p. 3).

2.1.1 Tempos médios de funcionamento e reparo

Considere-se um certo sistema, componente, equipamento ou máquina de que se deseje avaliar a confiabilidade. Há somente dois estados possíveis para esse sistema: operação (funcionando normalmente) ou falha (fora de operação). A Figura 1 ilustra essa dinâmica:

Figura 1 – Diagrama de estados de um sistema



Fonte: Ribeiro (2005)

Trata-se de uma representação de um ciclo completo do sistema, em que ocorre uma falha e o mesmo é reparado. “T” é o tempo total do ciclo, que é, na verdade, o tempo médio de todas as ocasiões em que o sistema falha e volta à operação, até falhar novamente. Por isso, é também chamado *mean time between failure* (tempo médio entre falhas) ou “MTBT” (RIBEIRO, 2005).

O indicador “m” é o tempo médio em que o sistema/componente permanece em funcionamento, também chamado *mean time to failure* (tempo médio para falha) ou “MTTF”. Já o indicador “r” na Figura representa o tempo médio em que o sistema permanece em falha, também conhecido por *mean time to repair* (tempo médio para reparo) ou “MTTR”. Observe-se que $T = m + r$, ou $MTBT = MTTF + MTTR$ (RIBEIRO, 2005).

A probabilidade de se encontrar o sistema em funcionamento pode ser calculada da seguinte forma:

$$P(func) = \frac{m}{m+r} = \frac{m}{T} = \frac{MTTF}{MTTF + MTTR} = \frac{MTTF}{MTBT} \quad (1)$$

Já a probabilidade de o sistema encontrar-se no estado de falha é dada por:

$$P(falha) = \frac{r}{m+r} = \frac{r}{T} = \frac{MTTR}{MTTF + MTTR} = \frac{MTTR}{MTBT} \quad (2)$$

2.1.2 Taxas de falha e reparo

A taxa de falha “ λ ” de um equipamento ou componente é a taxa de transição do seu estado de funcionamento para o estado de falha. Pode ser calculada pela razão entre o número de falhas do componente ao longo de sua vida útil e o tempo total em que ele permaneceu em operação. É possível também levar em consideração apenas um único ciclo, de uma única falha, e o tempo a ser usado no cálculo é o tempo médio de funcionamento do componente por ciclo, ou seja, MTTF. Logo:

$$\lambda = \frac{n^{\circ}_{falhas}}{M} = \frac{1}{m} = \frac{1}{MTTF} \quad (3)$$

“M” é a quantidade de tempo total de funcionamento do componente. Nota-se que a taxa de falha (λ) é o inverso do tempo médio para falha (MTTF). É dada em falhas por unidade de tempo, de acordo com a unidade usada para o MTTF no estudo.

Analogamente, a taxa de reparo “ μ ” de um componente/sistema é a taxa de transição do estado de falha para o estado de funcionamento. É calculada por:

$$\mu = \frac{n^{\circ}_{reparos}}{R} = \frac{1}{r} = \frac{1}{MTTR} \quad (4)$$

com “R” sendo o tempo total em que o sistema permaneceu fora de operação ao longo de sua vida útil.

Para determinar a probabilidade de ocorrência de cada estado com base nas taxas de falha e reparo, (1) e (2) podem ser reescritas, de modo que:

$$P(func) = \frac{\mu}{\lambda + \mu} \quad (5)$$

$$P(falha) = \frac{\lambda}{\lambda + \mu} \quad (6)$$

2.2 Indicadores de continuidade do fornecimento em sistemas elétricos

Neste tópico são apresentadas as definições dos principais indicadores de continuidade de fornecimento de energia elétrica usados no Brasil, estipulados pela ANEEL. Também são uma forma de mensurar a confiabilidade dos sistemas elétricos. São normalmente divididos em duas categorias: individuais e coletivos (ANEEL, 2024a).

2.2.1 Indicadores individuais de continuidade em sistemas elétricos: DIC, FIC e DMIC

Duração Individual de interrupção por Consumidor (DIC): tempo total que uma certa unidade consumidora (“UC”) permaneceu sem energia no período de análise (ANEEL, 2024a):

$$DIC = \sum_{i=1}^n t(i) \quad (7)$$

em que $t(i)$ é o tempo de duração de cada interrupção “i” sofrida por esse consumidor no período de apuração. Ao total ocorreram “n” interrupções para esse cliente nesse período.

Frequência Individual de interrupção por Consumidor (FIC): indica a quantidade de vezes que uma certa UC teve o seu fornecimento de energia interrompido (por mais de três minutos) no período de estudo (ANEEL, 2024a):

$$FIC = n \quad (8)$$

Duração Máxima de Interrupção contínua por Consumidor (DMIC): duração da mais longa interrupção sofrida por um consumidor no período de análise:

$$DMIC = \max\{t(i)\} \quad (9)$$

2.2.2 Indicadores coletivos de continuidade em sistemas elétricos: DEC e FEC

Duração Equivalente de interrupção por Consumidor (DEC): intervalo de tempo médio no período em que cada consumidor do conjunto analisado permaneceu sem energia elétrica (ANEEL, 2024a). É calculada pela seguinte expressão:

$$DEC = \frac{\sum_{i=1}^n Ca(i) \times t(i)}{Cc} = \frac{\sum_{k=1}^{Cc} DIC(k)}{Cc} \quad (10)$$

$Ca(i)$ é a quantidade de consumidores atingidos em cada evento de interrupção “i” ocorrido no período de análise e $t(i)$ é o tempo de duração de cada uma dessas interrupções. Cc é quantidade de consumidores do conjunto elétrico analisado, que pode ser um município, uma região, os consumidores atendidos por um certo alimentador ou subestação, ou mesmo toda a área de concessão de uma distribuidora. É uma média ponderada da duração das interrupções ocorridas, com base também na quantidade de consumidores atingidos em cada uma. Resulta também no valor médio dos DICs de cada consumidor “k” do conjunto. Se o DEC de um conjunto em um período for 4, é como se todas as UCs desse conjunto tivessem permanecido desligadas por 4 horas nesse período.

Frequência Equivalente de interrupção por Consumidor (FEC): quantidade de interrupções no fornecimento de energia elétrica ocorridas, em média, para cada consumidor do conjunto analisado no período (ANEEL, 2024a). O FEC é calculado da seguinte forma:

$$FEC = \frac{\sum_{i=1}^n Ca(i)}{Cc} = \frac{\sum_{k=1}^{Cc} FIC(k)}{Cc} \quad (11)$$

Trata-se do somatório da quantidade de unidades consumidoras (“UCs”) desligadas em cada evento de interrupção, dividido pelo total de unidades do conjunto analisado, resultando em número médio global de desligamento das UCs desse conjunto no período apurado. Por exemplo, se o valor do FEC for igual a 2, é como se todas as UCs do conjunto tivessem sido desligadas 2 vezes durante o período de análise.

3 CONCEITOS GERAIS SOBRE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA EM MÉDIA TENSÃO

Como mencionado anteriormente, os sistemas elétricos de potência são divididos em três grandes blocos: geração, transmissão e distribuição, sendo esse último o responsável por entregar a energia ao consumidor final. Para cumprir essa função, os sistemas de distribuição de energia são compostos por um conjunto de equipamentos que têm o papel de converter o nível tensão da rede para os valores requeridos em cada setor da mesma.

Os setores da rede onde a tensão nominal é de até 1 kV (baixa tensão, “BT”) são denominados sistemas de distribuição secundários. Os trechos de rede com tensão nominal entre 1 kV e 69 kV (média tensão, “MT”) são chamados sistemas de distribuição primários, e os que possuem tensões entre 69 kV e 230 kV (alta tensão, “AT”) são os sistemas de distribuição de alta tensão ou de “subtransmissão” (ANEEL, 2024b). Neste trabalho, o principal objeto de estudo são os sistemas de distribuição primários, de média tensão.

Para se obterem as conversões de tensão necessárias, o principal equipamento de um sistema de distribuição é o transformador. Podem ser os de maior potência, instalados nas subestações, ou aqueles situados ao longo das redes primárias, que dão início aos circuitos de distribuição secundária.

Outros equipamentos presentes nas redes de distribuição primárias (enfoque do trabalho) são: reguladores de tensão (para compensar a queda de tensão natural de redes muito extensas), bancos de capacitores (para melhorar o fator de potência do sistema e compensar reativos), chaves fusíveis (para proteção de trechos de rede e transformadores) e os religadores automáticos.

O religador automático é um equipamento que será muito abordado neste trabalho. Possui o objetivo de garantir a proteção das redes de distribuição à jusante, e tem a capacidade de realizar repetidas operações de abertura e fechamento de um circuito durante a ocorrência de um defeito, com o intuito de eliminar defeitos transitórios (MAMEDE FILHO; MAMEDE, 2011).

Os sistemas de distribuição primários são, em sua essência, radiais, isto é, há apenas um único caminho da fonte (subestação) até cada consumidor

atendido por essa rede de média tensão, também chamada de “alimentador”. Esta característica de radialidade dos sistemas de distribuição simplifica os ajustes de proteção, manutenção e operação dos equipamentos de proteção instalados na rede elétrica. Porém, qualquer ocorrência que resulte em uma interrupção no trecho principal dos sistemas de distribuição acarreta no desligamento de todos os consumidores a jusante (SPERANDIO, 2008).

Para contornar esse problema, existem os sistemas de manobra, compostos por chaves normalmente fechadas (“NF”) e normalmente abertas (“NA”). As chaves NF são usadas para seccionar a rede para isolar defeitos, enquanto que as chaves NA representam uma opção alternativa para transferir parte da carga para outros alimentadores adjacentes (SPERANDIO, 2008).

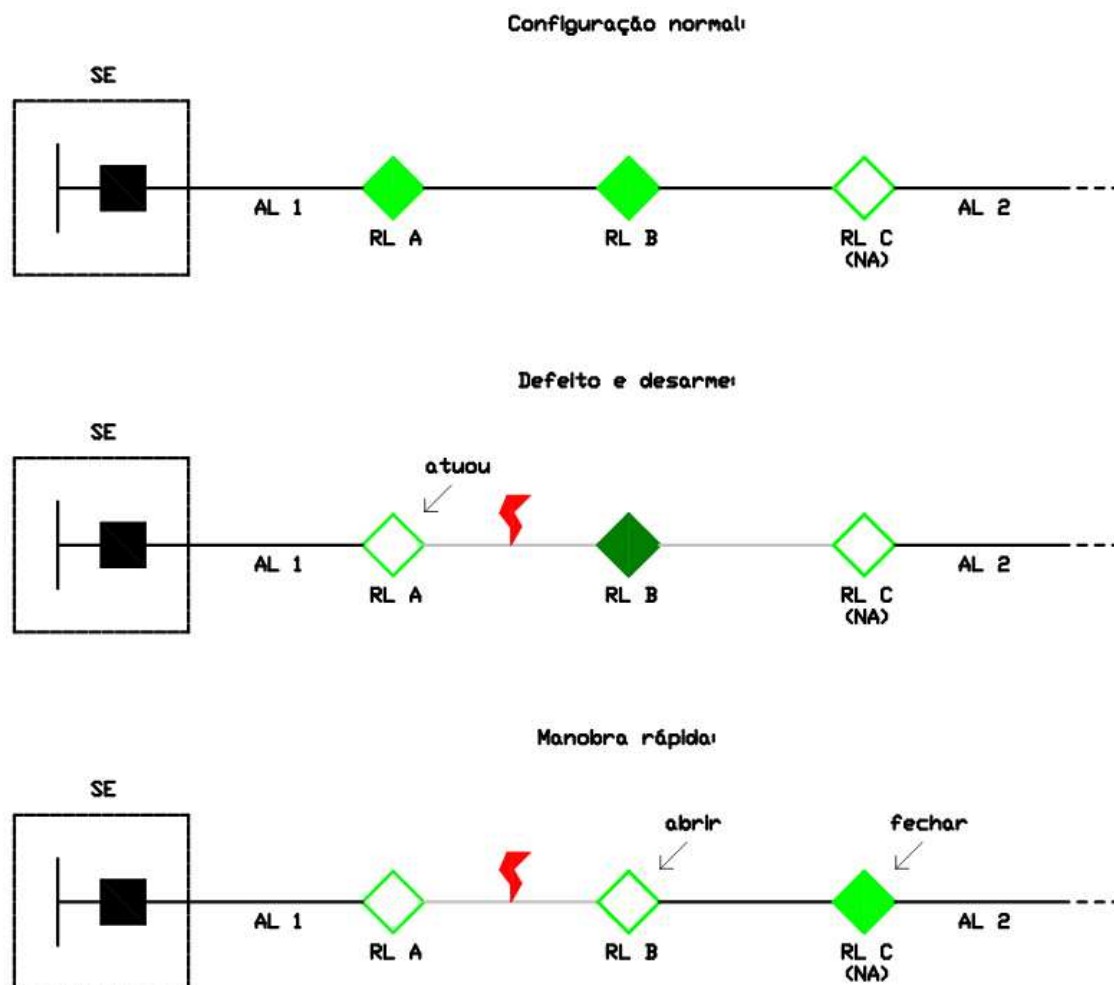
Em sua maioria, essas chaves são operadas de forma manual, por equipes de campo. Mas existe a possibilidade de tais transferências de carga serem feitas de forma telecomandada, por meios de equipamentos automáticos, como é explanado na seção a seguir.

3.1 Manobras rápidas via religadores telecomandados

Este é um assunto bastante relevante para os estudos desenvolvidos no presente trabalho. As manobras rápidas, feitas por meio de religadores automáticos de rede, consistem em transferir trechos de um alimentador para outro, quando da atuação de alguma proteção à montante. Tais manobras são executadas, via telecomando, pelo operador do sistema de média tensão, a partir do Centro de Operação da Distribuição (COD). É sabido que o defeito que provocou o desarme não está no trecho que será remanejado.

Por exemplo: considere-se um certo alimentador “1” que possua em seu tronco dois religadores NF “A” e “B” e um religador NA “C”, que é um ponto de conexão com outro alimentador “2”. Caso atue o religador A, presume-se que a falta tenha sido no trecho após esse religador e antes do religador B, do contrário ocorreria atuação do religador B, de acordo com a coordenação das proteções. Então o operador pode abrir via telecomando o “RL” (religador) B e fechar o C, transferindo parte da carga para o alimentador 2. A Figura 2 traz um diagrama esquemático que ilustra essa sequência de etapas.

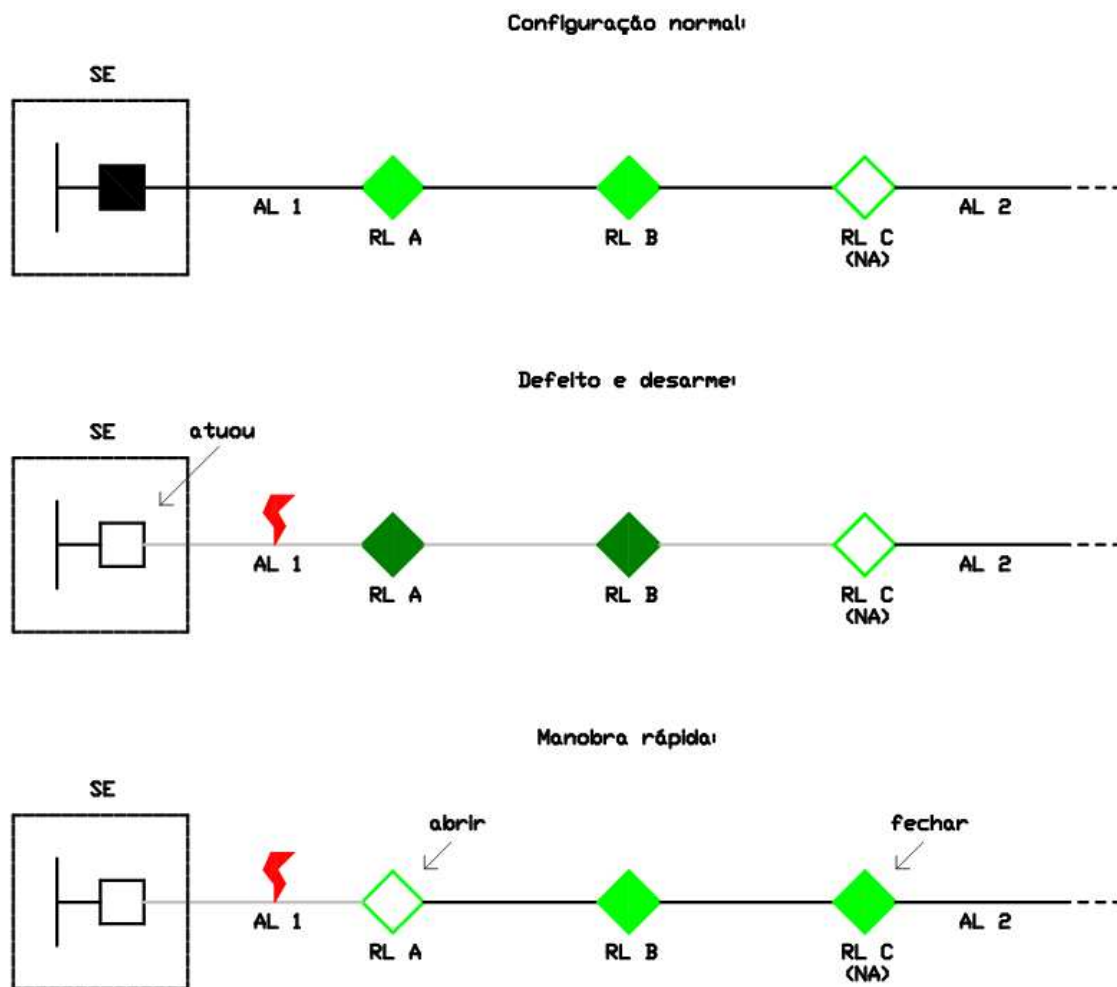
Figura 2 – Diagrama explicativo das manobras rápidas via religadores



Fonte: do autor

Caso o desarme tenha ocorrido no próprio alimentador da SE, presume-se que o defeito esteja no trecho inicial do tronco, entre a saída do “AL” (alimentador) e o RL A. Assim, o operador pode abrir, via telecomando, o RL A e fechar o C, tomando antes a precaução de analisar se o carregamento característico do trecho a ser transferido é suportado pelo AL 2 e pelo cabeamento da rede. Essa outra situação envolvendo manobras rápidas é exemplificada no diagrama esquemático da Figura 3. Executar essas transferências de carga de forma precisa e ágil, de preferência em menos de três minutos (pois nesse caso não há contabilização de indicadores), também é uma importante tarefa do operador de MT.

Figura 3 – Segunda possibilidade de manobras rápidas via religadores

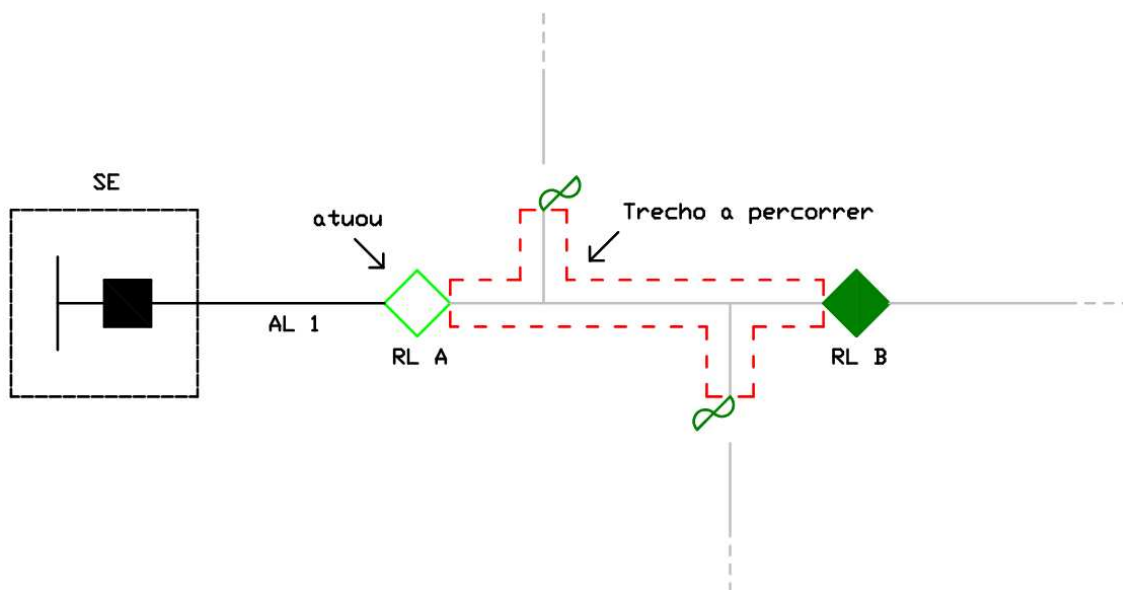


Fonte: do autor

3.2 Trecho a ser percorrido e descoordenação

Após a identificação do provável trecho onde está o defeito, de acordo com a análise das proteções atuadas, delegam-se equipes de campo para percorrer esse trecho. Percorre-se apenas o trecho protegido pelo religador que atuou, até as proteções à jusante, ou seja, até o(s) religador(es) seguinte(s) no tronco. Da mesma forma, não é necessário adentrar em ramais protegidos por chaves fusíveis porque, teoricamente, elas que deveriam atuar caso o defeito fosse após as mesmas. Ou seja, presume-se, em um primeiro momento, que não está ocorrendo o fenômeno da descoordenação. A Figura 4 ilustra o procedimento descrito.

Figura 4 – Trecho a ser percorrido quando da atuação de um religador

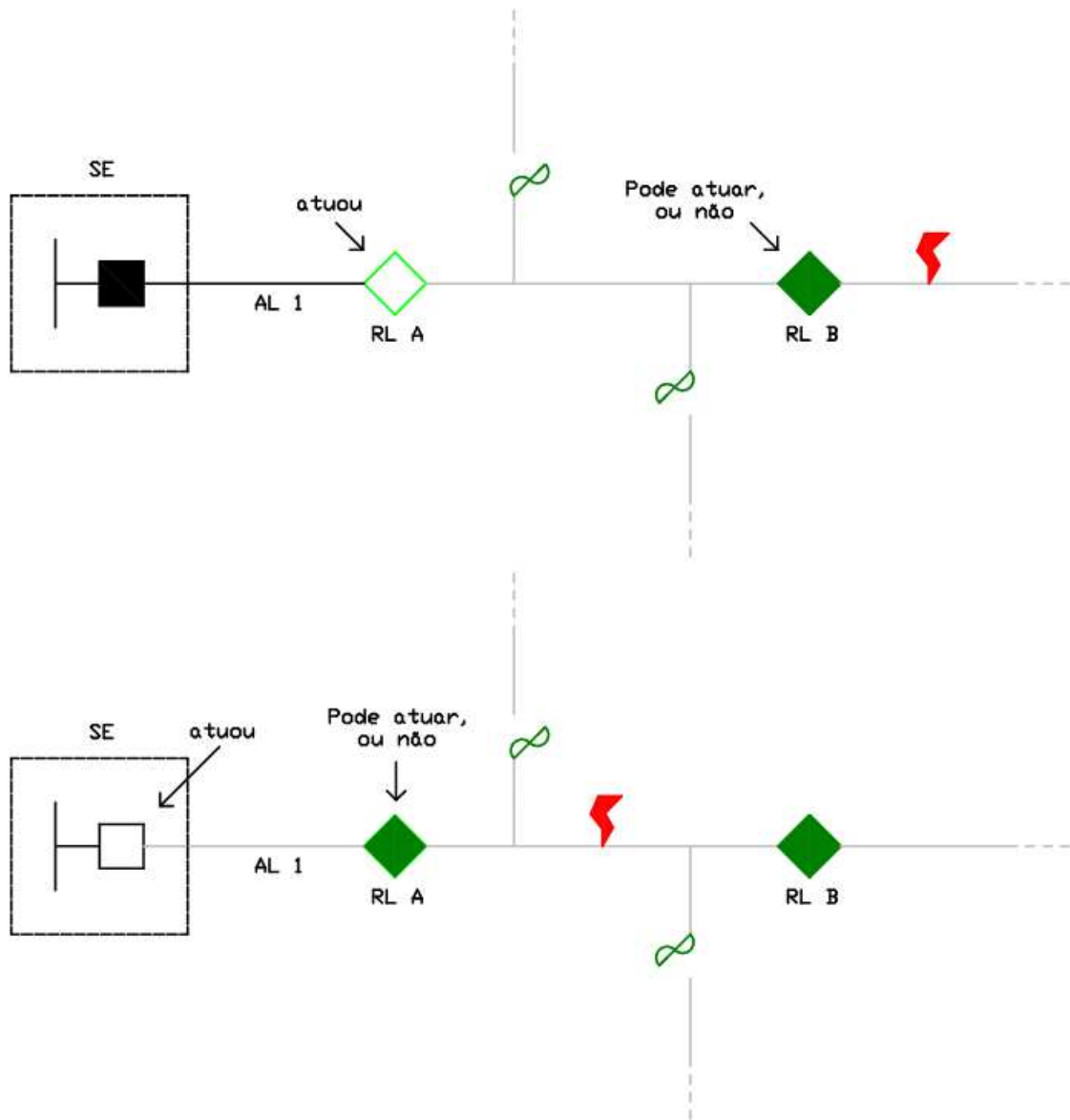


Fonte: do autor

Depois de percorrer o trecho e eliminar ou isolar o defeito, a equipe entra em contato com o centro de operação e solicita uma tentativa de fechamento do religador ou alimentador que se encontrava atuado.

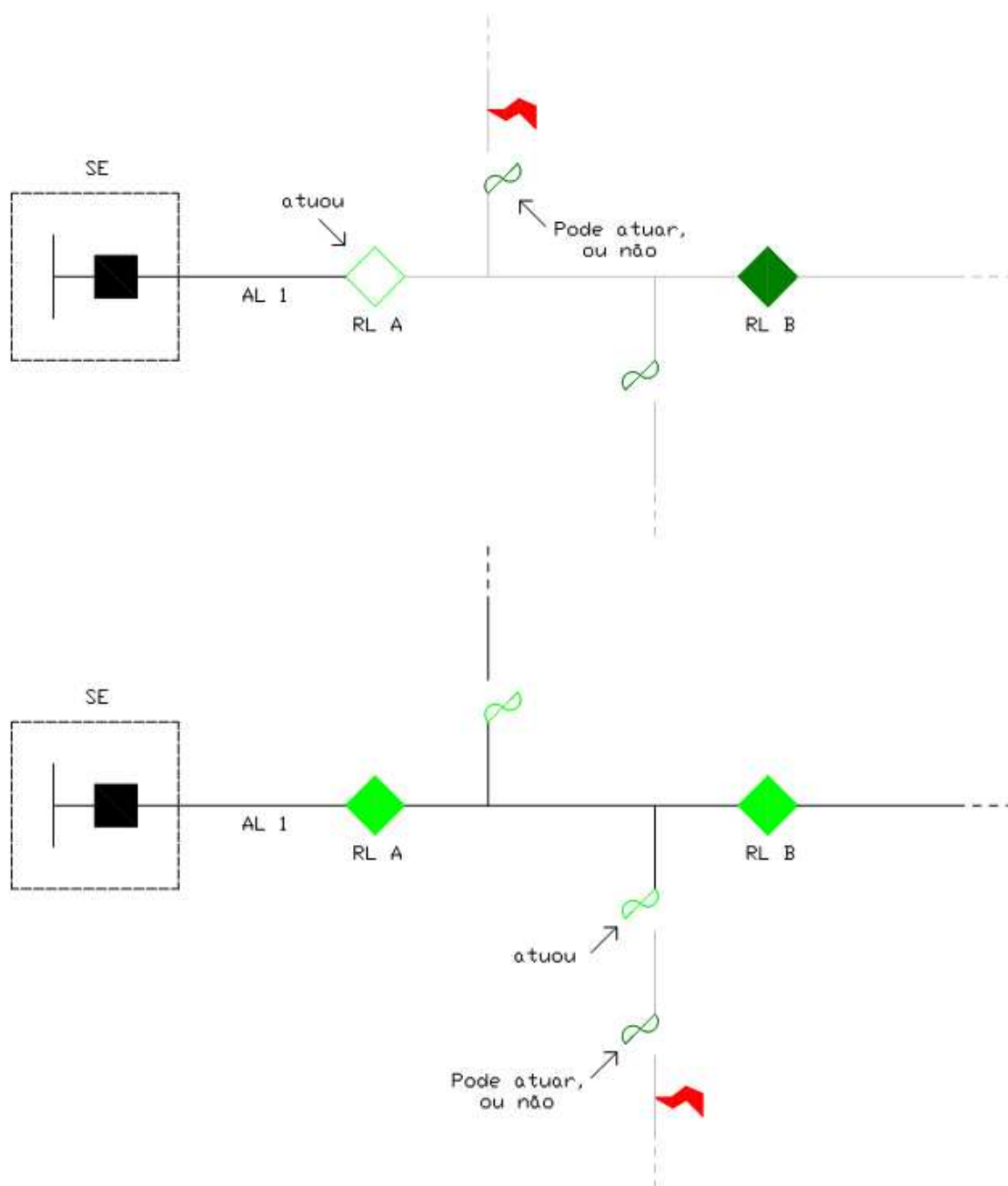
Caso a equipe tenha percorrido o trecho uma ou mais vezes, não tenha encontrado nada anormal e o religador não tenha aceitado o fechamento, passa-se a considerar a possibilidade de que alguma proteção posterior não tenha atuado corretamente. Tal proteção pode ser uma chave fusível de ramal ou mesmo outros religadores de rede. Tal acontecimento, denominado “descoordenação”, pode ocorrer também com uma chave fusível de ramal e o seu ramal anterior, com uma chave fusível de transformador e a chave de ramal, ou seja, entre fusíveis em geral. O fenômeno da descoordenação é exemplificado nas Figuras 5 e 6.

Figura 5 – Descoordenação com religadores



Fonte: do autor

Figura 6 – Descoordenação com fusíveis



Fonte: do autor

Algumas vezes, ocorre a abertura simultânea de dois religadores em sequência no mesmo tronco, ou então a abertura do próprio alimentador na subestação juntamente com algum religador. Nessas situações, uma das atribuições do operador do Centro de Operação da Distribuição (COD) é analisar as proteções atuadas, determinar se realmente se trata de uma provável descoordenação e religar o equipamento aberto à montante.

4 DESCRIÇÃO DO ALIMENTADOR NO FORMATO ATUAL

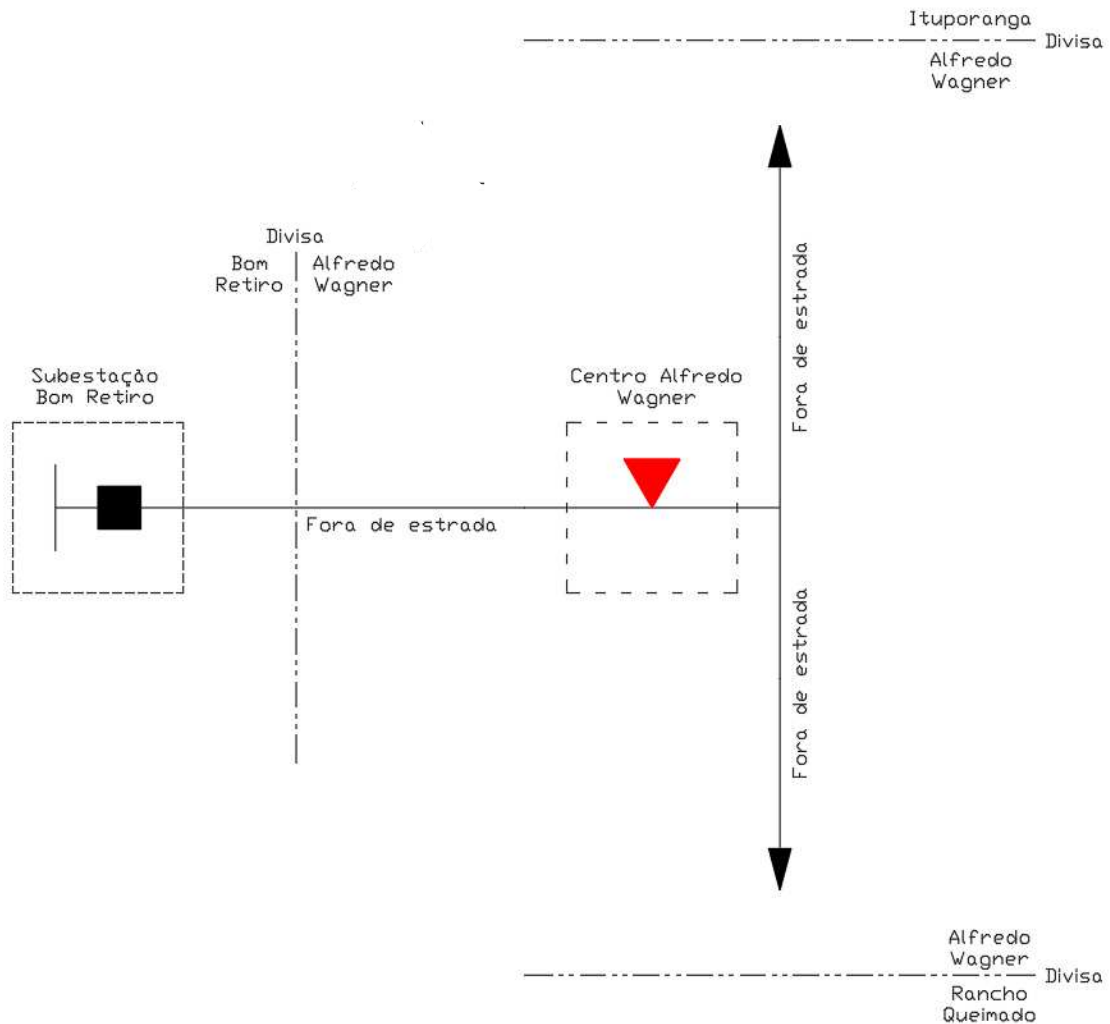
O sistema de distribuição a ser estudado no presente trabalho é o alimentador que atende o município de Alfredo Wagner, na região metropolitana de Florianópolis, Santa Catarina. Tal alimentador parte do município vizinho, Bom Retiro, onde fica a subestação de distribuição 69 kV / 23 kV. A distância entre os centros das duas cidades é de 25 km.

Uma característica marcante desse alimentador é a inexistência de recursividade. Não há nenhum ponto de conexão com outros alimentadores para possibilitar remanejamentos de carga. Ele é o único alimentador que parte de Bom Retiro em direção a Alfredo Wagner. Na extremidade oposta do município, na divisa com a cidade de Rancho Queimado, a priori, não seria possível uma conexão porque ali a tensão nominal da rede de distribuição é 13,8 kV, enquanto que em Alfredo Wagner, Bom Retiro e demais localidades da região, a tensão padrão é 23,1 kV. Os índices de continuidade insatisfatórios verificados para o município são devidos principalmente a esse problema da falta de recursividade.

O trecho inicial do alimentador, entre a subestação e a chegada ao centro da cidade de Alfredo Wagner, possui a característica de ser praticamente expresso, isto é, quase não possui transformadores. Há uma carga relativamente baixa nessa parte do sistema, e uma quantidade pequena de UCs em relação ao restante do alimentador. Trata-se de uma área rural, com baixa densidade de carga. Pelo fato de atravessar uma área rural, esse trecho da rede possui a peculiaridade de ser totalmente fora de estrada. O tronco do alimentador passa por locais de difícil acesso, cruzando áreas de mata fechada e propriedades particulares. A vegetação muito próxima aos cabos, bem como a dificuldade que se enfrenta para percorrer e inspecionar essa parte do alimentador quando ocorrem desarmes, são outros dois fatores que contribuem para os baixos índices de confiabilidade do sistema em questão. Na Figura 7, apresenta-se um diagrama esquemático que traz um panorama geral desse sistema, com as características mencionadas. Já na

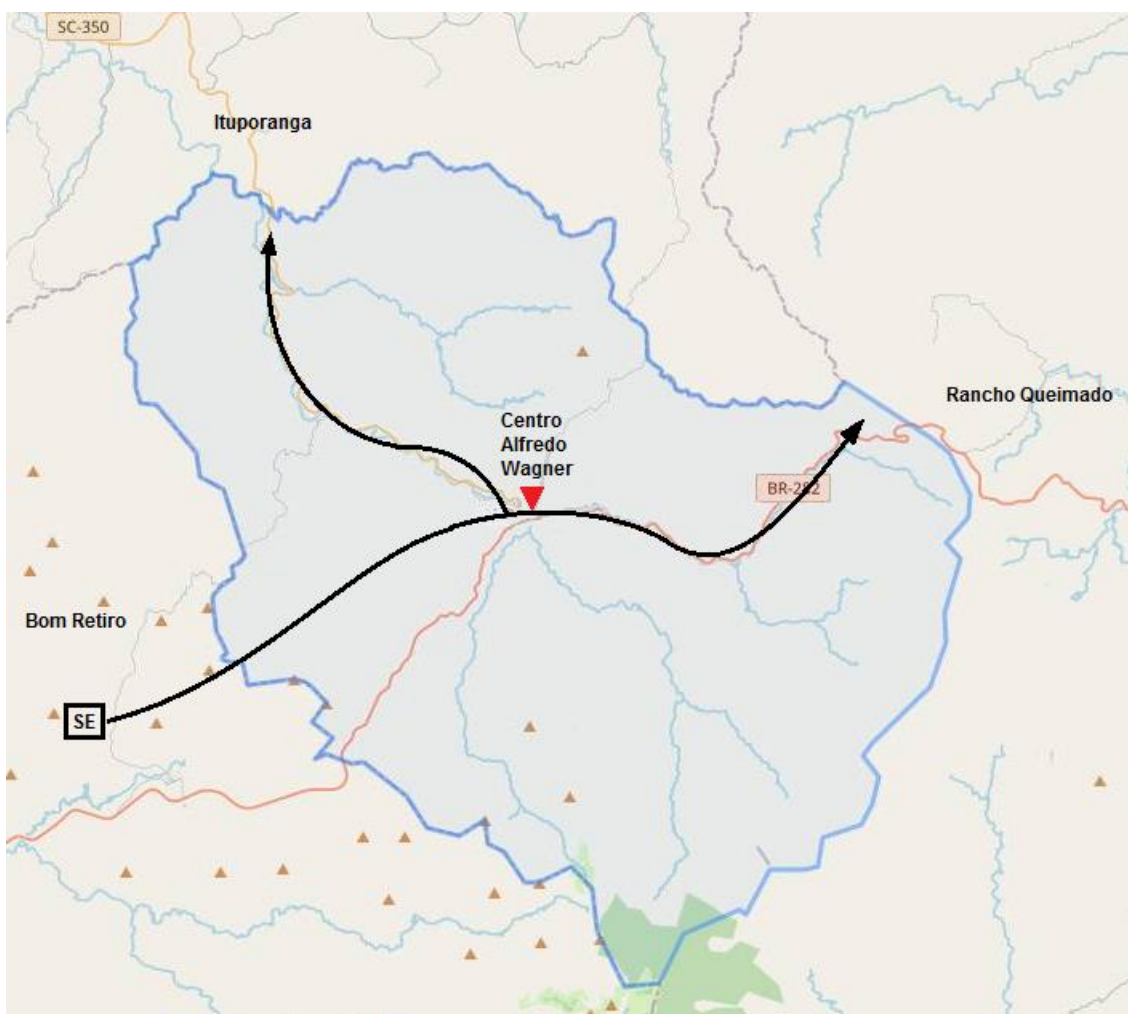
Figura 8 é possível visualizar um mapa dos municípios da região, indicando por onde passa a rede do tronco desse alimentador.

Figura 7 – Diagrama ilustrativo geral do alimentador



Fonte: do autor

Figura 8 – Localização do alimentador no mapa



Fonte: adaptado de Guiamapa (2022)

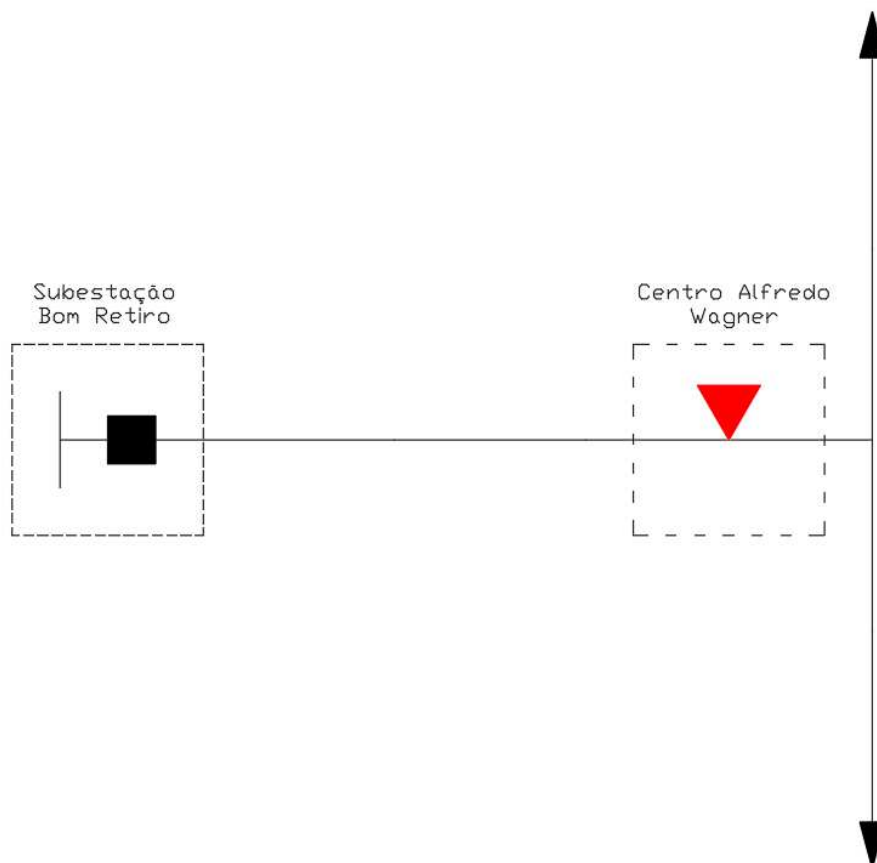
4.1 Melhorias recentes

Apesar de ainda ser considerado um sistema frágil, do ponto de vista da confiabilidade, para os padrões de hoje, a rede de distribuição que atende Alfredo Wagner tem passado por melhorias nos últimos tempos. As principais delas, com efeitos mais imediatos, são a instalação de religadores de rede ao longo do tronco do alimentador. Os dois primeiros a serem implementados foram concebidos com a intenção de proteger duas regiões distintas do interior do município, após o centro, no sentido fonte-carga. Em casos de ocorrência de defeitos na rede nessas regiões interioranas, eles evitam o desarme do alimentador na subestação e a consequente interrupção do fornecimento de energia para todo o município, incluindo o centro, como ocorria antigamente.

Daqui em diante, esses equipamentos serão nomeados neste trabalho como religadores “1” e “2”, ou com as abreviaturas “RL 1” e “RL 2”.

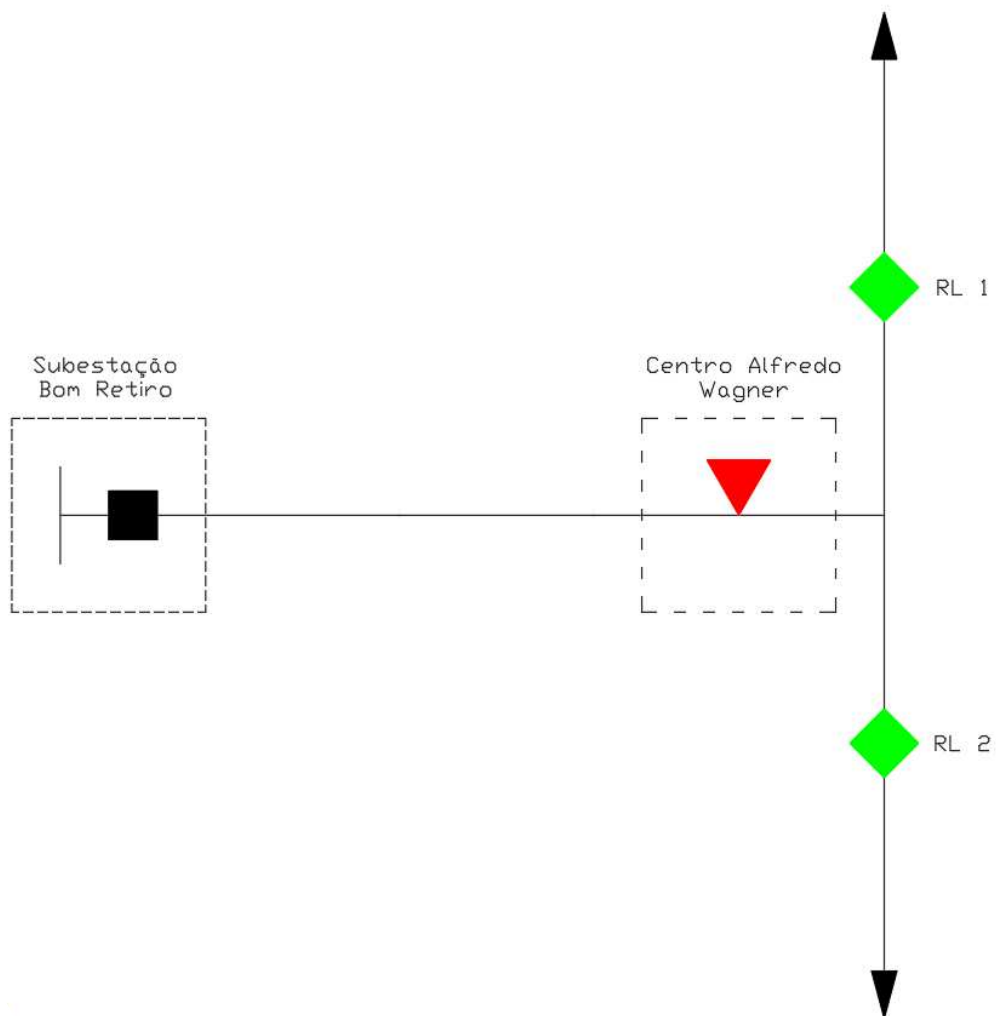
Na Figura 9 consta o diagrama esquemático do alimentador antes de todas as melhorias. Não há religadores de trecho, toda a rede do tronco é protegida pela saída do alimentador na subestação. Já na Figura 10 está representado o sistema com a sua primeira melhoria, que é a instalação dos religadores de rede 1 e 2 (simbolizados por um losango verde). Por fim, a Figura 11 traz o mapa da rede elétrica da região com a melhoria citada, isto é, com a inclusão dos RLs 1 e 2 e sua localização geográfica.

Figura 9 – Diagrama esquemático do alimentador no formato inicial, antes das melhorias



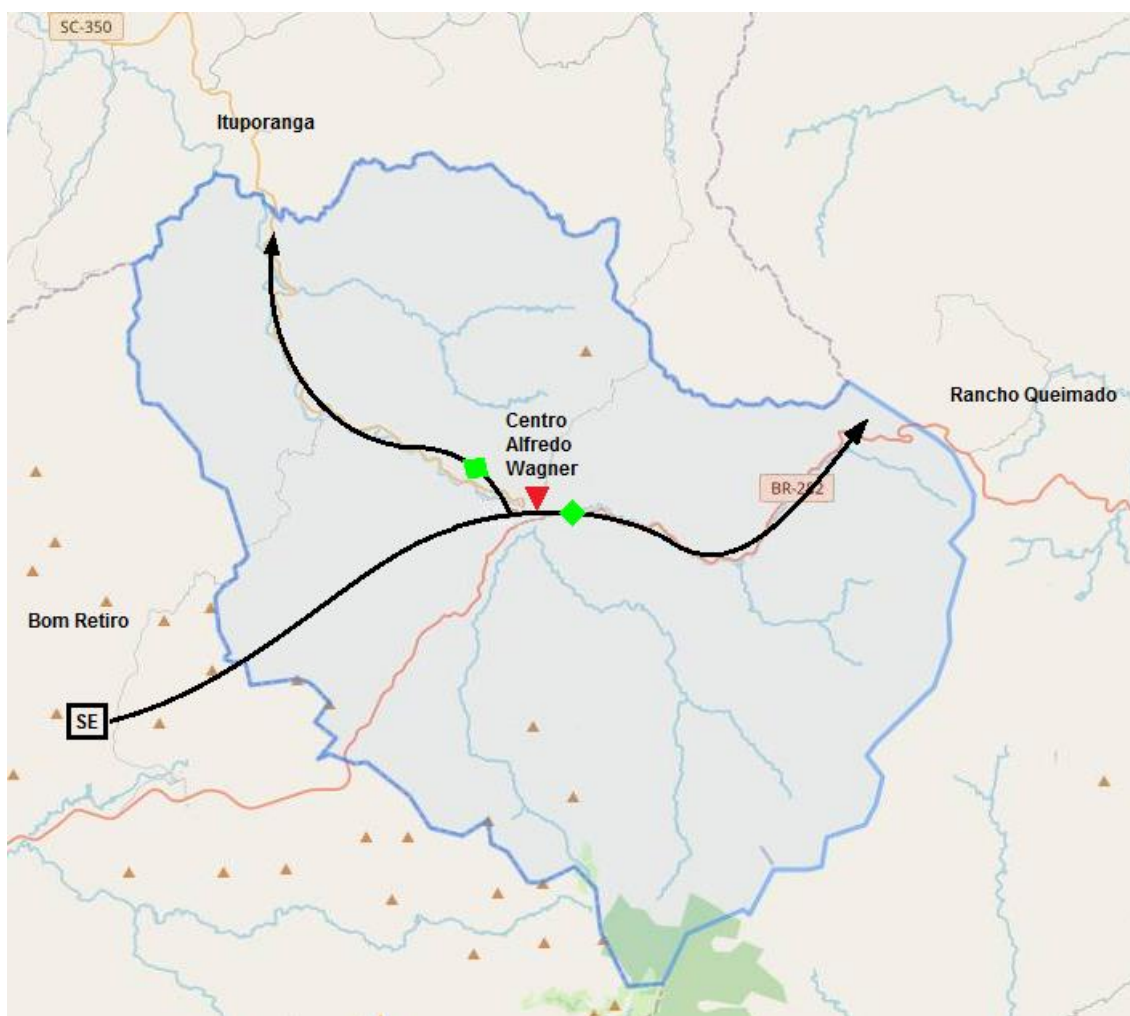
Fonte: do autor

Figura 10 – Diagrama esquemático do alimentador com a inclusão dos religadores 1 e 2



Fonte: do autor

Figura 11 – Mapa do alimentador com a inclusão dos religadores 1 e 2

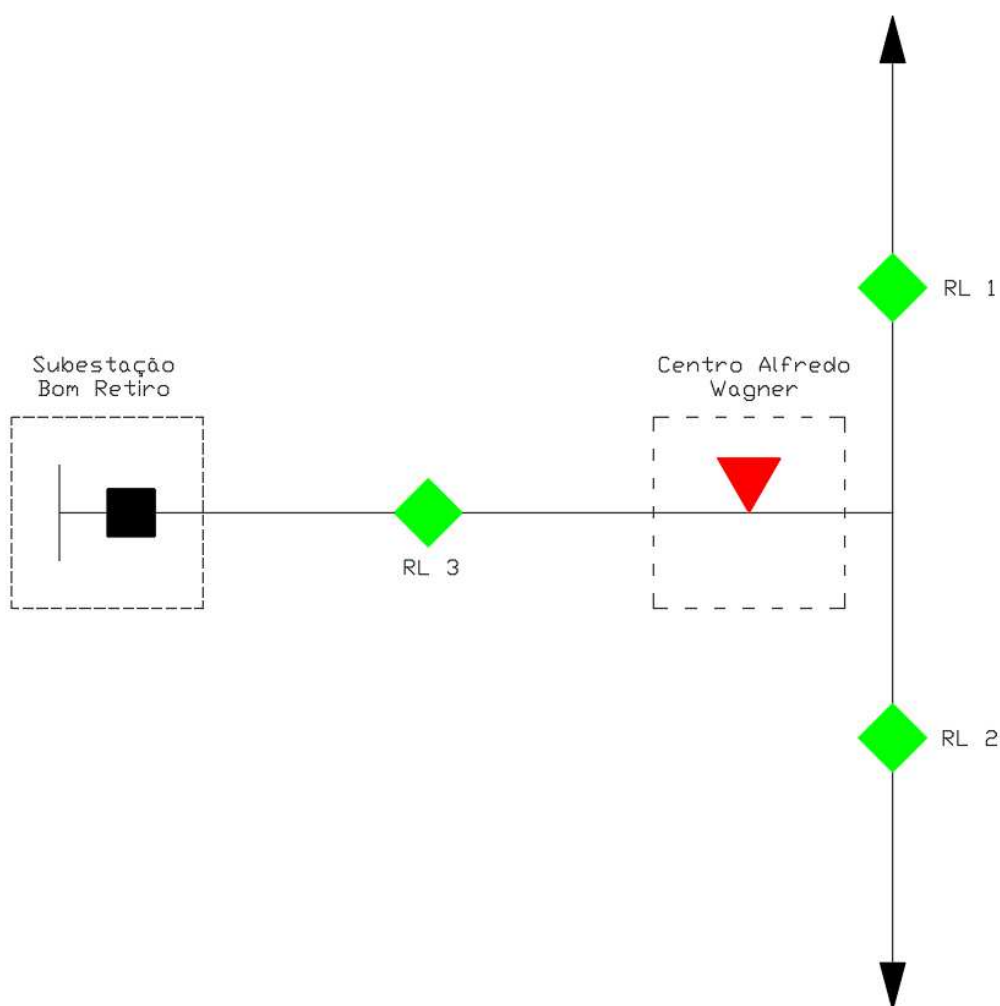


Fonte: adaptado de Guiamapa (2022)

Posteriormente, foi instalado o religador “3” no sistema, localizado logo após a divisa de Alfredo Wagner com Bom Retiro. Tal equipamento passou a exercer a função de seccionar o trecho de rede fora de estrada entre a subestação e o centro da cidade. O trecho a ser percorrido pelas equipes de campo, em caso de defeitos nessa rede, foi reduzido à metade. Quando a falta situa-se antes do religador, ocorre a atuação do alimentador na subestação, e se sabe que o trecho a ser percorrido é somente da subestação até o religador. Quando o defeito está após o religador 3, ocorrerá a atuação do mesmo, permanecendo ligado o alimentador na subestação, por conta da coordenação entre as curvas de atuação de ambos os aparelhos. Dessa forma, sabe-se que é preciso inspecionar a rede apenas a partir do religador 3. Contudo, nesse

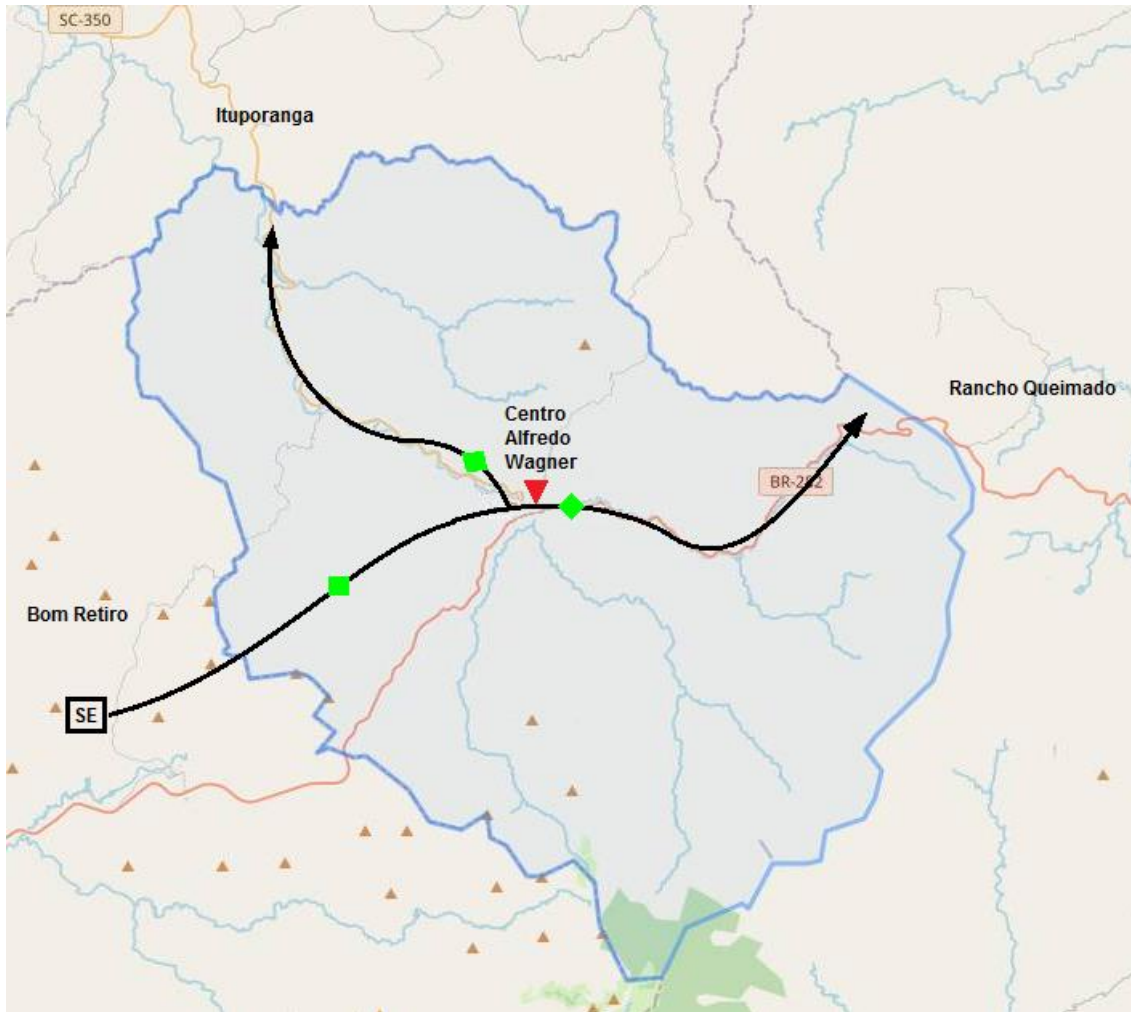
caso, seria necessário percorrer o trecho fora de estrada (após o religador 3) até o centro da cidade, e a rede do centro da cidade e as derivações até os religadores 1 e 2, citados nos parágrafos anteriores. Segue na Figura 12 o esquema ilustrativo dessa nova melhoria e, na Figura 13, a representação geográfica do sistema elétrico no mapa.

Figura 12 – Diagrama esquemático do alimentador após a inclusão do religador 3



Fonte: do autor

Figura 13 – Mapa do alimentador após a inclusão do religador 3



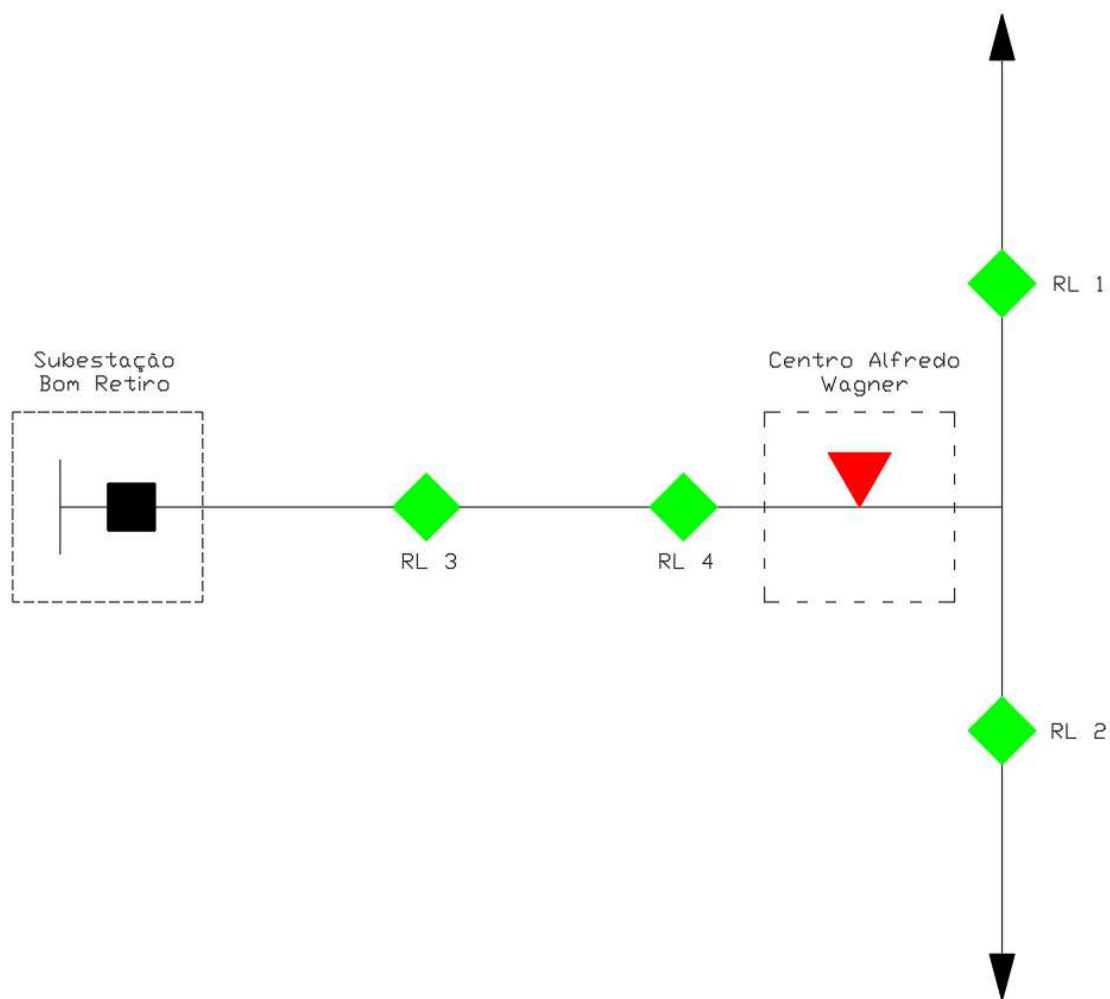
Fonte: adaptado de Guiamapa (2022)

O quarto religador de trecho instalado no alimentador, o mais recente, foi inserido com o intuito de melhorar o desempenho do sistema em relação ao que foi mencionado anteriormente. O mesmo está situado logo antes do centro de Alfredo Wagner, no sentido fonte-carga. Novamente, foi reduzido o trecho a ser inspecionado em caso de falhas, o que proporciona um ganho de tempo considerável. Antes, em caso de atuação do religador 3, era necessário percorrer a segunda metade do trecho fora de estrada e ainda o centro da cidade, até os religadores 1 e 2. Com a instalação do religador 4, caso o mesmo atue, sabe-se que o defeito está no centro da cidade e se inspeciona apenas essa região, até os religadores 1 e 2, o que é relativamente rápido. Caso atue o religador 3, devido ao estudo de coordenação efetuado para todo

o sistema, sabe-se que a falta ocorreu na segunda metade do trecho fora de estrada, antes do centro da cidade.

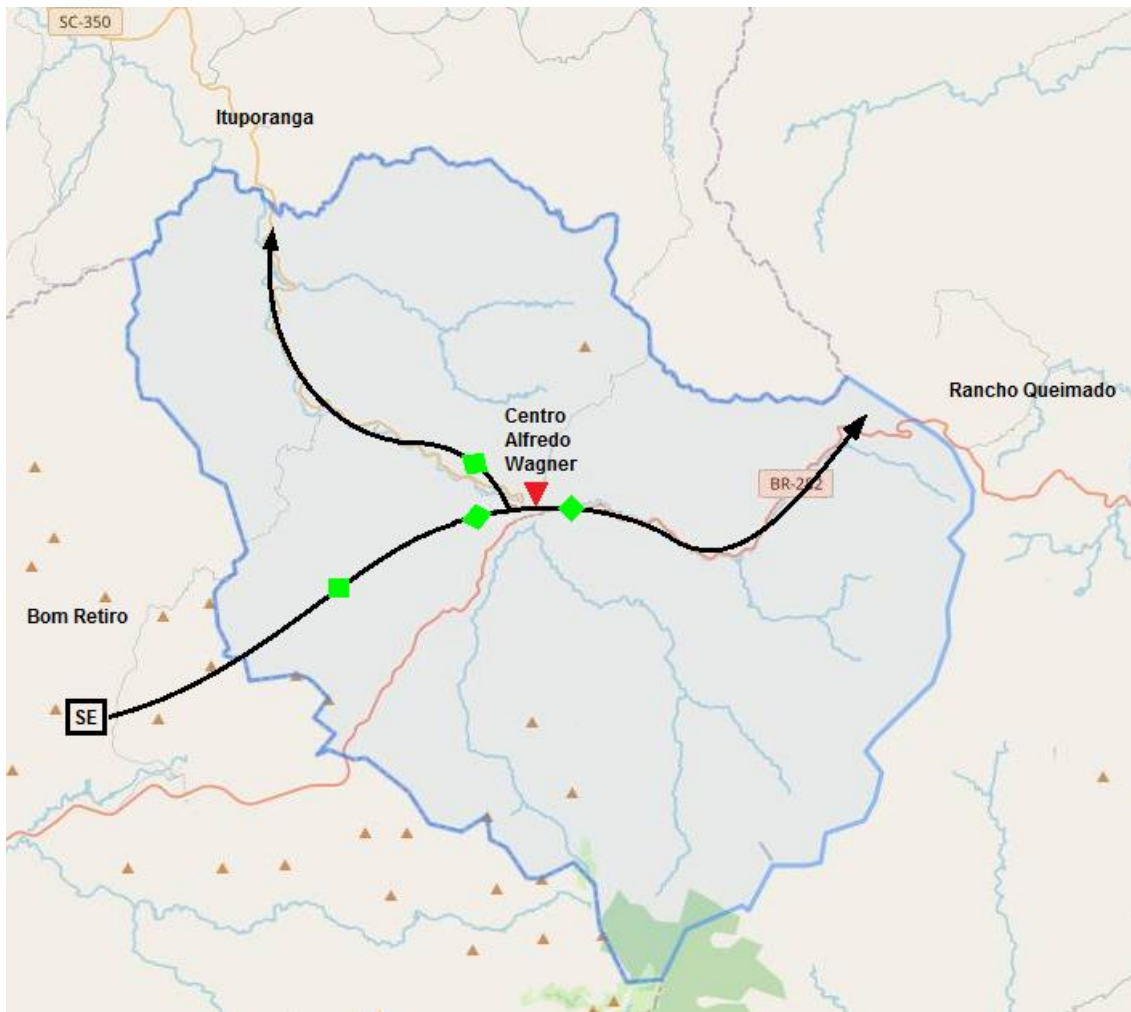
A Figura 14 ilustra essa característica. Nela consta o diagrama esquemático do alimentador após a inclusão do religador 4. Esse é o formato atual do sistema que se encontra em campo. A Figura 15 traz a representação do alimentador no mapa da região.

Figura 14 – Diagrama esquemático do alimentador em seu formato atual, após a inclusão do religador 4



Fonte: do autor

Figura 15 – Mapa do alimentador em seu formato atual, após a inclusão do religador 4



Fonte: adaptado de Guiamapa (2022)

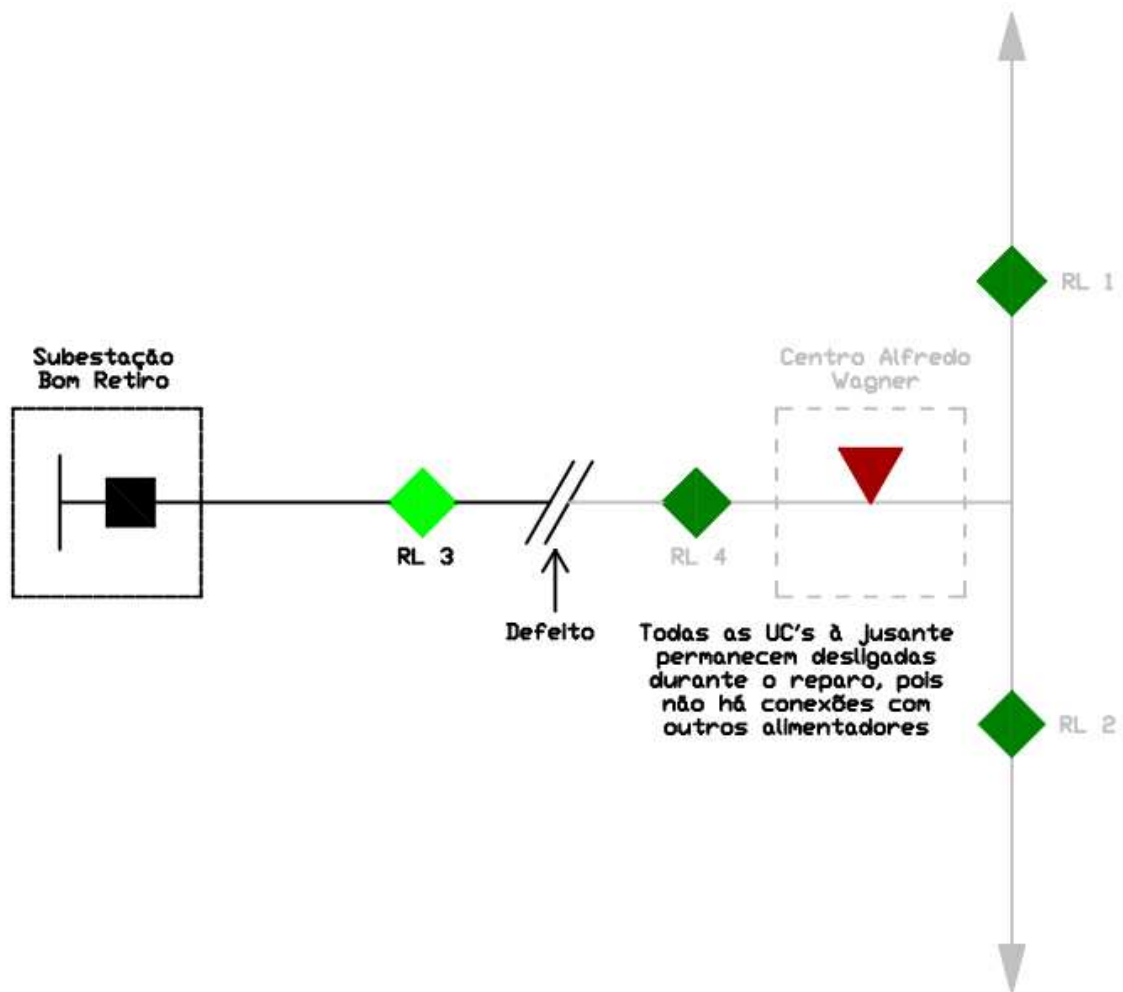
Além das mudanças já citadas, outras melhorias secundárias também foram implementadas no sistema. É o caso da instalação de chaves religadoras eletrônicas, também chamadas de “*tripsavers*”, em substituição a chaves fusíveis mecânicas convencionais. Outro exemplo é a substituição de condutores nus por redes compactas em determinados trechos. Contudo, elas não serão o foco deste trabalho. Nele, abordar-se-á a confiabilidade do sistema com ênfase na recursividade e na conectividade do alimentador.

4.2 Ausência de recursividade: principal fragilidade do sistema

Apesar dessas melhorias implementadas nos últimos anos, a ausência de recursividade ainda representa um gargalo para a confiabilidade do sistema. Essa fragilidade fica evidente quando ocorrem defeitos na rede de distribuição cujo tempo de reparo é significativamente alto. É o caso, por exemplo, de postes caídos. Nessas situações, é necessário deslocar uma equipe de manutenção pesada, equipada com caminhão *munck*, e que tem sua base situada em Florianópolis. Fora o tempo de deslocamento dessa equipe, o tempo do reparo em si, isto é, da substituição do(s) poste(s) danificados, já é bastante elevado, estimado em algumas horas. Caso houvesse pontos de conexão com outros alimentadores, a carga após o local desse defeito permanente poderia ser remanejada. Mas como não há, no formato atual da rede, todas as unidades consumidoras do alimentador após esse ponto ficam desligadas.

A Figura 16 exemplifica essa situação. Caso ocorra um defeito permanente, como um poste danificado, no trecho inicial do alimentador, todo o restante da rede, incluindo o centro de Alfredo Wagner, permanece sem energia, como é indicado no diagrama.

Figura 16 – Impacto causado ao sistema devido à falta de recursividade em caso de defeito no trecho inicial



Fonte: do autor

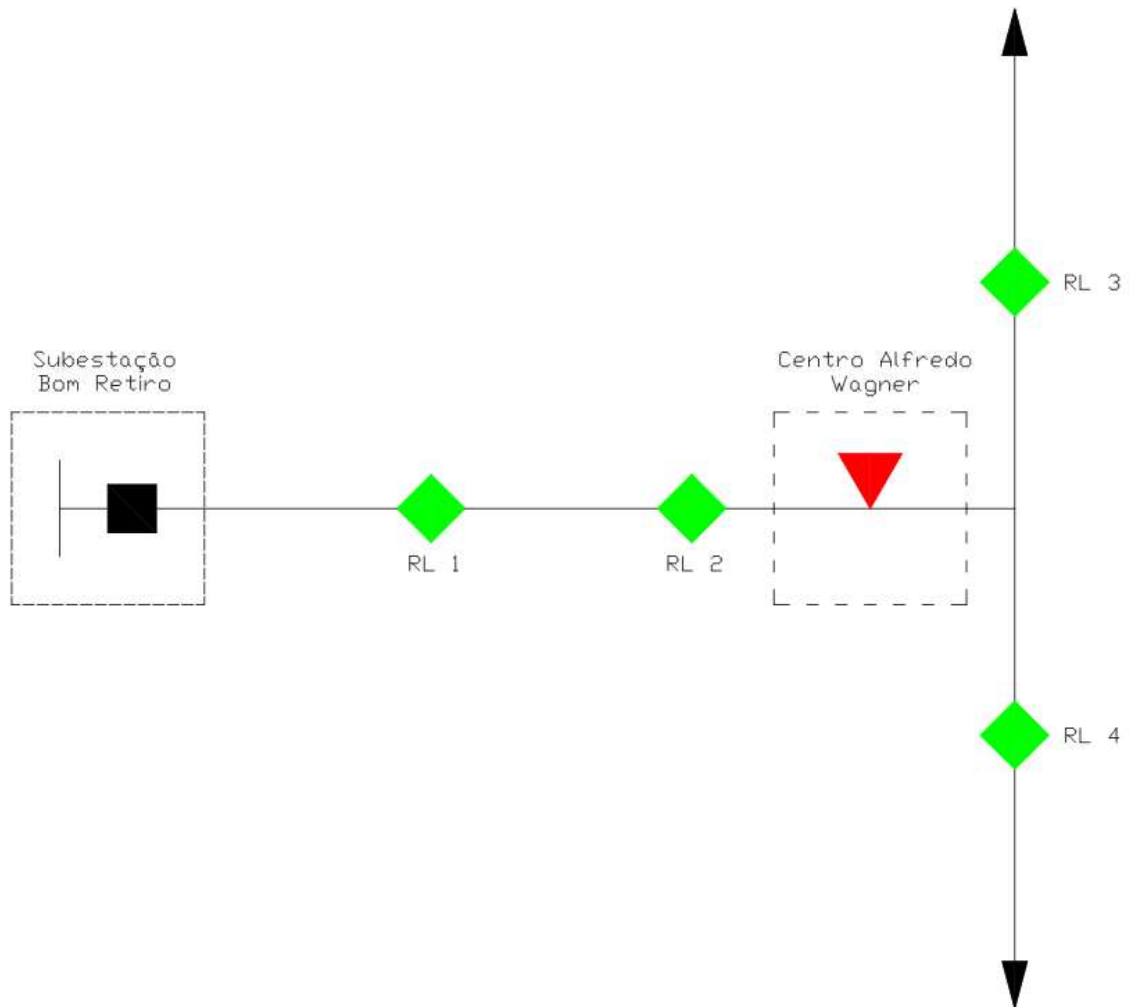
Até mesmo defeitos de tempo de reparo mais curto causam impactos consideráveis nos indicadores. Condutores de rede rompidos, por exemplo, podem ser recuperados pela própria equipe de plantão que percorre o trecho, equipada com caminhonete leve. Não é necessário deslocar uma equipe pesada para esse tipo de atendimento. Normalmente, o tempo para que a equipe leve execute tal conserto é inferior a uma hora. Porém, se houvesse a possibilidade de a própria equipe leve executar manobras no alimentador para religar os consumidores antes desse reparo, a redução nos indicadores de continuidade seriam significativos.

No capítulo 6 deste são apresentadas sugestões de possíveis soluções para a ausência de recursividade no alimentador, proporcionando excelentes ganhos nos indicadores de continuidade da distribuidora e na qualidade do fornecimento de energia elétrica ao município de Alfredo Wagner.

4.3 Descrição dos trechos do alimentador

Para efeitos de nomenclatura, a partir deste ponto do trabalho, os dois primeiros religadores presentes no tronco principal do alimentador serão chamados de “RL1” e “RL2”. Já o religador que protege o trecho que deriva para a esquerda (no sentido fonte – carga) após o centro de Alfredo Wagner será chamado “RL3”, enquanto o que protege o trecho que “abre” para a direita receberá a codificação “RL4”. Haverá, portanto, uma mudança na nomenclatura em relação ao que foi apresentado na seção 4.1 e em seus diagramas, onde se adotou a ordem cronológica de instalação dos religadores para a numeração dos mesmos. A Figura 17 traz o diagrama do alimentador atual com a nova codificação.

Figura 17 – Diagrama esquemático do alimentador em seu formato atual com a nova identificação dos religadores



Fonte: do autor

Assim, ficam estabelecidos também os cinco trechos pré-definidos do alimentador que serão estudados, que correspondem aos trechos de proteção dos equipamentos de seu tronco. São eles:

1. SE – RL1
2. RL1 – RL2
3. RL2 – RL3/RL4
4. circuito do RL3
5. circuito do RL4

Os dois últimos trechos, os de número 4 e 5, são trechos com característica “fim de rede”.

Dito isso, apresentam-se, no Quadro 1, informações relativas à quantidade de UCs de cada trecho, bem como carga instalada e carregamento típico. Essas informações foram obtidas junto à Celesc Distribuição S/A, a partir da base de dados da empresa.

Quadro 1 – Dados dos 5 trechos de estudo definidos para o alimentador

	Trecho	UCs	Carga Instalada (kVA)	Carga Típica (kVA)
1	SE - RL1	305	1.825	615
2	RL1 - RL2	725	3.787	605
3	RL2 - RL3/RL4	2.294	6.084	1.708
4	circ. RL3	2.374	12.194	1.420
5	circ. RL4	926	5.432	395

Fonte: do autor

Observação 1: a coluna “Carga Típica” refere-se ao carregamento do alimentador no dia 21/01/2022, data na qual foi verificada a carga mais elevada de tal rede no ano. O horário em que foram verificados esses valores é 19 h. Os números são provenientes do sistema da Celesc, que cruza parâmetros da rede com dados de consumo de energia das UCs e curvas de carga típicas da ANEEL.

Observação 2: as unidades consumidoras do trecho 1 pertencem ao município de Bom Retiro, não de Alfredo Wagner. Conforme citado no capítulo 4, item 4.1, o aqui chamado “religador 1” (antes chamado religador 3 naquele capítulo) situa-se muito próximo à divisão entre as duas cidades.

Observação 3: a carga instalada é o somatório das potências nominais dos transformadores de distribuição presentes em cada trecho.

Já no Quadro 2 disponibilizam-se dados similares, contudo relativos não aos trechos imediatos, mas a toda a rede à jusante de cada equipamento de proteção listado. É interessante para visualizar a quantidade de UCs desligadas (e o corte de carga) em caso de desarme do respectivo equipamento de proteção, uma vez que o AL não tem recursividades.

Quadro 2 – Dados de toda a rede à jusante dos 5 equipamentos de proteção do alimentador

	Equipamento	UCs	Carga Instalada (kVA)	Carga Típica (kVA)	Corrente Típica (A)
1	AL	6.624	29.322	4.743	116
2	RL1	6.319	27.497	4.128	112
3	RL2	5.594	23.710	3.523	95
4	RL3	2.374	12.194	1.420	40
5	RL4	926	5.432	395	10

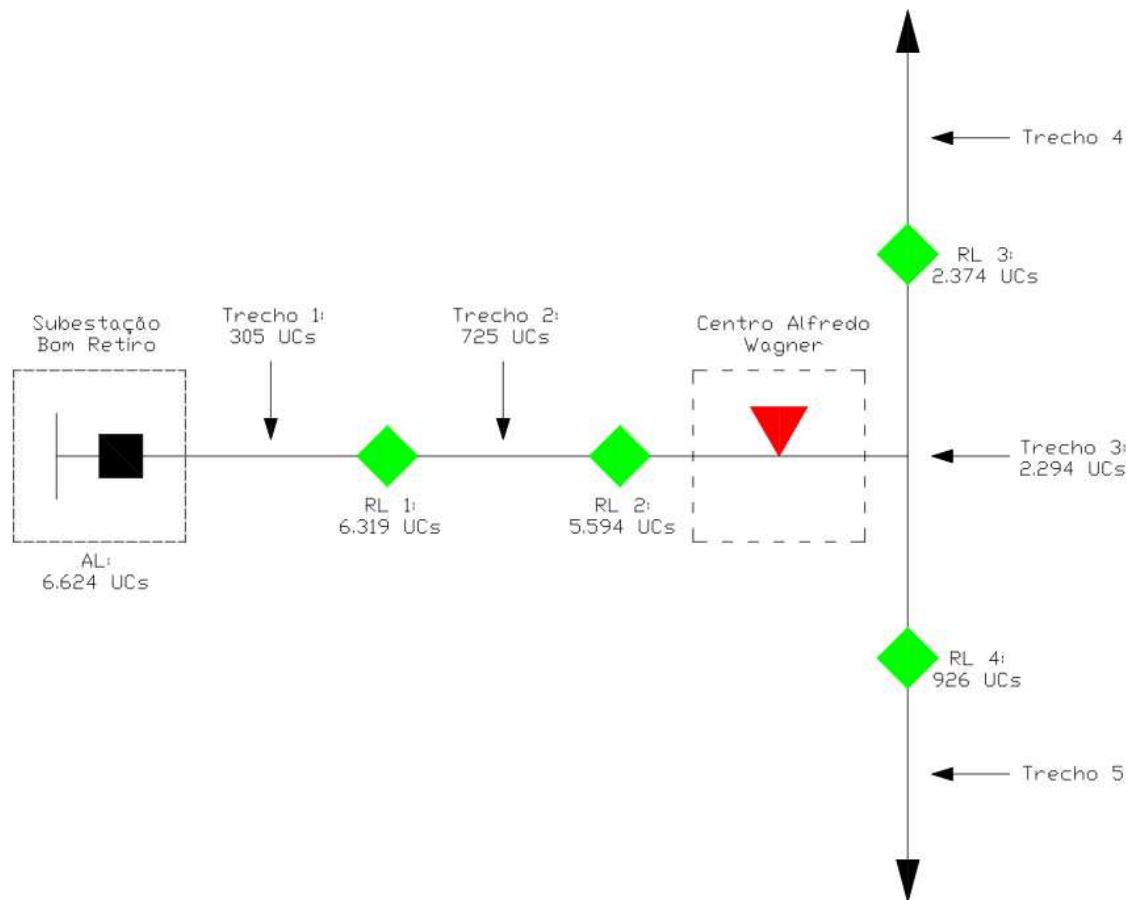
Fonte: do autor

Observação 1: o quadro traz também a corrente típica que circula pelos respectivos equipamentos de proteção, incluindo a saída do alimentador. A data (e hora) dessas medições é a mesma do Quadro 1, considerada o pior caso para o carregamento da rede de Alfredo Wagner no ano de 2022.

Observação 2: logicamente, as linhas 4 e 5 do Quadro 2 coincidem com os do Quadro 1, pois os trechos são os mesmos, uma vez que os religadores 3 e 4 protegem as partes finais da rede.

Por fim, no diagrama apresentado na Figura 18, pode-se visualizar graficamente um resumo dos dados de quantidade de UCs nos trechos do alimentador. O número de UCs é um parâmetro chave para os cálculos de indicadores de continuidade, que serão apresentados nos próximos capítulos.

Figura 18 – Resumo dos trechos



Fonte: do autor

5 ANÁLISE DA CONTINUIDADE E CONFIABILIDADE NO FORMATO ATUAL DO ALIMENTADOR

Este capítulo apresenta algumas estimativas para indicadores de continuidade, como DEC e FEC, e de confiabilidade, como taxas de falha e de reparo, para o sistema de distribuição que atende o município de Alfredo Wagner. O “formato atual do alimentador” é aquele descrito no capítulo anterior, caracterizado pela presença de quatro religadores de trecho e pela ausência de recursividades.

Aqui são trazidos dados históricos de interrupções ocorridas no alimentador nos últimos anos. Os mesmos foram obtidos junto à Celesc Distribuição. Com tais dados históricos, serão calculados os indicadores de confiabilidade e continuidade médios para um ano de operação do atual sistema elétrico.

5.1 Interrupções em 2022

os cinco quadros a seguir trazem a listagem de atuações registradas nos cinco equipamentos sob análise, isto é, a saída do alimentador na subestação e os quatro religadores de rede. Cada linha de cada quadro é um evento, em que o equipamento do respectivo quadro desarmou devido a um defeito imediatamente à jusante. Tem-se também a duração total de cada um desses eventos, dentre outros dados, que serão aprofundados a seguir. No Quadro 3 constam os dados dos eventos ocorridos na saída do alimentador.

Quadro 3 – Atuações do alimentador em 2022

Evento (Atuação)	Data e Hora	UCs Atingidas	Duração Total (h)	Recomposição Parcial	DEC/ Alimentador (h)	DEC/ Conjunto (h)	FEC/ Alimentador	FEC/ Conjunto
1	15/01/2022 12:25	6.624	2,35	Não	2,35	0,997	1	0,424
2	24/01/2022 13:58	6.624	1,57	Não	1,57	0,666	1	0,424
3	14/04/2022 09:36	6.624	1,18	Não	1,18	0,501	1	0,424
4	27/05/2022 16:09	6.624	2,3	Não	2,3	0,976	1	0,424
5	17/06/2022 08:54	6.624	0,92	Não	0,92	0,390	1	0,424
6	21/06/2022 09:05	6.624	2,37	Não	2,37	1,006	1	0,424
7	28/12/2022 04:22	6.624	1,83	Não	1,83	0,776	1	0,424
Total	-	-	12,52	-	12,52	5,312	7	2,968
UCs Conjunto:	15.612							

Fonte: do autor

“Recomposição parcial” refere-se a casos em que a rede foi seccionada por meio de chaves, para religar ao menos uma parte da carga enquanto o defeito não é definitivamente encontrado ou sanado. Nas atuações na saída do alimentador no ano de 2022 não ocorreu esse tipo de intervenção na rede, como mostra o Quadro 3. Em todas as ocorrências, o sistema foi religado por inteiro, porque o defeito foi sanado de forma relativamente rápida, ou porque a quantidade de UCs religadas seria baixa e não compensaria o seccionamento.

Nos eventos do Quadro 3, relativos ao AL na SE, estão contabilizadas também ocorrências no sistema de alta tensão. Trata-se de atuações na linha de distribuição de 69 kV, em disjuntores de proteção do transformador ou da barra da subestação. São defeitos à montante do alimentador de distribuição, que também provocam desligamento do mesmo por falta de tensão. Atuações da linha de 69 kV que atende a SE Bom Retiro (um circuito simples, radial) são relativamente frequentes.

Como mencionado nos capítulos iniciais, um conjunto elétrico de unidades consumidoras, segundo a ANEEL, é definido por uma subestação de distribuição e as redes de distribuição atendidas por ela. O conjunto Bom Retiro possuía, ao fim de 2022, 15.612 UCs. Para calcular o DEC de cada atuação do alimentador frente ao conjunto, na sétima coluna do Quadro 3, utilizou-se (10). O exemplo a seguir mostra o cálculo do DEC do evento 1:

$$DEC = \frac{Ca(i) \times t(i)}{Cc} = \frac{6.624 \times 2,35}{15.612} = 0,997$$

O cálculo do DEC frente ao próprio alimentador resulta sempre no valor da duração da interrupção, nesse primeiro caso, pois a quantidade de UCs atingidas na atuação do alimentador é igual à do grupo de análise.

De forma similar, o FEC de cada evento (que é uma interrupção) frente ao conjunto (nona coluna) é calculado a partir de (11). O FEC frente ao alimentador é sempre igual a 1 interrupção.

$$FEC = \frac{Ca(i)}{Cc} = \frac{6.624}{15.612} = 0,424$$

Optou-se por calcular o DEC e o FEC de cada equipamento frente ao conjunto e também frente ao alimentador, porque são boas formas de mensurar o impacto que cada trecho interrompido provoca. Além disso, permite-se fazer comparações, principalmente em relação a como os indicadores ficariam se fossem implementadas melhorias no sistema de distribuição, como será explanado nos próximos capítulos deste trabalho.

O número de UCs do alimentador variou sutilmente ao longo do ano de 2022, mas essa flutuação não impacta os resultados de forma significativa. Sua influência pode ser desconsiderada. Utilizou-se o valor médio de 6.624 UCs em todas as ocorrências. O mesmo fenômeno ocorreu com a quantidade de unidades cadastradas nos demais religadores (que serão abordados nos próximos quadros) e no conjunto Bom Retiro.

Os Quadros 4, 5 e 6 mostram os mesmos dados mencionados até o momento, mas relativos aos demais equipamentos de proteção instalados ao longo do alimentador: os religadores 1, 2, 3 e 4.

Quadro 4 – Atuações do religador 1 em 2022

Evento (Atuação)	Data e Hora	UCs Atingidas	Duração Total (h)	Recomposição Parcial	DEC/ Alimentador (h)	DEC/ Conjunto (h)	FEC/ Alimentador	FEC/ Conjunto
1	10/08/2022 08:35	6.319	2,02	Não	1,927	0,818	0,954	0,405
2	31/08/2022 18:02	6.319	1,3	Não	1,24	0,526	0,954	0,405
Total	-	-	3,32	-	3,167	1,344	1,908	0,81

Fonte: do autor

Quadro 5 – Atuações do religador 2 em 2022

Evento (Atuação)	Data e Hora	UCs Atingidas	Duração Total (h)	Recomposição Parcial	DEC/ Alimentador (h)	DEC/ Conjunto (h)	FEC/ Alimentador	FEC/ Conjunto
1	04/05/2022 12:27	5.594	1,53	Não	1,292	0,548	0,845	0,358
2	25/06/2022 00:32	5.594	1,32	Não	1,115	0,473	0,845	0,358
3	13/08/2022 18:22	5.594	0,82	Não	0,692	0,294	0,845	0,358
Total	-	-	3,67	-	3,099	1,315	2,535	1,074

Fonte: do autor

Quadro 6 – Atuações do religador 3 em 2022

Evento (Atuação)	Data e Hora	UCs Atingidas	Duração Total (h)	Recomposição Parcial	DEC/ Alimentador (h)	DEC/ Conjunto (h)	FEC/ Alimentador	FEC/ Conjunto
1	12/03/2022 16:00	2.374	2,73	Não	0,978	0,415	0,358	0,152
2	16/08/2022 03:55	2.374	3+3,2	Sim	1,649	0,699	0,358	0,152
3	24/08/2022 15:57	2.374	3,13+1,55	Sim	1,399	0,594	0,358	0,152
4	31/08/2022 13:07	2.374	1,48+1,6	Sim	0,817	0,347	0,358	0,152
5	31/08/2022 16:52	2.374	0,85	Não	0,304	0,129	0,358	0,152
6	31/08/2022 19:19	2.374	1,45	Não	0,52	0,22	0,358	0,152
7	31/08/2022 21:45	2.374	1,72	Não	0,616	0,262	0,358	0,152
8	22/10/2022 13:21	2.374	1,33	Não	0,477	0,202	0,358	0,152
9	27/10/2022 14:30	2.374	0,55+2,33	Sim	0,615	0,261	0,358	0,152
Total	-	-	20,58	-	7,376	3,129	3,222	1,368

Fonte: do autor

Para o religador 3, tem-se a ocorrência de recomposições parciais. Nos eventos 2, 3, 4 e 9, tem-se registrado que a equipe de campo abriu uma chave de seccionamento qualquer, aproximadamente no meio do trecho, para que o centro de operação pudesse fechar o religador atuado e energizar boa parte dos clientes. O defeito encontrado pela equipe, situado após a chave nesses casos, demoraria um tempo maior para ser recuperado. Exemplos de defeitos como esse, que ocorreram nessas ocasiões, são: retirada de árvores da rede, emenda de cabos, troca de isoladores com defeito, entre outros.

O tempo empregado pela equipe de campo para sanar cada defeito e fechar a chave que foi aberta está especificado na coluna 4 do Quadro 6. É o valor após o símbolo "+", expresso em horas. Significa que os consumidores após essa chave permaneceram um tempo adicional sem energia, enquanto que as UCs situadas antes da chave permaneceram desabastecidas somente durante o tempo inicial. Como o número de clientes após a chave é

aproximadamente metade do total do religador 3, o DEC frente ao alimentador e frente ao conjunto elétrico foi corrigido por um fator 0,5 para esses tempos adicionais. O FEC permanece igual, pois todos os clientes sofreram 1 interrupção em cada evento, invariavelmente.

A mesma lógica das recomposições parciais ocorre no Quadro 7, referente ao religador 4.

Quadro 7 – Atuações do religador 4 em 2022

Evento (Atuação)	Data e Hora	UCs Atingidas	Duração Total (h)	Recomposição Parcial	DEC/ Alimentador (h)	DEC/ Conjunto (h)	FEC/ Alimentador	FEC/ Conjunto
1	24/03/2022 00:38	926	3,67	Não	0,513	0,218	0,14	0,059
2	11/05/2022 12:39	926	2,18	Não	0,305	0,129	0,14	0,059
3	12/05/2022 04:45	926	3,15	Não	0,44	0,187	0,14	0,059
4	15/05/2022 00:46	926	3,63	Não	0,507	0,215	0,14	0,059
5	22/06/2022 04:55	926	2,83	Não	0,396	0,168	0,14	0,059
6	25/06/2022 01:51	926	9,83	Não	1,374	0,583	0,14	0,059
7	28/06/2022 14:32	926	2,25	Não	0,315	0,133	0,14	0,059
8	14/10/2022 17:21	926	1,93+5,08	Sim	0,625	0,265	0,14	0,059
9	29/11/2022 06:21	926	1,65+6,52	Sim	0,686	0,291	0,14	0,059
Total	-	-	36,92	-	5,161	2,19	1,26	0,531

Fonte: do autor

O Quadro 8 traz um resumo dos dados dos Quadros 4 a 7. É uma compilação dos valores resultantes de DEC, FEC e tempo total das atuações de cada equipamento. Esses dados gerais serão a base para os cálculos dos parâmetros de confiabilidade do sistema de distribuição e posterior comparação com um sistema melhorado.

Quadro 8 – Resumo das atuações dos equipamentos em 2022

Equipamento	UCs	Atuações	Tempo total atuado (h)	DEC/ Alimentador (h)	DEC/ Conjunto (h)	FEC/ Alimentador	FEC/ Conjunto	
1	AL	6.624	7	12,52	12,52	5,312	7	2,968
2	RL1	6.319	2	3,32	3,167	1,344	1,908	0,81
3	RL2	5.594	3	3,67	3,099	1,315	2,535	1,074
4	RL3	2.374	9	20,58	7,376	3,129	3,222	1,368
5	RL4	926	9	36,92	5,161	2,19	1,26	0,531
DEC e FEC totais do sistema					31,323	13,29	15,925	6,751
							UCs Conjunto:	15.612

Fonte: do autor

Note-se que esse quadro resumo refere-se às atuações (e consequentes tempos de interrupção) apenas do respectivo equipamento de cada linha e não aos desligamentos dos trechos devido a atuações de equipamentos à montante. Essa visão será abordada a partir de agora.

Uma vez calculados os indicadores de continuidade (DEC e FEC), o próximo passo é obter os parâmetros de confiabilidade do sistema, os quais são citados no capítulo 2 deste trabalho. Esses parâmetros são calculados para os cinco trechos do alimentador, enquanto que os indicadores de continuidade foram calculados para os equipamentos.

Nas análises a seguir, considera-se que um trecho qualquer do alimentador de Alfredo Wagner está em “falha” quando está sem tensão. Essa falta de tensão pode ser causada pela atuação não só do equipamento imediatamente à montante, mas também de qualquer outro anterior, visto que o sistema é radial, não possui recursividades.

O ponto de partida para os cálculos é o número de falhas que cada trecho teve no ano de 2022. O número de falhas de cada trecho é o número de atuações do respectivo equipamento do trecho somado às atuações dos equipamentos anteriores. As atuações são extraídas do Quadro 8, de indicadores de continuidade.

5.2 Exemplo de cálculo de confiabilidade: trecho 3

O número de falhas do trecho 3 (RL2 – RL3/RL4, região do centro de Alfredo Wagner) é a soma das atuações do RL 2 (3) com as atuações do RL 1 (2) e também do alimentador (7), totalizando 12 falhas.

Outro valor inicial importante é o parâmetro “R”, que é o tempo total em que um trecho permaneceu em estado de falha, fora de funcionamento. O parâmetro “R”, para o trecho 3, é igual a $3,67 + 3,32 + 12,52 = 19,51$ horas, conforme a Quadro 8.

Os demais parâmetros de confiabilidade são calculados conforme (1), (2), (3) e (4) do capítulo 2, aliadas aos conceitos teóricos do mesmo capítulo. A grandeza “M”, total de horas em que o trecho 3 permaneceu em funcionamento no ano de 2022, é igual a $8760 - 19,51 = 8740,49$ horas.

O tempo médio de reparo (ou em estado de falha, fora de funcionamento) “r”, ou MTTR, é o obtido dividindo o tempo total em falha no trecho 3 pela quantidade falhas nele em 2022. Com uma variação de (4), tem-se:

$$r = MTTR = \frac{R}{n^{\circ}_{falhas}} = \frac{19,51}{12} = 1,63 \text{ h}$$

Analogamente, para calcular o tempo médio de funcionamento “m”, ou MTTF, manipulando-se (3), tem-se:

$$m = MTTF = \frac{M}{n^{\circ}_{falhas}} = \frac{8740,49}{12} = 728,37 \text{ h}$$

A probabilidade de se encontrar o trecho 3 em funcionamento, isto é, com energia elétrica, é o percentual de tempo em que ele esteve nesse estado dentro do ciclo médio, ou seja, m. Esse valor é igual ao percentual de tempo em que esteve em funcionamento ao longo de todo o ano de 2022, que é M. A partir de (1), tem-se:

$$P(func) = \frac{m}{m + r} = \frac{M}{M + R} = \frac{728,37}{730} = \frac{8740,49}{8760} = 99,78\%$$

Da mesma forma, conforme (2), a probabilidade de se encontrar o trecho 3 sem tensão, em estado de falha, é:

$$P(\text{falha}) = \frac{r}{m+r} = \frac{R}{M+R} = \frac{1,63}{730} = \frac{19,51}{8760} = 0,22\%$$

Por fim, para determinar as taxas de falha “ λ ” e de reparo “ μ ” do trecho 3, basta inverter o MTTR e MTTF, conforme (3) e (4) em sua forma original. Os valores são dados em h^{-1} , 1/h, falhas por hora ou reparos por hora. Obteve-se:

$$\lambda = \frac{1}{m} = \frac{1}{MTTF} = \frac{1}{728,37} = 0,0014 \text{ falhas/h}$$

$$\mu = \frac{1}{r} = \frac{1}{MTTR} = \frac{1}{1,63} = 0,613 \text{ reparos/h}$$

No Quadro 9 constam os valores obtidos para os parâmetros de confiabilidade de todos os trechos.

Quadro 9 – Parâmetros de confiabilidade

Trecho	UCs	M (h)	R (h)	nº falhas	m (h)	r (h)	P(func) (%)	P(falha) (%)	λ (h^{-1})	μ (h^{-1})
1 SE - RL1	305	8747,5	12,5	7	1249,64	1,79	99,86	0,14	0,0008	0,5591
2 RL1 - RL2	725	8744,2	15,8	9	971,57	1,76	99,82	0,18	0,0010	0,5682
3 RL2 - RL3/RL4	2.294	8740,5	19,5	12	728,38	1,63	99,78	0,22	0,0014	0,6135
4 circ. RL3	2.374	8719,9	40,1	21	415,23	1,91	99,54	0,46	0,0024	0,5238
5 circ. RL4	926	8703,6	56,4	21	414,46	2,69	99,36	0,64	0,0024	0,3721

Fonte: do autor

6 PROPOSTAS DE MELHORIAS NO SISTEMA

Neste capítulo são apresentadas algumas melhorias que podem ser implementadas no sistema de distribuição sob análise, que melhorariam os indicadores de continuidade do município de Alfredo Wagner. Uma vez que a principal deficiência do sistema é a falta de recursividade, as propostas de melhorias mais importantes consistem na criação de conexões de rede com os municípios vizinhos.

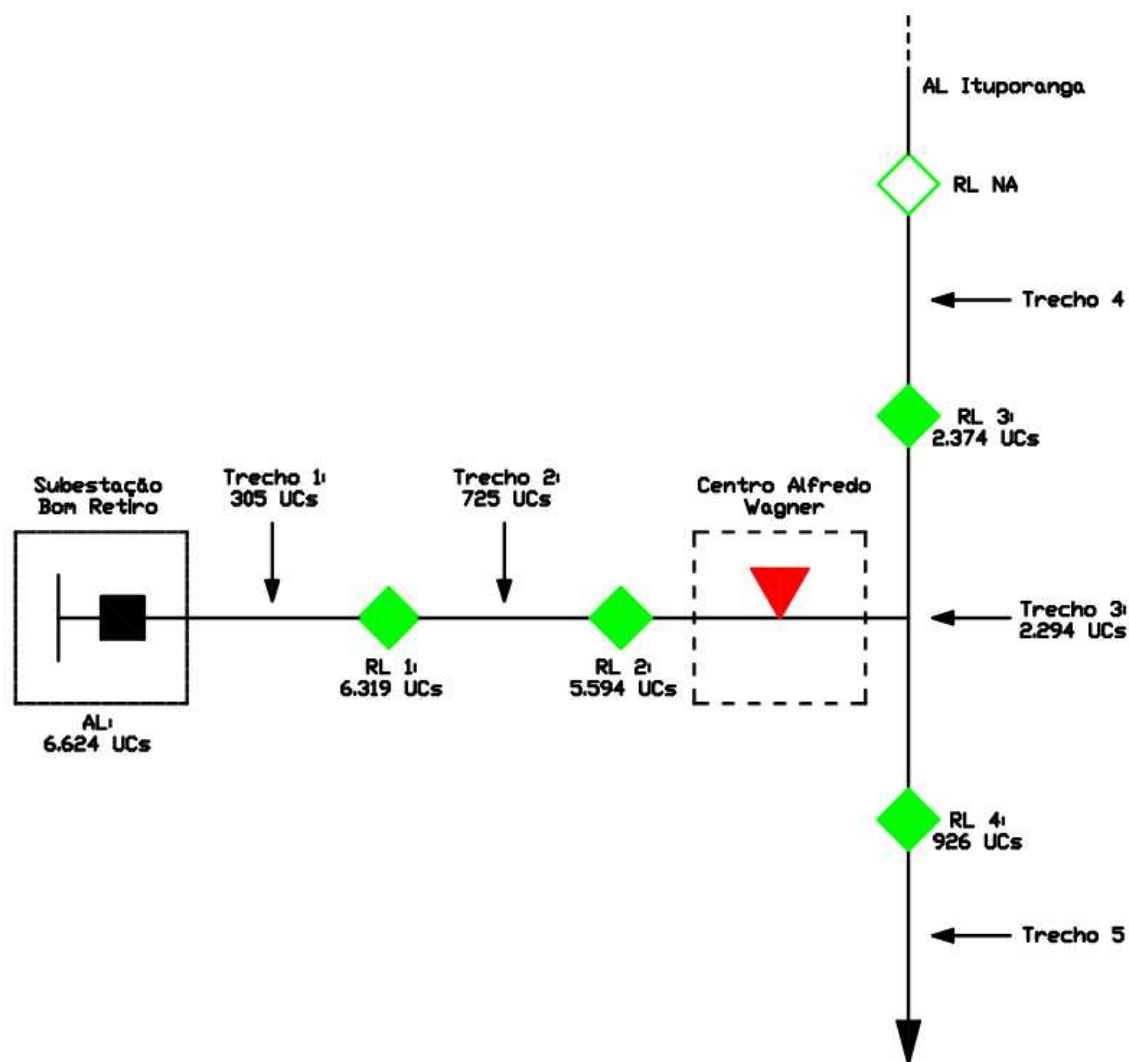
6.1 Conexão com Ituporanga

A primeira recursividade a ser implementada seria uma nova conexão com o município vizinho de Ituporanga. Um fato que torna essa implementação mais viável e simples é a proximidade entre as redes já existentes. Seria apenas o caso de estender os ramais radiais que existem em ambos os municípios e conectá-los.

Eventualmente, seria necessário reconduzir alguns trechos de rede, seja no alimentador de Alfredo Wagner ou no de Ituporanga, para viabilizar transferências de carga maiores em caso de contingências. Seria preciso também eliminar as chaves fusíveis de ramal existentes no alimentador de Ituporanga, a partir do novo ponto de conexão, em direção à fonte. No lado de Alfredo Wagner, já não há mais chaves fusíveis em campo no trecho em questão. Elas já foram eliminadas nos últimos meses.

A conexão seria feita por meio de um equipamento manobrável, preferencialmente telecomandado, para possibilitar manobras rápidas a distância por parte do centro de operação. Na presente proposta de melhoria, o equipamento escolhido seria um religador, que permaneceria na posição “normalmente aberto” (NA). A Figura 19 ilustra a implementação dessa melhoria.

Figura 19 – Recursividade com Ituporanga



Fonte: do autor

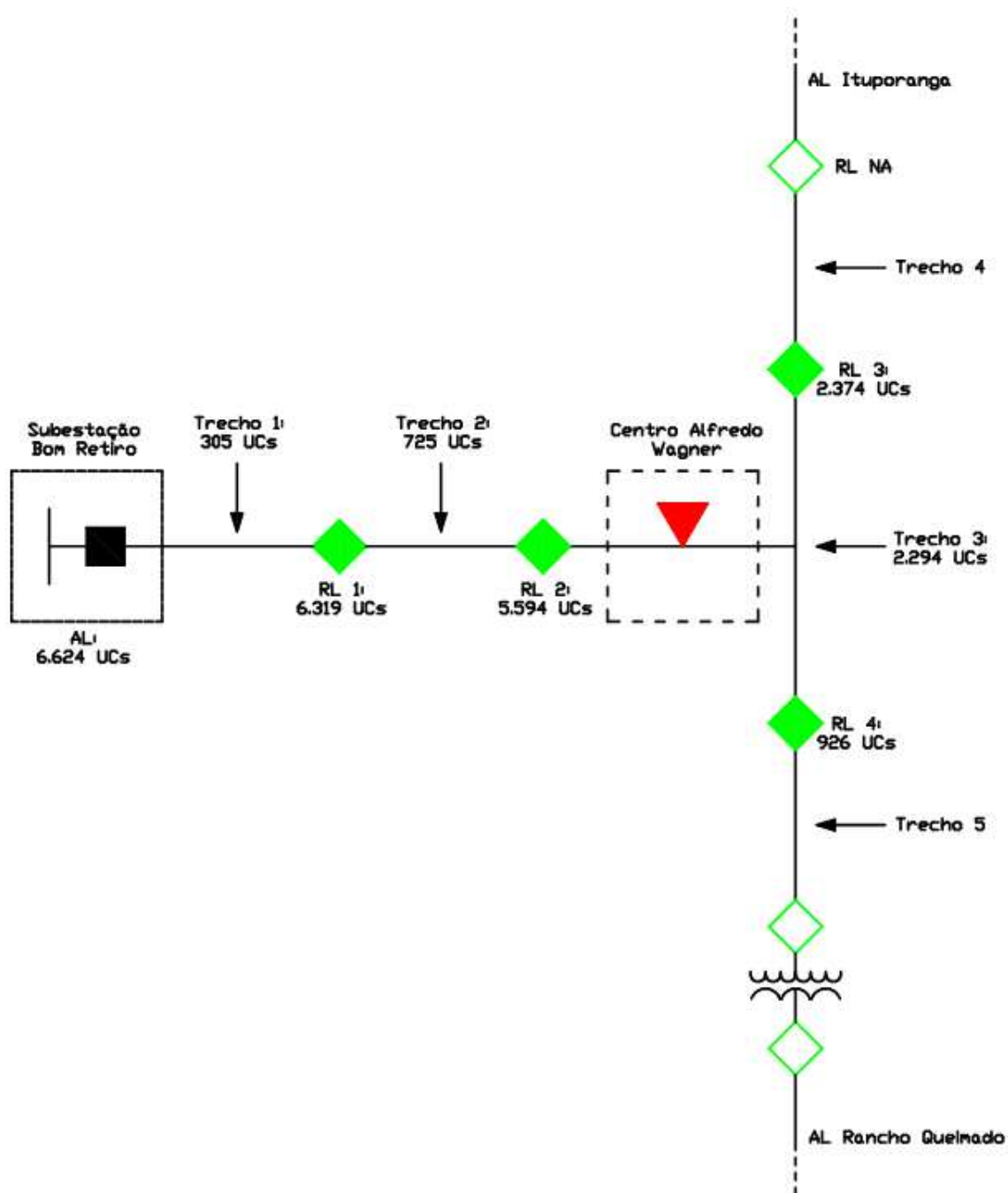
6.2 Conexão com Rancho Queimado

Uma possível conexão com o município vizinho de Rancho Queimado não seria trivial como a supracitada conexão com Ituporanga. O motivo é simplesmente o fato de que as classes de tensão são diferentes. Em Alfredo Wagner, a classe de tensão da rede é 25 kV, enquanto a tensão nominal do alimentador que parte de Bom Retiro é 23,1 kV. Já em Rancho Queimado, a classe de tensão é 15 kV. Esse município é atendido por um alimentador proveniente de Angelina, onde fica a subestação, e sua tensão nominal é 13,8 kV.

Para contornar essa incompatibilidade, uma possível solução seria a instalação de um transformador elevador 13,8 kV / 23,1 kV. Dessa forma, a conversão da tensão possibilitaria a energização de uma parte da carga de Alfredo Wagner quando da atuação do alimentador que vem de Bom Retiro, ou de algum religador de trecho.

Para a proteção do transformador, seriam adicionados religadores nos lados de alta e baixa tensão do mesmo. O diagrama da Figura 20 indica a instalação dos novos equipamentos.

Figura 20 – Recursividade com Rancho Queimado



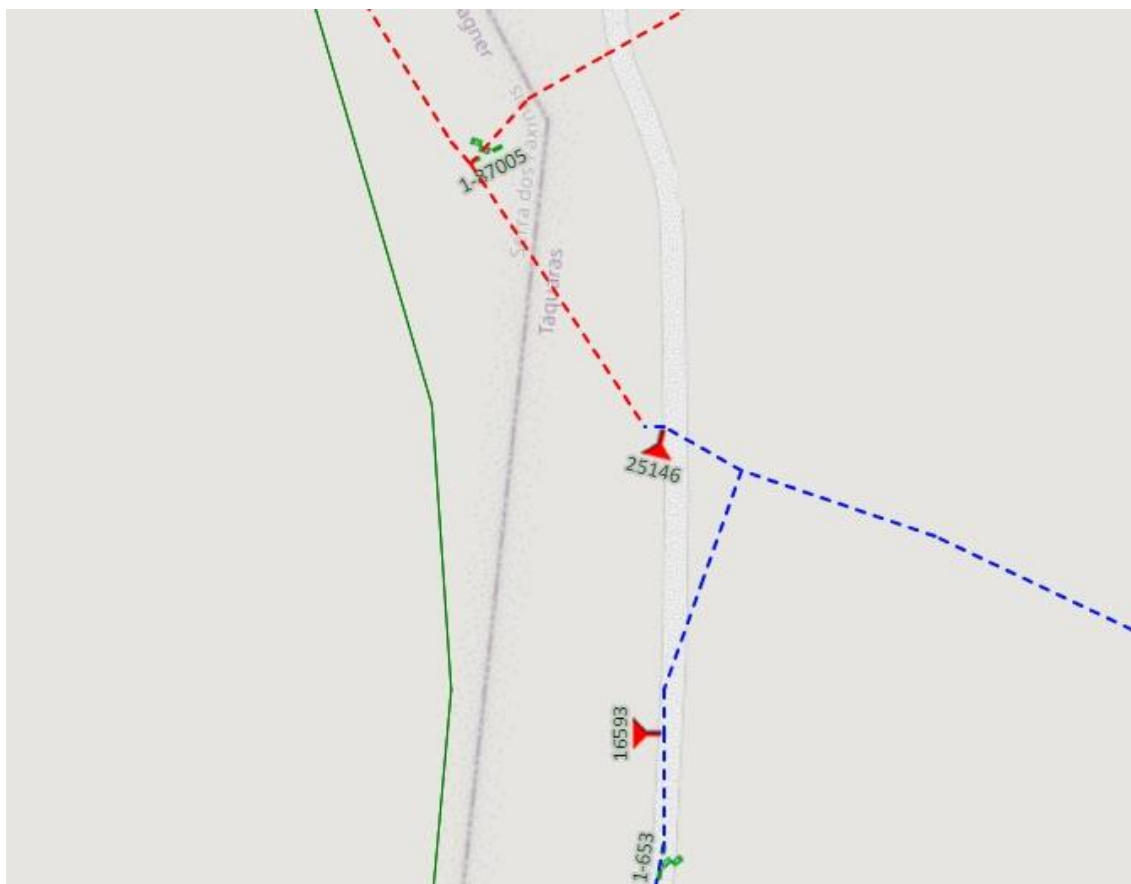
Fonte: do autor

Um ponto positivo, e até curioso, e que facilitaria a implementação desse artifício, é o fato de que os finais de ambas as redes já são bem próximos. Na verdade, extremamente próximos, na mesma estrutura (poste). Tal adjacência extrema não ocorre na divisa de Alfredo Wagner com Ituporanga, onde os ramais finais de rede já existentes são até próximos, mas não lado a lado, e

seria necessária a construção de alguns quilômetros de rede nova para conectá-los, como mencionado na seção 6.1.

É uma situação peculiar, uma vez que as tensões dos alimentadores são diferentes. Obviamente, não há chave NA nem qualquer equipamento de manobra para conectá-los. A rede está apenas seccionada na estrutura. Provavelmente, esse fato se deve a razões históricas. É possível que em algum momento no passado o município de Alfredo Wagner tenha sido atendido por Angelina, com uma classe de tensão diferente, nesse caso, 15 kV (13,8 kV de tensão nominal). Quando houve a mudança e a criação do alimentador vindo de Bom Retiro, com classe 25 kV, a rede foi seccionada na estrutura em questão e assim permanece até hoje. O apêndice A deste documento e a Figura 21 mostram essa curiosidade na fronteira entre Alfredo Wagner e Rancho Queimado.

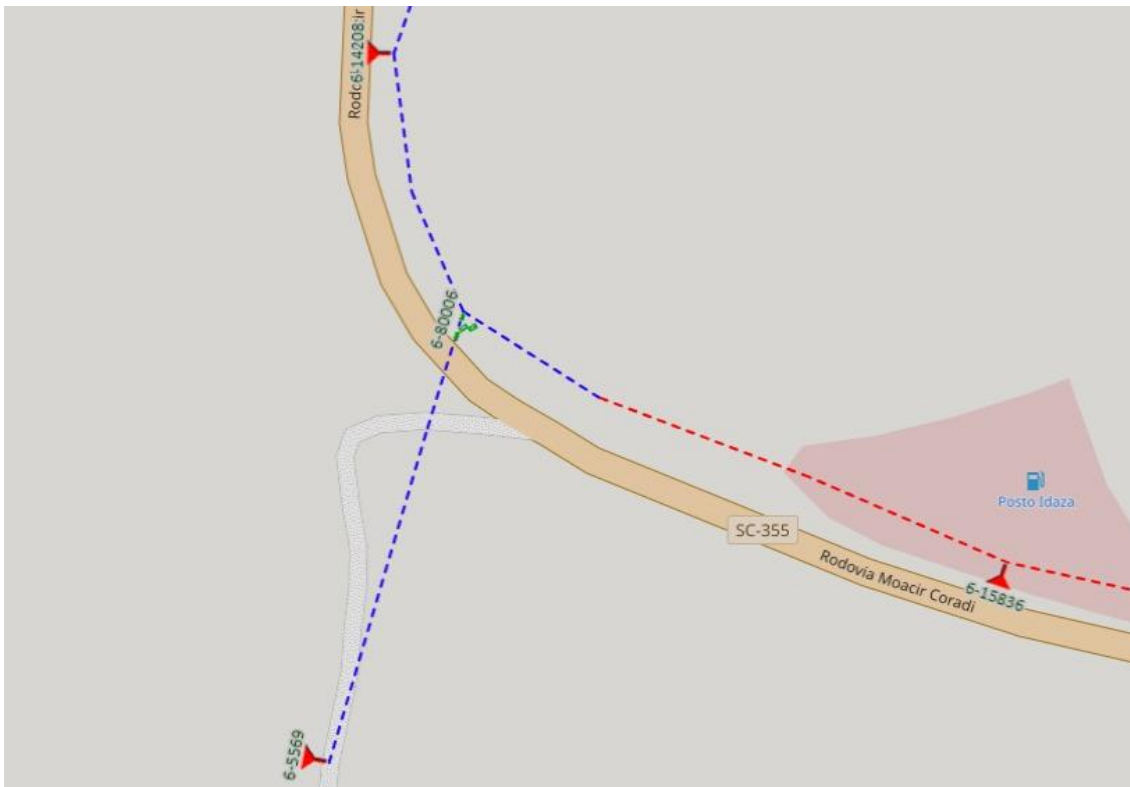
Figura 21 – Encontro de alimentadores de 13,8 kV (em azul) e 23 kV (em vermelho) na divisa entre Rancho Queimado e Alfredo Wagner, SC



Fonte: CELESC (2024b)

Igual fenômeno, de encontro de redes de 13,8 kV e 23 kV na mesma estrutura, ocorre no município de Jaborá, na região oeste de Santa Catarina, como mostram as Figuras 22 e 23.

Figura 22 – Encontro de alimentadores de 13,8 kV (em azul) e 23 kV (em vermelho) no município de Jaborá, Santa Catarina



Fonte: CELESC (2024b)

Figura 23 – Encontro de redes de 13,8 kV e 23 kV na mesma estrutura em Jaborá, SC



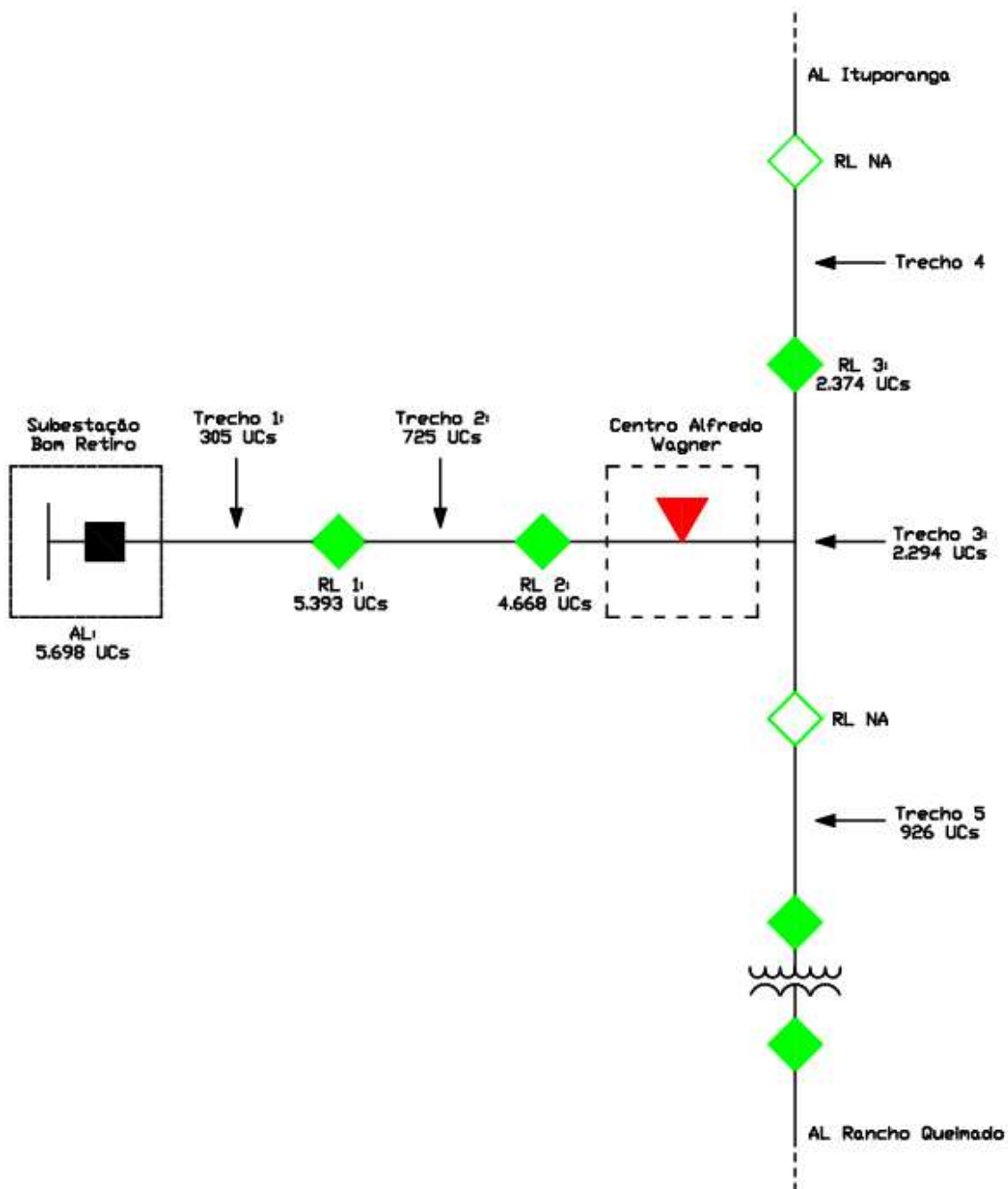
Fonte: Google (2024)

6.3 Reconfiguração dos alimentadores

Uma vez que seria feito um investimento em um transformador elevador na fronteira entre Alfredo Wagner e Rancho Queimado, poderia ser feita uma mudança na configuração da rede com o objetivo de melhor aproveitar esse equipamento. Ao invés de o transformador permanecer na grande maioria do tempo a vazio, servindo apenas como recursividade, ele poderia alimentar em definitivo um trecho do alimentador principal, retirando carga do mesmo de forma permanente.

O religador 4 do sistema atual passaria a ser normalmente aberto. A carga após ele seria energizada pelo transformador elevador, cuja fonte é o alimentador que vem de Rancho Queimado e Angelina. Estaria, assim, estabelecido um novo circuito, separado do alimentador principal de Alfredo Wagner, proveniente da SE Bom Retiro. É possível visualizá-lo no diagrama da Figura 24.

Figura 24 – Reconfiguração dos alimentadores



Fonte: do autor

Note-se que o número de UCs do alimentador de Bom Retiro caiu. Em sua nova configuração, ele perdeu 926 clientes. São as UCs do trecho após o relógio 4. Tal relógio passou a ser NA, e o respectivo trecho passou a ser atendido por Rancho Queimado, por meio do transformador elevador.

De qualquer forma, a principal função do transformador proposto seria a recursividade. A conexão proporcionada por ele entre os municípios vizinhos, antes impossível, permitiria ganhos muito importantes para os indicadores de continuidade da região.

Em casos de ocorrência de faltas em trechos do alimentador principal, o trecho atendido pelo transformador elevador poderia ser estendido, por meio de manobras entre religadores normalmente fechados (NF) e abertos (NA). É dessa forma que a recursividade implementada cumpriria o seu papel de reduzir a quantidade de UCs desligadas em ocorrências.

Essa solução, de conversão de tensão entre alimentadores por meio de um transformador elevador, já é adotada pela Celesc Distribuição em outros locais. Há alguns exemplos na região do Vale do Itajaí, no estado de Santa Catarina.

Mas o case mais conhecido é o de Governador Celso Ramos, SC. Uma porção do município, incluindo o centro e a região da praia de Palmas, é atendida em 23 kV, por um alimentador proveniente de Tijucas, SC. Já outros bairros da parte sul são atendidos em 13,8 kV, por um alimentador proveniente de Biguaçu, SC. A conexão entre ambos, para permitir recursividade, é feita por um transformador elevador de potência 5 MVA. E assim como na ideia proposta para Alfredo Wagner, esse transformador não opera a vazio, mas atende uma certa carga em 23 kV em sua configuração normal, a partir de uma fonte em 13,8 kV. Quando da atuação do alimentador de Tijucas, o trecho em questão pode ser estendido. Da mesma forma, quando da atuação do alimentador de Biguaçu, pode ser invertido o fluxo de potência no transformador, para atender em 13,8 kV os bairros da região sul, a partir de uma fonte em 23 kV. No anexo B deste documento, bem como na Figura 25, é possível visualizar imagens desse sistema.

Figura 25 – Transformador elevador em Governador Celso Ramos, SC



Fonte: Google (2024)

Recursividades e conexões entre alimentadores são sempre muito benéficas, para os dois os lados da conexão criada. As novas conexões propostas neste trabalho trariam ganhos não só para o município de Alfredo Wagner e seu sistema elétrico, que é o objeto deste estudo, mas também para as cidades de Ituporanga e Rancho Queimado. Ao ocorrerem atuações de proteções ao longo dos alimentadores que atendem esses municípios, o alimentador de Alfredo Wagner (proveniente de Bom Retiro) poderia assumir carga deles, utilizando as novas recursividades implementadas.

7 ANÁLISE DA CONTINUIDADE E CONFIABILIDADE CONSIDERANDO AS MELHORIAS PROPOSTAS

7.1 Exemplificação das manobras

Nesta seção são descritos como seriam os procedimentos de remanejamento da carga do alimentador de Alfredo Wagner em um hipotético sistema com as recursividades propostas no capítulo 6. São exemplificadas as manobras de transferência dos trechos para os alimentadores das cidades vizinhas, manobras essas agora possíveis.

7.1.1 Atuação do alimentador na SE

Primeiramente, cabe salientar que, quando ocorrer o desarme do alimentador na saída da SE, o trecho 5 não mais perde tensão, mas permanece ligado, sem nenhum impacto. Ocorre porque agora sua fonte de alimentação é outra.

A sequência da manobra, a ser executada no centro de operação pelo operador do sistema de média tensão, é a seguinte:

1. Transferir o trecho 4 para Ituporanga (abrindo o RL 1 e fechando o respectivo RL NA).
2. Estender o trecho atendido pelo transformador elevador, abrindo o RL 2 e fechando o NA com o trecho 5 (antigo RL 4), energizando, assim, o trecho 3, carga importante, centro de Alfredo Wagner. Avaliar carregamento e tensão.
3. Abrir o RL 1 e fechar o RL 2 para energizar o trecho 2. Avaliar carregamento e tensão.

7.1.2 Atuação do RL 1

Da mesma forma que na sessão 7.1.1, quando ocorrer atuação do religador 1, o trecho 5 permanece ligado igualmente, sem impacto.

Passo a passo da manobra:

1. Transferir o trecho 4 para Ituporanga (abrindo o RL 1 e fechando o respectivo RL NA).
2. Estender o trecho atendido pelo transformador elevador, abrindo o RL 2 e fechando o NA com o trecho 5 (antigo RL 4), energizando, assim, o trecho 3, carga importante, centro de Alfredo Wagner. Avaliar carregamento e tensão.

7.1.3 Atuação do RL 2

Em tal situação, conclui-se que o defeito na rede situa-se no centro de Alfredo Wagner. Não é possível religá-lo, apesar de ser uma carga importante.

Novamente, como citado nas sessões 7.1.1 e 7.1.2, o trecho 5 permanece igualmente ligado quando ocorrer abertura do RL 2.

Sequência de manobra:

1. Transferir o trecho 4 para Ituporanga (abrindo o RL 1 e fechando o respectivo RL NA).

7.1.4 Atuações do RL 3 e do trecho 5 (agora protegido pelo RL do transformador)

Nesses casos, não há manobra a fazer, pois se trata de trechos finais de rede. O fechamento de um religador NA alimentaria o defeito. A única atitude a ser tomada pelo operador de MT é delegar uma equipe de campo para percorrer o trecho.

Como já mencionado no fim da seção 6.3, as manobras podem ser feitas ao contrário também, para beneficiar os municípios vizinhos de Rancho Queimado e Ituporanga.

7.2 Recalculando os indicadores para o novo sistema

Por fim, nesta última sessão do trabalho, são feitas estimativas de como seriam os indicadores de continuidade (DEC e FEC) e confiabilidade (taxas de falha e reparo) caso o sistema de distribuição que atende Alfredo Wagner possuísse de fato as recursividades sugeridas no capítulo anterior. Para efeitos

de comparação, são refeitos os cálculos das seções 5.1 e 5.2, mas agora para o hipotético sistema melhorado, proposto no capítulo 6.

Sendo assim, seguem nos quadros 10, 11, 12, 13 e 14 os resultados obtidos para esse novo formato. As equações são as mesmas que foram explicitadas nos exemplos de cálculo das sessões 5.1 e 5.2.

Quadro 10 – Impacto das atuações do alimentador se houvesse no sistema as recursividades propostas

Evento (Atuação)	Data e Hora	UCs Atingidas	Duração Total (h)	Recomposição Parcial	DEC/ Alimentador (h)	DEC/ Conjunto (h)	FEC/ Alimentador	FEC/ Conjunto
1	15/01/2022 12:25	305	2,35	Não	0,108	0,046	0,046	0,019
2	24/01/2022 13:58	305	1,57	Não	0,072	0,031	0,046	0,019
3	14/04/2022 09:36	305	1,18	Não	0,054	0,023	0,046	0,019
4	27/05/2022 16:09	305	2,3	Não	0,106	0,045	0,046	0,019
5	17/06/2022 08:54	305	0,92	Não	0,042	0,018	0,046	0,019
6	21/06/2022 09:05	305	2,37	Não	0,109	0,046	0,046	0,019
7	28/12/2022 04:22	305	1,83	Não	0,084	0,036	0,046	0,019
Total	-	-	12,52	-	0,576	0,245	0,322	0,137
UCs Conjunto:	15.612							

Fonte: do autor

Quadro 11 – Impacto das atuações do religador 1 alimentador se houvesse no sistema as recursividades propostas

Evento (Atuação)	Data e Hora	UCs Atingidas	Duração Total (h)	Recomposição Parcial	DEC/ Alimentador (h)	DEC/ Conjunto (h)	FEC/ Alimentador	FEC/ Conjunto
1	10/08/2022 08:35	725	2,02	Não	0,221	0,094	0,109	0,046
2	31/08/2022 18:02	725	1,3	Não	0,142	0,06	0,109	0,046
Total	-	-	3,32	-	0,363	0,154	0,219	0,093

Fonte: do autor

Quadro 12 – Impacto das atuações do religador 2 alimentador se houvesse no sistema as recursividades propostas

Evento (Atuação)	Data e Hora	UCs Atingidas	Duração Total (h)	Recomposição Parcial	DEC/ Alimentador (h)	DEC/ Conjunto (h)	FEC/ Alimentador	FEC/ Conjunto
1	04/05/2022 12:27	2.294	1,53	Não	0,53	0,225	0,346	0,147
2	25/06/2022 00:32	2.294	1,32	Não	0,457	0,194	0,346	0,147
3	13/08/2022 18:22	2.294	0,82	Não	0,284	0,12	0,346	0,147
Total	-	-	3,67	-	1,271	0,539	1,039	0,441

Fonte: do autor

Quadro 13 – Atuações do religador 3

Evento (Atuação)	Data e Hora	UCs Atingidas	Duração Total (h)	Recomposição Parcial	DEC/ Alimentador (h)	DEC/ Conjunto (h)	FEC/ Alimentador	FEC/ Conjunto
1	12/03/2022 16:00	2.374	2,73	Não	0,978	0,415	0,358	0,152
2	16/08/2022 03:55	2.374	3+3,2	Sim	1,649	0,699	0,358	0,152
3	24/08/2022 15:57	2.374	3,13+1,55	Sim	1,399	0,594	0,358	0,152
4	31/08/2022 13:07	2.374	1,48+1,6	Sim	0,817	0,347	0,358	0,152
5	31/08/2022 16:52	2.374	0,85	Não	0,304	0,129	0,358	0,152
6	31/08/2022 19:19	2.374	1,45	Não	0,52	0,22	0,358	0,152
7	31/08/2022 21:45	2.374	1,72	Não	0,616	0,262	0,358	0,152
8	22/10/2022 13:21	2.374	1,33	Não	0,477	0,202	0,358	0,152
9	27/10/2022 14:30	2.374	0,55+2,33	Sim	0,615	0,261	0,358	0,152
Total	-	-	20,58	-	7,376	3,129	3,222	1,368

Fonte: do autor

Observe-se que não há mudança no impacto das atuações do RL 3, pois ele continua sendo um trecho final de rede. É preciso percorrê-lo e encontrar o defeito.

O mesmo ocorre para o trecho 5, antes atendido pelo RL 4, que passou a ser NA. A única diferença é a mudança de sua fonte de alimentação. Mas a lógica é a mesma do trecho 4, atendido pelo RL3.

Quadro 14 – Atuações da proteção do trecho 5 (agora energizado pelo trafo elevador)

Evento (Atuação)	Data e Hora	UCs Atingidas	Duração Total (h)	Recomposição Parcial	DEC/ Alimentador (h)	DEC/ Conjunto (h)	FEC/ Alimentador	FEC/ Conjunto
1	24/03/2022 00:38	926	3,67	Não	0,513	0,218	0,14	0,059
2	11/05/2022 12:39	926	2,18	Não	0,305	0,129	0,14	0,059
3	12/05/2022 04:45	926	3,15	Não	0,44	0,187	0,14	0,059
4	15/05/2022 00:46	926	3,63	Não	0,507	0,215	0,14	0,059
5	22/06/2022 04:55	926	2,83	Não	0,396	0,168	0,14	0,059
6	25/06/2022 01:51	926	9,83	Não	1,374	0,583	0,14	0,059
7	28/06/2022 14:32	926	2,25	Não	0,315	0,133	0,14	0,059
8	14/10/2022 17:21	926	1,93+5,08	Sim	0,625	0,265	0,14	0,059
9	29/11/2022 06:21	926	1,65+6,52	Sim	0,686	0,291	0,14	0,059
Total	-	-	36,92	-	5,161	2,19	1,26	0,531

Fonte: do autor

Perceba-se o grande ganho que se obteria, principalmente no DEC e no FEC referentes às atuações do AL e dos RLS 1 e 2 (que são os primeiros equipamentos de proteção do alimentador), em comparação com sistema original.

Vale salientar que esses cálculos assumem que as condições de tensão e carregamento em todo o sistema permanecem aceitáveis. Os passos de manobra 2 e 3 das sessões 7.1.1 e 7.1.2 explicitam que é necessário acompanhar a tensão e o carregamento (por meio da telemedição dos religadores). Caso algum valor fosse extrapolado (tensão muito abaixo de 23,1 kV, 15% de queda ou mais, ou corrente próxima ao limite térmico dos cabos), seria necessário cortar uma parte da carga remanejada. Isso aconteceria especialmente no verão, no horário de ponta. Fora desse cenário, seria pouco provável um caso de sobrecarga nesse sistema hipotético. Por isso

os cálculos assumem que toda a carga à jusante do trecho defeituoso seria recomposta, mesmo que esse trecho seja na saída da subestação.

No Quadro 15 é possível ver o resumo dos indicadores para as mesmas ocorrências do Quadro 8 do capítulo 5, referentes ao ano de 2022. Todavia, assim como nos cinco quadros anteriores, os cálculos foram feitos considerando o sistema de distribuição fictício com as melhorias propostas.

Quadro 15 – Resumo das ocorrências no sistema considerando as recursividades propostas

Equipamento	UCs	Atuações	Tempo total atuado (h)	DEC/ Alimentador (h)	DEC/ Conjunto (h)	FEC/ Alimentador	FEC/ Conjunto	
1	AL	305	7	12,52	0,576	0,245	0,322	0,137
2	RL1	725	2	3,32	0,363	0,154	0,219	0,093
3	RL2	2.294	3	3,67	1,271	0,539	1,039	0,441
4	RL3	2.374	9	20,58	7,376	3,129	3,222	1,368
5	RL4	926	9	36,92	5,161	2,19	1,26	0,531
DEC e FEC totais do sistema					14,747	6,257	6,062	2,57
							UCs Conjunto:	15.612

Fonte: do autor

Percebe-se que o novo DEC total obtido é 47% do valor para o sistema real calculado no capítulo 5, tanto frente ao alimentador, quanto frente ao conjunto elétrico. É uma redução de 53%. O indicador cairia a menos da metade.

A melhoria no FEC é ainda mais significativa. O mesmo cairia a 38% do valor inicial, tanto frente ao alimentador quanto frente ao conjunto elétrico, uma redução de 62%.

Finalmente, seguem no Quadro 16 os parâmetros de confiabilidade da rede, calculados da mesma forma que na sessão 5.2, porém considerando as características do novo sistema sugerido.

Quadro 16 – Parâmetros de confiabilidade considerando as recursividades propostas

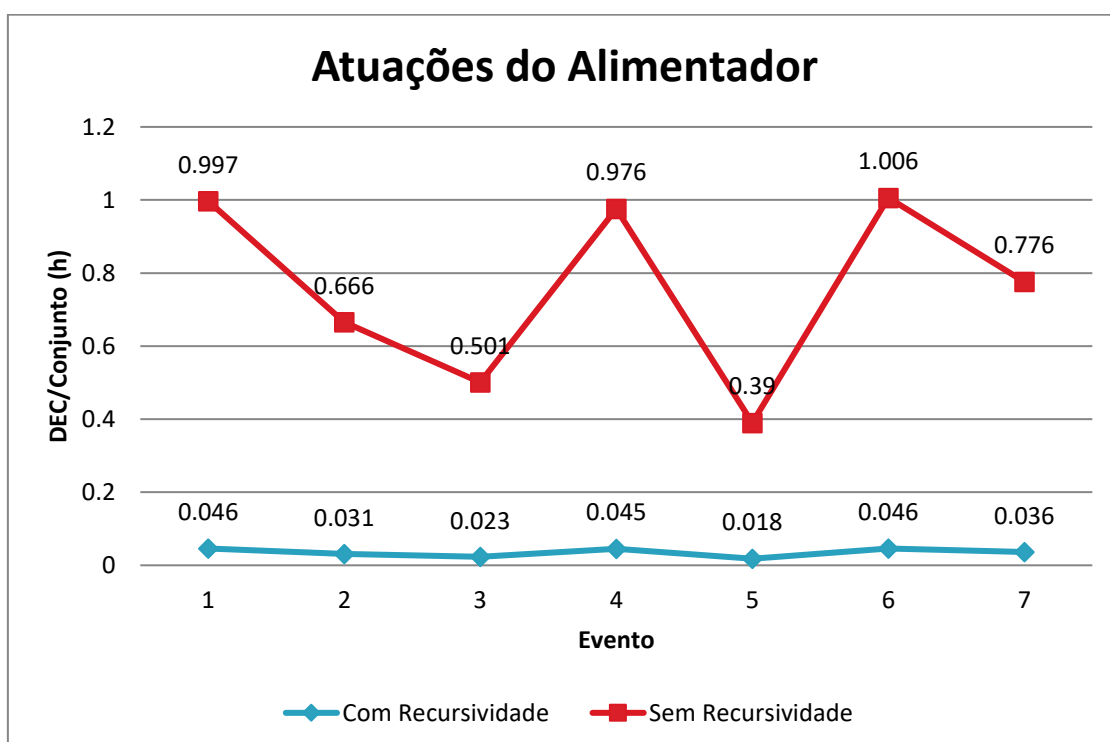
Trecho	UCs	M (h)	R (h)	nº falhas	m (h)	r (h)	P(func) (%)	P(falha) (%)	λ (h ⁻¹)	μ (h ⁻¹)
1 SE - RL1	305	8747,5	12,5	7	1249,64	1,79	99,86	0,14	0,0008	0,5591
2 RL1 - RL2	725	8756,7	3,32	2	4378,34	1,66	99,96	0,04	0,0002	0,6024
3 RL2 - RL3/RL4	2.294	8756,3	3,67	3	2918,78	1,22	99,96	0,04	0,0003	0,6135
4 circ. RL3	2.374	8739,4	20,6	9	971,05	2,29	99,77	0,23	0,0010	0,4373
5 circ. RL4	926	8723,1	36,9	9	969,23	4,10	99,58	0,42	0,0010	0,2438

Fonte: do autor

Também aqui é possível notar grandes ganhos gerais, especialmente nos trechos 1, 2 e 3.

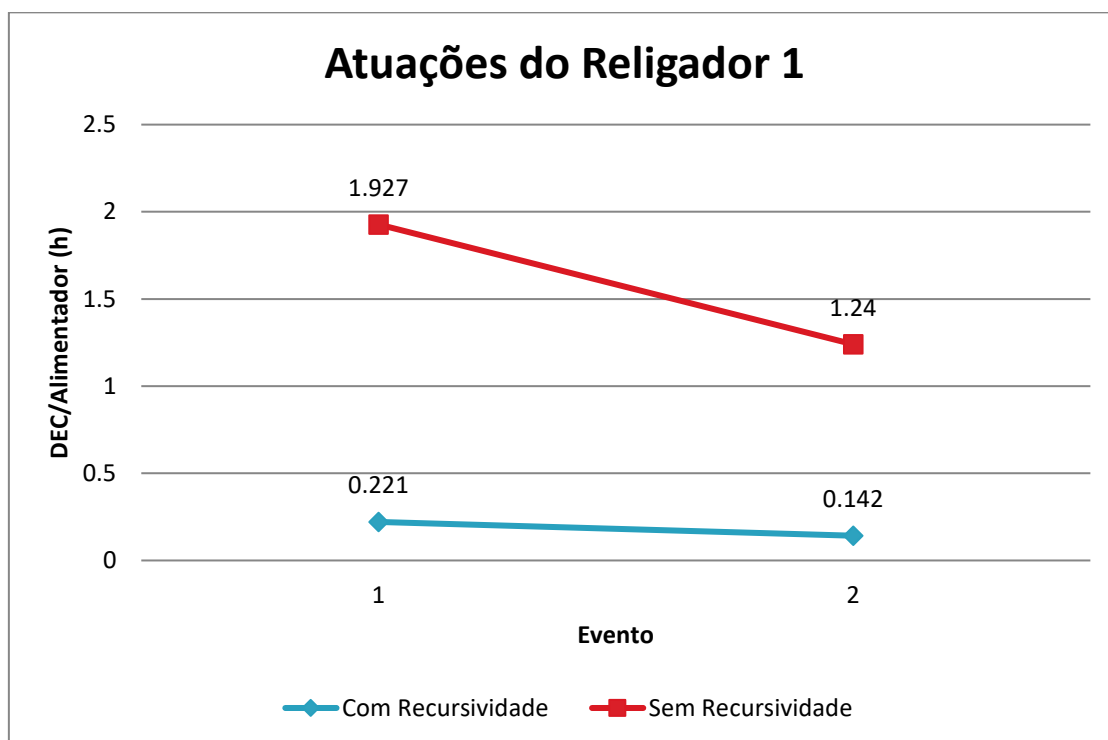
Nas Figuras 26 a 39, é possível visualizar diversos gráficos, que foram construídos com o intuito de comparar o desempenho dos sistemas com e sem recursividades, em vários aspectos.

Figura 26 – Gráfico comparativo de atuações do alimentador



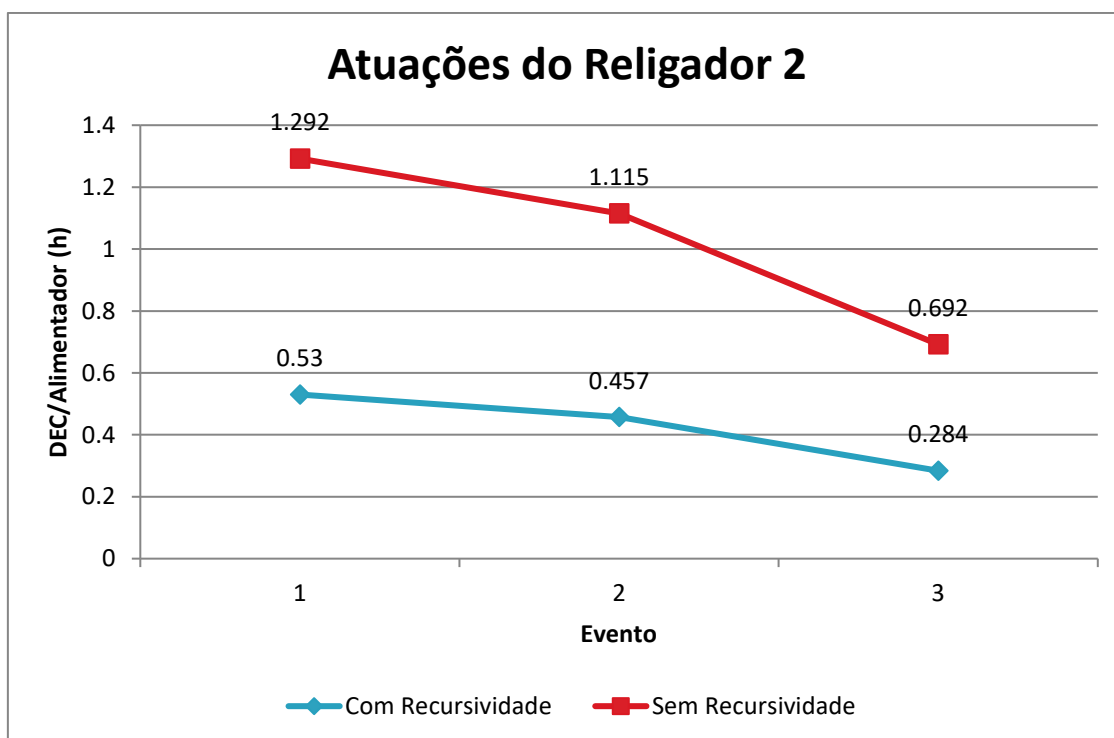
Fonte: do autor

Figura 27 – Gráfico comparativo de atuações do religador 1



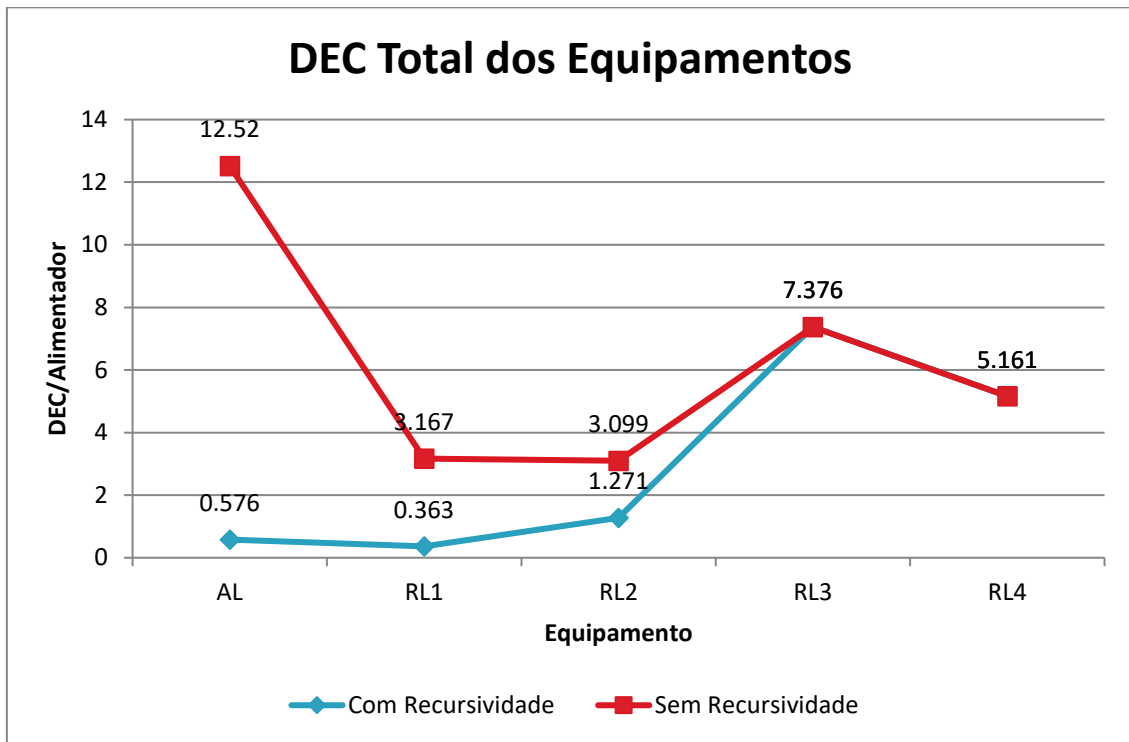
Fonte: do autor

Figura 28 – Gráfico comparativo de atuações do religador 2



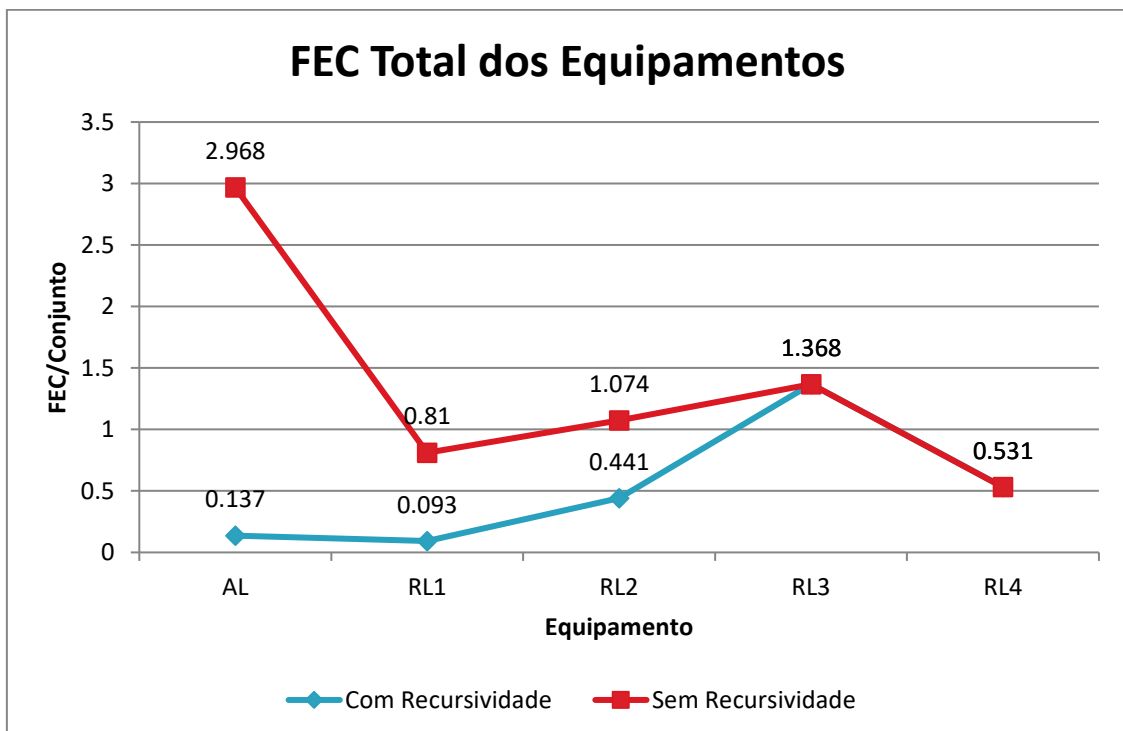
Fonte: do autor

Figura 29 – Contribuição de cada equipamento para o DEC total



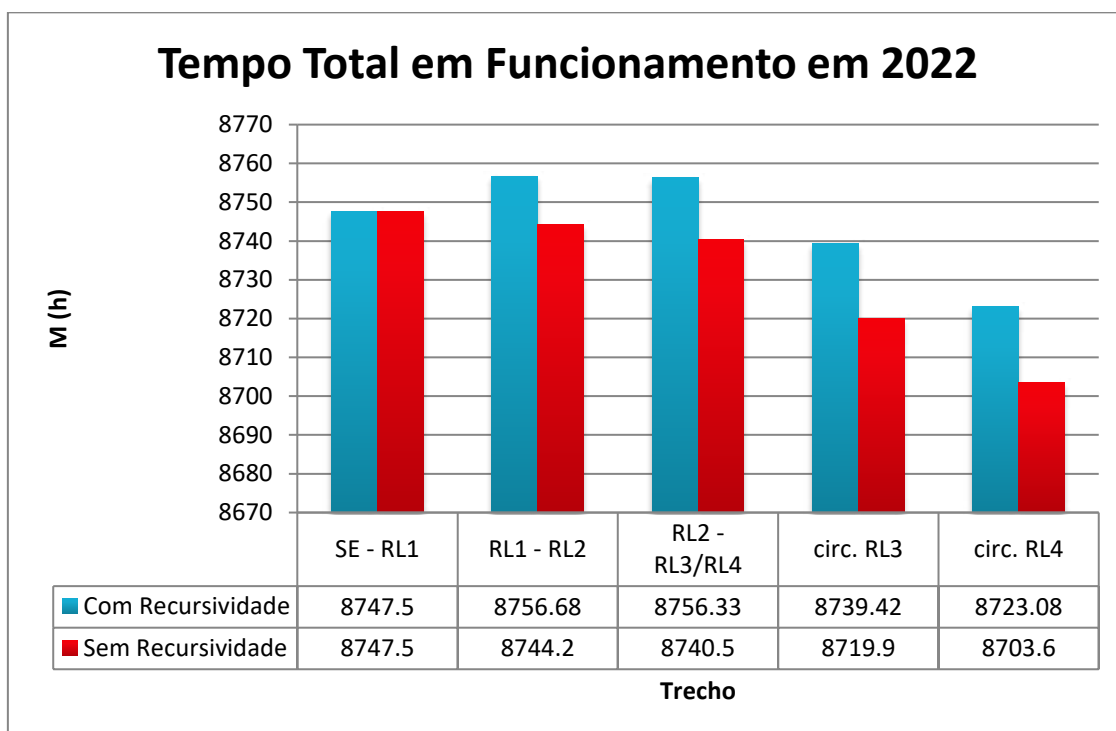
Fonte: do autor

Figura 30 – Contribuição de cada equipamento para o FEC total



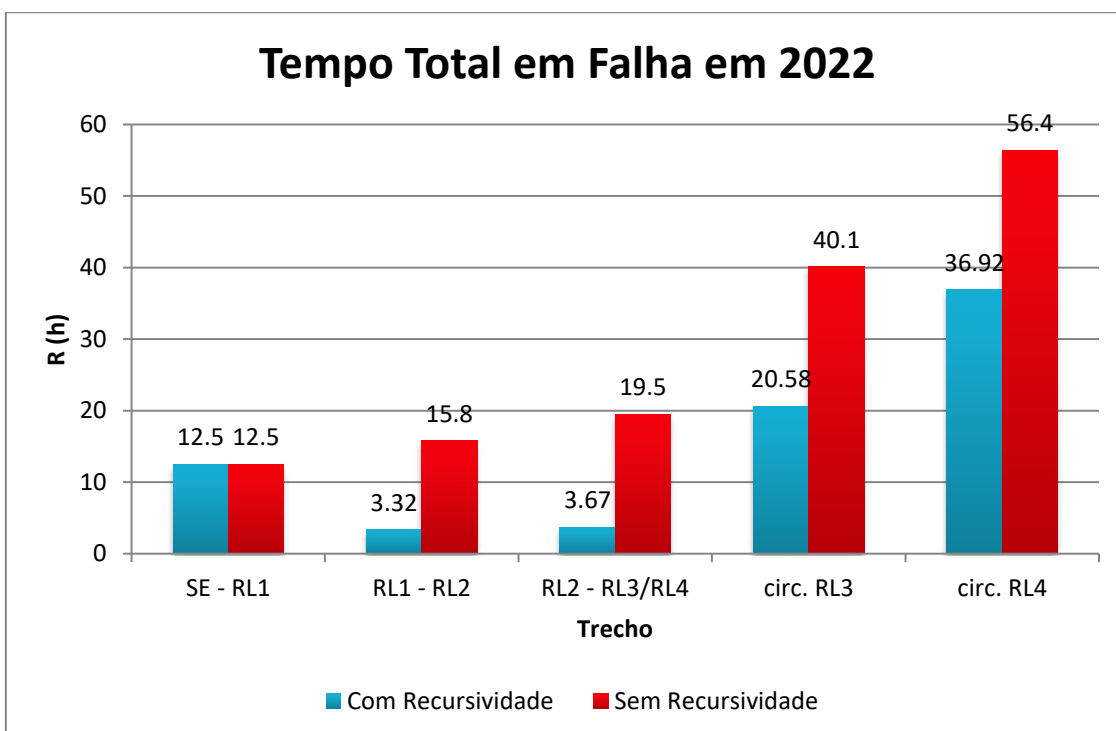
Fonte: do autor

Figura 31 – Tempo total em funcionamento de cada trecho em 2022



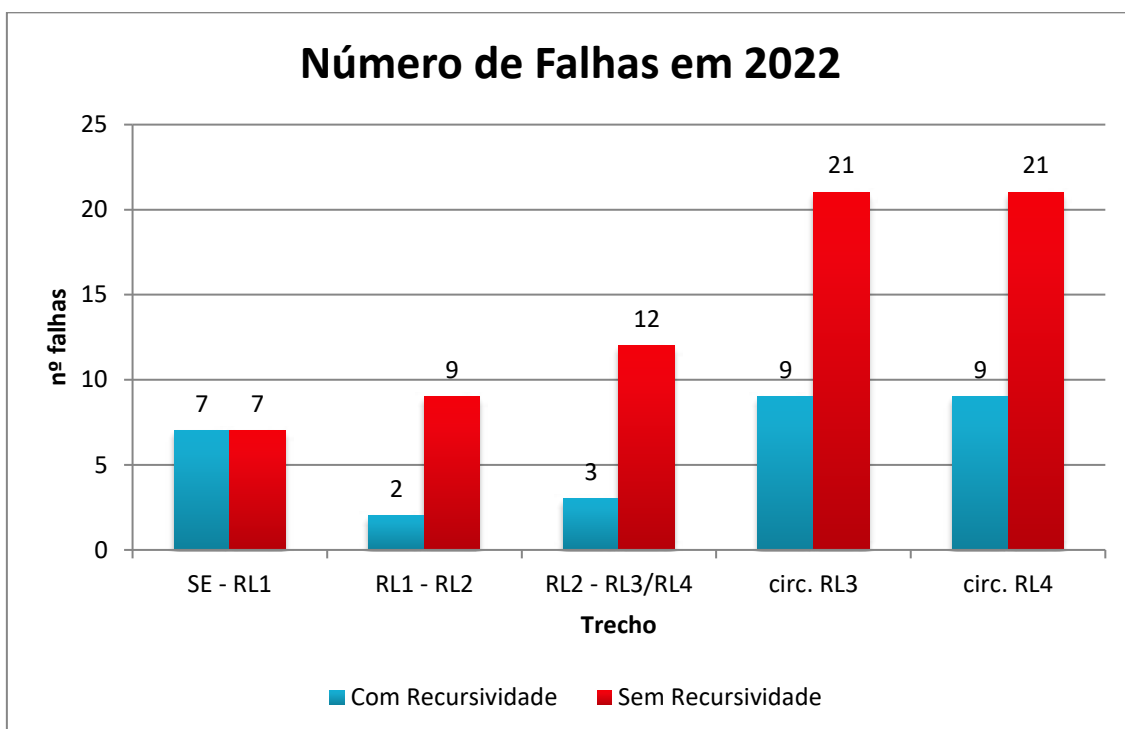
Fonte: do autor

Figura 32 – Tempo total em estado de falha de cada trecho em 2022



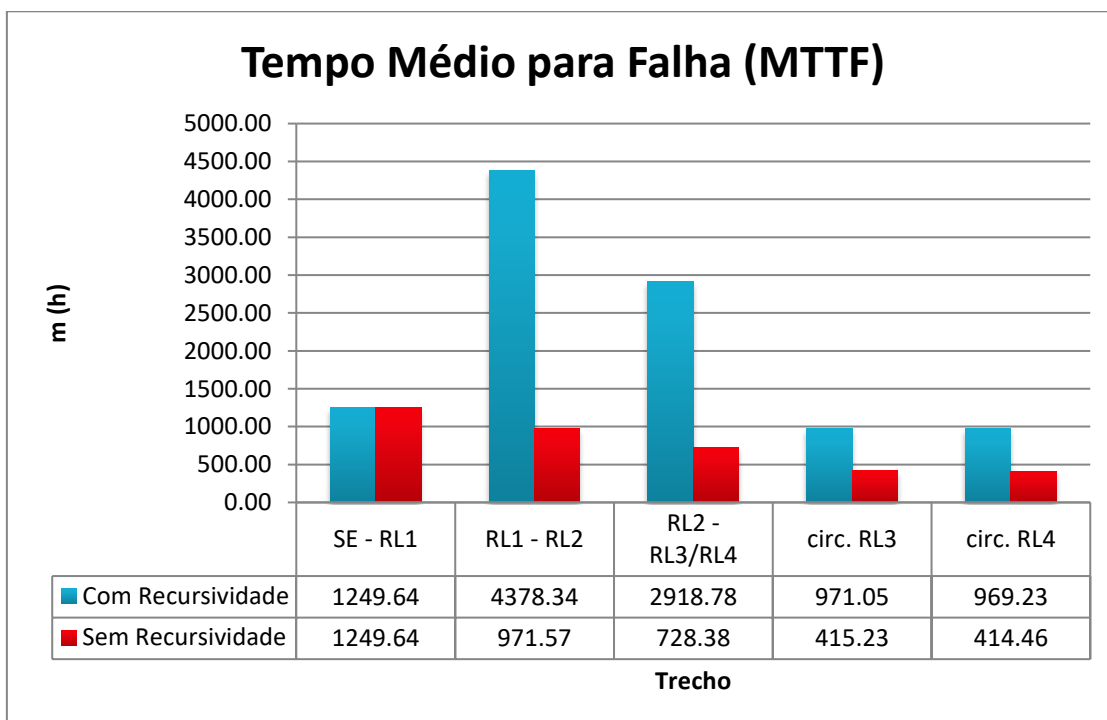
Fonte: do autor

Figura 33 – Número de falhas de cada trecho em 2022



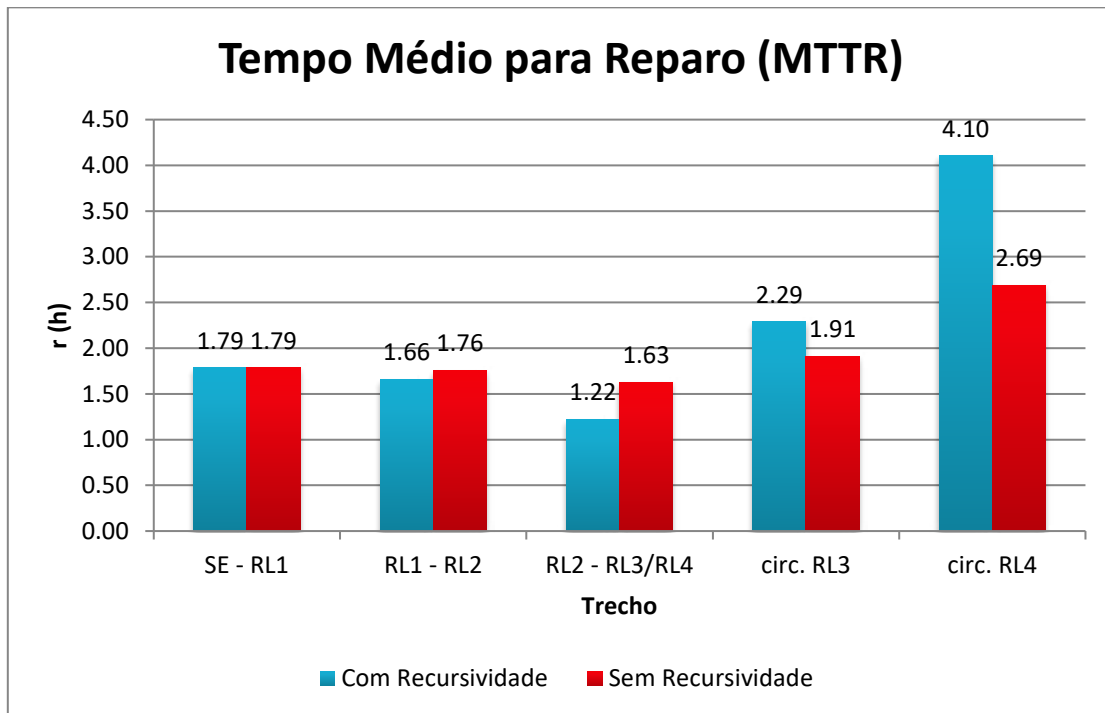
Fonte: do autor

Figura 34 – Tempo médio para falha (MTTF) de cada trecho



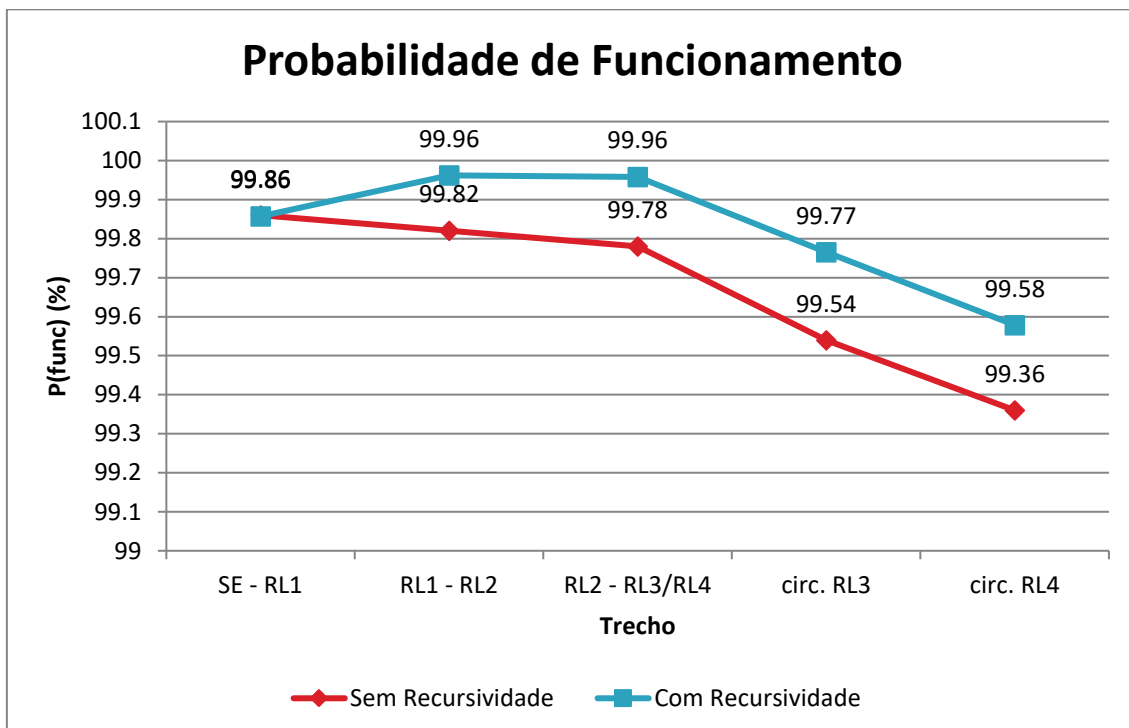
Fonte: do autor

Figura 35 – Tempo médio para reparo (MTTR) de cada trecho



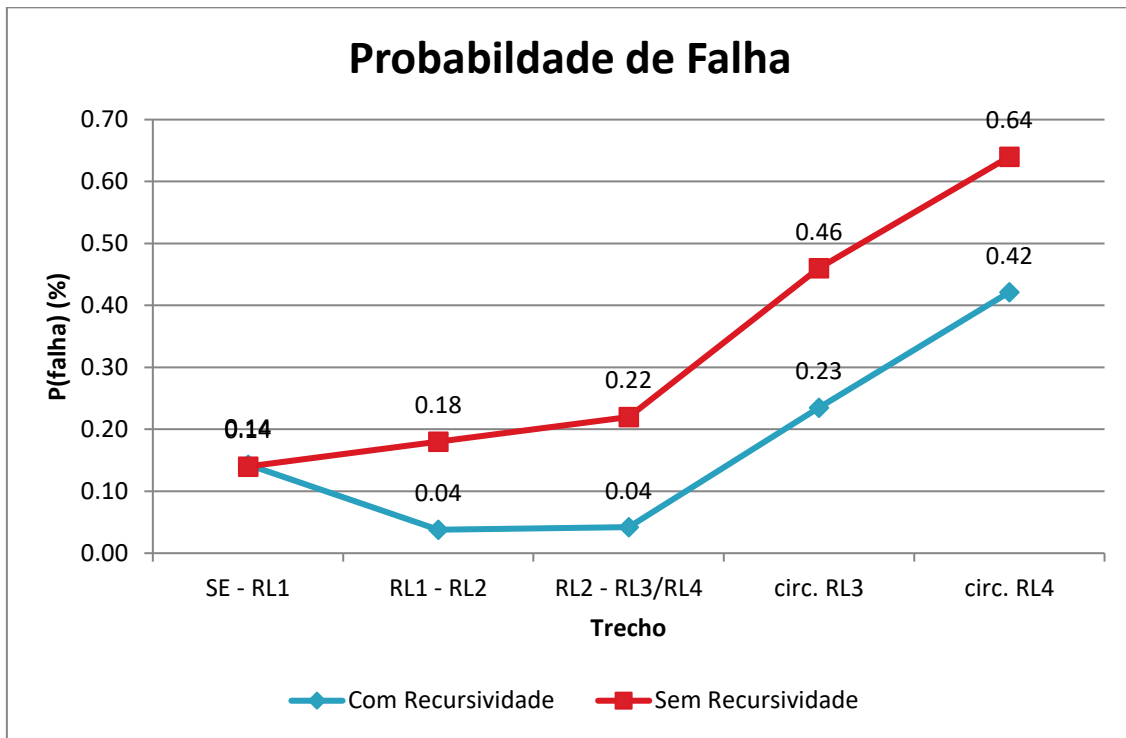
Fonte: do autor

Figura 36 – Probabilidade de encontrar cada trecho em funcionamento



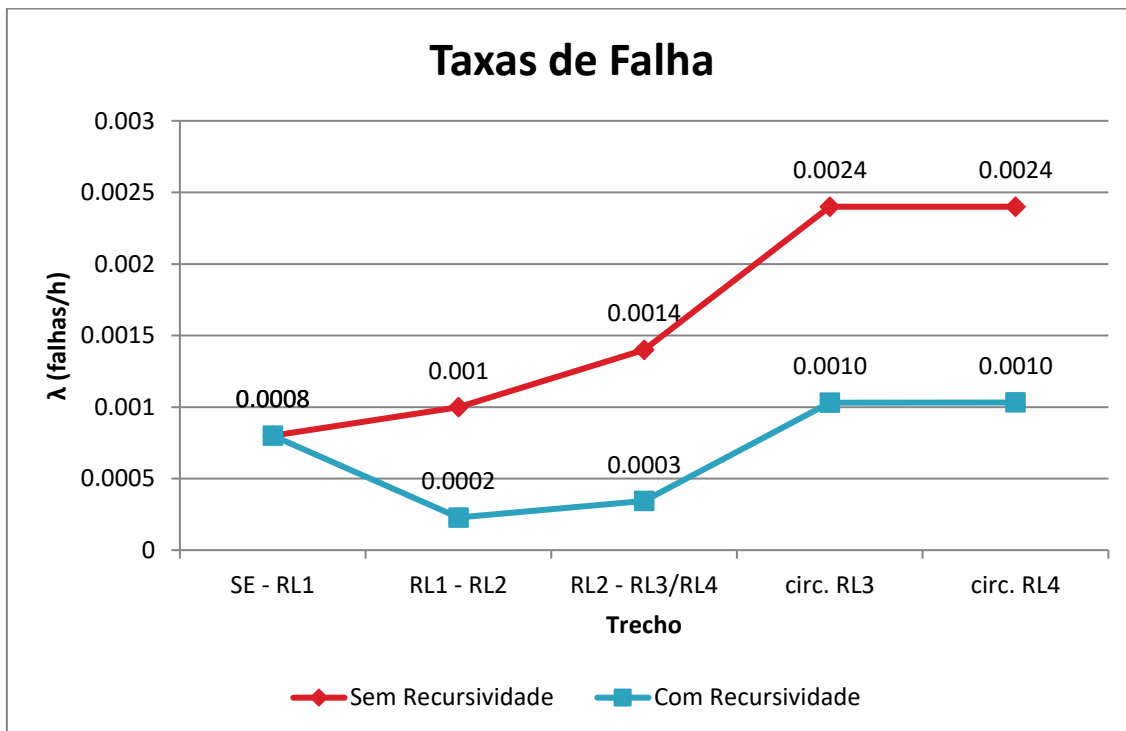
Fonte: do autor

Figura 37 – Probabilidade de encontrar cada trecho em estado de falha



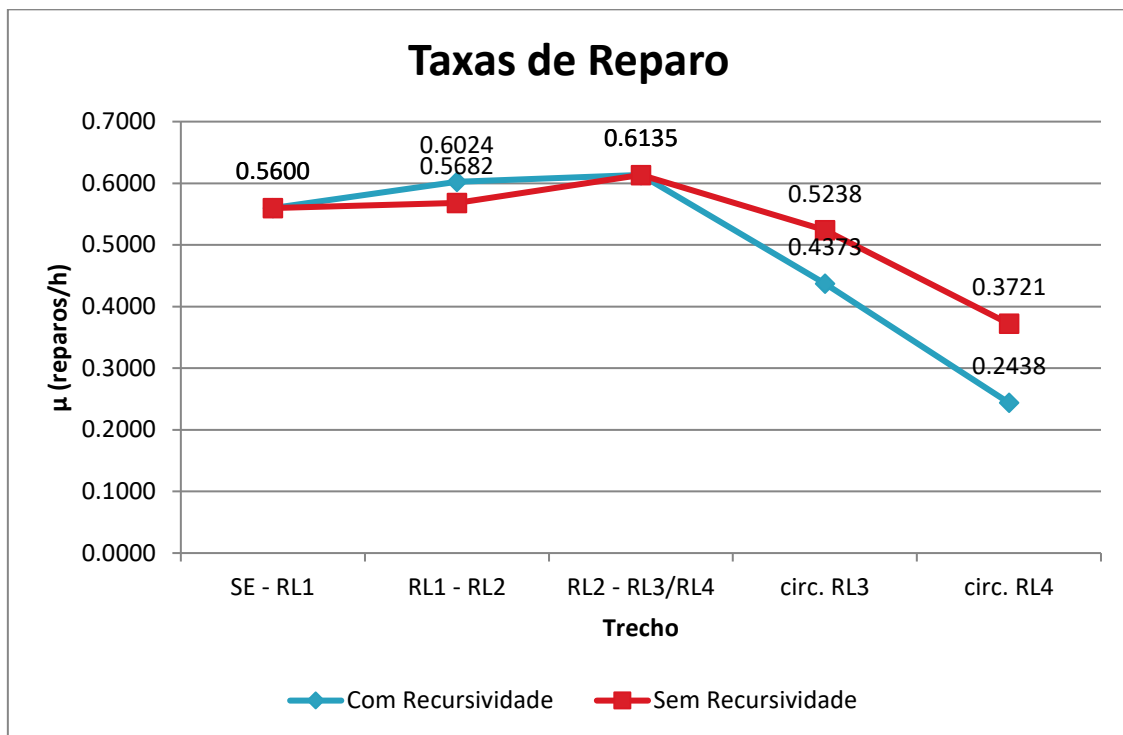
Fonte: do autor

Figura 38 – Taxa de falha de cada trecho



Fonte: do autor

Figura 39 – Taxa de reparo de cada trecho



Fonte: do autor

As figuras mostram uma diferença considerável nos parâmetros de confiabilidade nos cenários com recursividade e sem recursividade. A Figura 31, por exemplo, mostra que os tempos em funcionamento aumentam. A Figura 32 indica que cargas importantes ficariam bem menos tempo desligadas (isto é, “em falha”) ao longo de 2022 se houvesse conexões alternativas no sistema. O terceiro trecho, entre o RL 2 e o RL 3 e 4, é o centro de Alfredo Wagner, com grande quantidade de UCs. A quantidade de ocorrências no ano também cairia significativamente, como mostra a Figura 33.

Na Figura 34, nota-se um tempo maior para ocorrência de falhas na configuração “com recursividade”, o que impacta na probabilidade de ocorrência de falhas e melhora consideravelmente o desempenho do sistema. Percebe-se, no gráfico da Figura 36, que a probabilidade de se encontrar os trechos em funcionamento aumenta. A probabilidade de falha desses trechos reduz significativamente, conforme a Figura 37.

8 CONCLUSÃO

Em seu início, um dos intuitos da elaboração do presente trabalho de conclusão de curso foi chamar a atenção para os indicadores de qualidade do fornecimento de energia elétrica no município de Alfredo Wagner, Santa Catarina. Uma das motivações para o desenvolvimento de um trabalho com o tema em questão era o fato de que já se percebia, de forma empírica, que se tratava de um sistema de distribuição bastante frágil, no que se refere ao desempenho dos indicadores de continuidade. No dia a dia do trabalho no centro de operação da Celesc Distribuição S/A, já se observava que as ocorrências nesse local eram sempre impactantes, com alto número de clientes permanecendo desligados. Optou-se por realizar este estudo com o objetivo de analisar mais a fundo o sistema de distribuição de Alfredo Wagner, sob a perspectiva dos números, dos indicadores de continuidade e confiabilidade, para identificar os motivos da fragilidade, e propor melhorias e soluções.

Como mencionado em diversas oportunidades ao longo do texto, o principal motivo da fragilidade do sistema elétrico do município é a ausência de recursividades. Também isso já era percebido de forma empírica, intuitiva. Foi comprovada essa característica por meio dos cálculos, e ela fica ainda mais visível ao se observar os gráficos comparativos e os quadros de dados do sistema atual (sem opções de manobra) e a configuração de rede proposta (com opções de manobra).

A partir da análise realizada ao longo deste trabalho, confirmou-se o que se esperava no início do desenvolvimento do mesmo. De fato, a criação de conexões com os municípios vizinhos a Alfredo Wagner e a inclusão de opções de manobra no alimentador melhorariam muito os indicadores de continuidade e confiabilidade do sistema de distribuição, como indicam os cálculos efetuados.

Como proposta para trabalhos futuros, são apresentadas três possibilidades:

- realizar estudos de viabilidade econômica das soluções sugeridas neste documento para o sistema de distribuição de energia de Alfredo Wagner;

- efetuar estudos de carregamento da rede com as novas recursividades propostas, quando da ocorrência de contingências e remanejamento de cargas, ou seja, analisar o carregamento ao longo dos alimentadores das cidades vizinhas e as tensões na rede quando essas recursividades forem acionadas, utilizando *softwares* de simulação;
- efetuar uma análise detalhada dos indicadores oficiais da ANEEL do conjunto Bom Retiro (BRO), dos prejuízos com compensações financeiras relativas a Alfredo Wagner e das reduções que seriam obtidas com as melhorias.

REFERÊNCIAS

ABNT - ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR ISO-5462: Confiabilidade e Manutenibilidade**. Rio de Janeiro: ABNT, 1994, p. 3.

ANEEL. **Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica**. Procedimentos da Distribuição (PRODIST). Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, 2020. Acesso em: 18 ago. 2024a.

ANEEL. **Indicadores coletivos de continuidade: DEC e FEC**. 2021. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/indicadores-coletivos-de-continuidade>. Acesso em: 18 ago. 2024b.

ARANHA NETO, E. A. C. **Alocação de Chaves Automatizadas em Redes de Distribuição Utilizando Múltiplos Critérios**. 2006. 125 f. Dissertação (Mestrado) - Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica, CTC, UFSC, Florianópolis, 2006. Disponível em: <https://repositorio.ufsc.br/xmlui/bitstream/handle/123456789/89441/232412.pdf?sequence=1&isAllowed=y>. Acesso em: 13 mar. 2024.

CELESC. **Apresentação**. Disponível em: <https://www.celesc.com.br/home/apresentacao>. Acesso em 18 mar. 2024a.

CELESC. **Celmapas**. Disponível em: <https://celmapas.celesc.com.br>. Acesso em 25 mar. 2024b.

GOOGLE. **Google Maps**. Disponível em: <https://www.google.com.br/maps>. Acesso em 18 mar. 2024.

GUIAMAPA. **Mapa da Cidade de Alfredo Wagner**. Disponível em: <https://guiamapa.com/sc/alfredo-wagner>. Acesso em 24 ago. 2022.

MAMEDE FILHO, João; MAMEDE, Daniel Ribeiro. **Proteção de Sistemas Elétricos de Potência**. Rio de Janeiro: LTC, 2011

RIBEIRO, P. M. **Remuneração dos serviços ancilares de suporte de potência reativa e reserva de potência quando providos por geradores.**

Dissertação (Mestrado). Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro (PUC-RIO), Rio de Janeiro, 2005. Disponível em:

<https://www.maxwell.vrac.puc-rio.br/colecao.php?strSecao=resultado&nrSeq=6745>. Acesso em: 13 out. 2023.

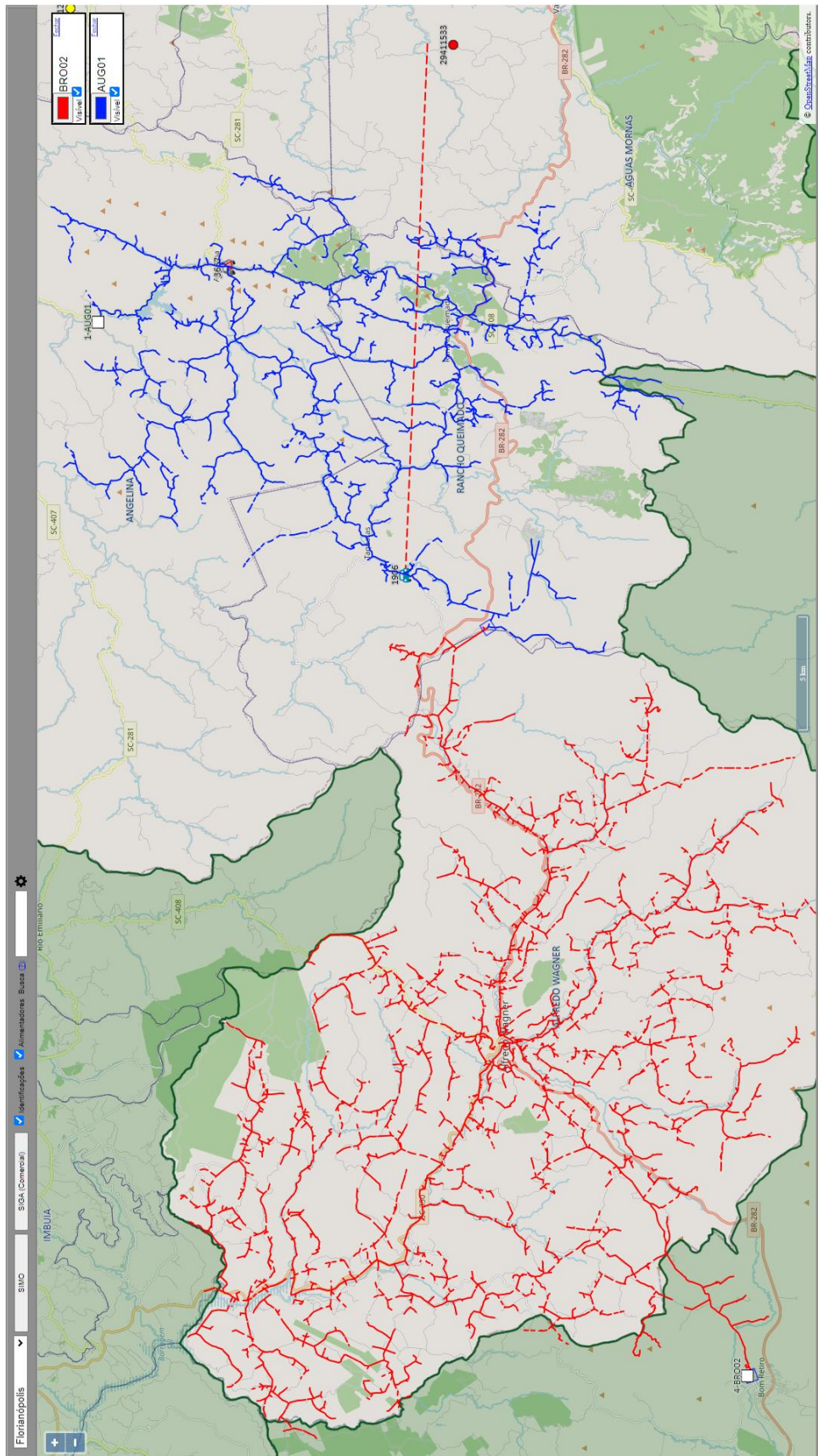
SPERANDIO, M. **Planejamento da automação de sistemas de manobra em redes de distribuição.** Tese (Doutorado). Universidade Federal de Santa

Catarina (UFSC), Florianópolis, 149 p., 2008. Disponível em:

<https://repositorio.ufsc.br/bitstream/handle/123456789/91427/260717.pdf?sequence=1>. Acesso em: 15 mar. 2024.

APÊNDICES

APÊNDICE A – Encontro de alimentadores de 13,8 kV e 23 kV entre Rancho Queimado e Alfredo Wagner, SC



APÊNDICE B – Alimentadores que atendem Governador Celso Ramos, SC

