

Iury Ferreira Aiello

**Metodologia probabilística para avaliar ajustes no sistema de
proteção visando melhorar a qualidade do serviço e do produto
em redes elétricas de distribuição**

Sorocaba

2023

Iury Ferreira Aiello

**Metodologia probabilística para avaliar ajustes no sistema de
proteção visando melhorar a qualidade do serviço e do produto
em redes elétricas de distribuição**

Dissertação apresentada como parte dos requisitos para obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica, junto ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Interunidades, entre o Instituto de Ciência e Tecnologia de Sorocaba e o Campus de São João da Boa Vista da Universidade Estadual Paulista “Júlio de Mesquita Filho”.

Orientador: Prof. Dr. Juan Carlos Cebrian Amasifen

Sorocaba

2023

A288m	Aiello, Iury Ferreira Metodologia probabilística para avaliar ajustes no sistema de proteção visando melhorar a qualidade do serviço e do produto em redes elétricas de distribuição / Iury Ferreira Aiello. -- Sorocaba, 2023 109 p. : il., tabs. Dissertação (mestrado) - Universidade Estadual Paulista (Unesp), Instituto de Ciência e Tecnologia, Sorocaba Orientador: Juan Carlos Cebrian Amasifen 1. Engenharia elétrica. 2. Energia elétrica Distribuição. 3. Curtos-circuitos. 4. Geração distribuída de energia elétrica. I. Título.
-------	--

Sistema de geração automática de fichas catalográficas da Unesp. Biblioteca do Instituto de Ciência e Tecnologia, Sorocaba. Dados fornecidos pelo autor(a).

Essa ficha não pode ser modificada.

Iury Ferreira Aiello

**Metodologia probabilística para avaliar ajustes no sistema de
proteção visando melhorar a qualidade do serviço e do produto
em redes elétricas de distribuição**

Dissertação apresentada como parte dos requisitos para obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica, junto ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Interunidades, entre o Instituto de Ciência e Tecnologia de Sorocaba e o Campus de São João da Boa Vista da Universidade Estadual Paulista “Júlio de Mesquita Filho”.

Comissão Examinadora

Prof. Dr. Juan Carlos Cebrian Amasifen
UNESP – Câmpus de Sorocaba
Orientador

Prof. Dr. Valdomiro Vega Garcia
Universidade Presbiteriana Mackenzie

Prof. Dr. Afonso José do Prado
UNESP – Câmpus de São João da Boa Vista

Sorocaba

20 de março de 2023

CERTIFICADO DE APROVAÇÃO

TÍTULO DA DISSERTAÇÃO: Metodologia probabilística para avaliar ajustes no sistema de proteção visando melhorar a qualidade do serviço e do produto em redes elétricas de distribuição

AUTOR: IURY FERREIRA AIELLO

ORIENTADOR: JUAN CARLOS CEBRIAN AMASIFEN

Aprovado como parte das exigências para obtenção do Título de Mestre em Engenharia Elétrica, área: Automação pela Comissão Examinadora:

Prof. Dr. JUAN CARLOS CEBRIAN AMASIFEN (Participação Virtual)
Departamento de Engenharia de Produção / UNESP - Câmpus de Itapeva

Prof. VALDOMIRO VEGA GARCIA (Participação Virtual)
Escola de Engenharia / Universidade Presbiteriana Mackenzie

Prof. Dr. AFONSO JOSÉ DO PRADO (Participação Virtual)
Departamento de Engenharia Eletrônica e de Telecomunicações / UNESP - Câmpus de São João da Boa Vista

Sorocaba, 19 de abril de 2023



Documento assinado digitalmente

JUAN CARLOS CEBRIAN AMASIFEN
Data: 26/04/2023 09:33:34-0300
Verifique em <https://validar.iti.gov.br>

AGRADECIMENTOS

A minha mãe por sempre me incentivar, ser meu farol e meu norte para a conclusão desta etapa.

A minha irmã e ao meu pai pelo apoio incondicional durante todo o tempo.

A minha noiva Grazielle por segurar a minha mão durante toda esta jornada.

Aos meus amigos e familiares por caminharem comigo do primeiro ao último dia.

A minha amiga Gabi, que junto de Deus, sempre me deu forças para superar todos os desafios.

Ao meu orientador Prof. Dr. Juan Carlos Cebrian pelo apoio, sabedoria e paciência compartilhados durante esta jornada.

Ao Instituto de Ciência e Tecnologia de Sorocaba pelo apoio por meio de suas instalações e corpo docente para a conclusão.

**“Dai-me Senhor, a perseverança das ondas do mar, que fazem de cada recuo um
ponto de partida para um novo avanço.”**

Gabriela Mistral

RESUMO

As redes elétricas de distribuição na sua grande maioria estão expostas ao meio ambiente, sendo assim estão sujeitas a curtos-circuitos que afetam a continuidade do fornecimento de energia entregue aos consumidores. Nesse sentido, os sistemas de proteção são projetados para minimizar os impactos negativos mantendo os critérios de coordenação e seletividade, com isso, os dispositivos de proteção são selecionados e parametrizados para atender as necessidades dos consumidores e as restrições impostas pelos órgãos reguladores. Comumente o critério utilizado pelas concessionárias de energia nos equipamentos de proteção está baseado no cenário de mínima parametrização, ou seja, aquele que atende primariamente os requisitos de coordenação e seletividade. Contudo, esse critério não garante a redução dos indicadores de continuidade ou a melhor qualidade do serviço e do produto nas redes elétricas de distribuição. Neste trabalho uma metodologia probabilística é utilizada para primeiro, avaliar os indicadores de continuidade coletivos e as perdas financeiras nos consumidores finais devido a afundamentos de tensão e interrupções de energia (PFAT) sobre diferentes cenários de curtos-circuitos obtidos pelo método Monte Carlo, e posteriormente comparar e identificar os parâmetros e posicionamentos mais adequados dos dispositivos de proteção que ofereçam um ganho na redução dos indicadores de continuidade coletivos e PFAT. Além disso, uma análise de perdas de coordenação e seletividade é realizada em cenários com diferentes taxas de penetração de geração distribuída, isso com o intuito de identificar a capacidade de hospedagem em cada barra do sistema. A metodologia proposta é aplicada a uma rede de 34 barras. Os resultados mostram uma redução de 26 % nas PFAT quando são selecionados ajustes e posicionamentos adequados dos dispositivos de proteção.

Palavras-chave: Afundamentos de tensão; perdas financeiras; qualidade da energia, sistema de proteção; salva fusível; queima fusível.

ABSTRACT

The vast majority of electrical distribution networks are exposed to the environment, so they are subject to short circuits that affect the continuity of the energy supply delivered to consumers. In this sense, protection systems are designed to minimize negative impacts while maintaining coordination and selectivity criteria, with this, protection devices are selected and parameterized to meet the needs of consumers and the restrictions imposed by regulatory bodies. Commonly, the criterion used by energy concessionaires in protection equipment is based on the minimum parameterization scenario, that is, the one that primarily meets the coordination and selectivity requirements. However, this criterion does not guarantee the reduction of continuity indicators or the best quality of service and product in the electrical distribution networks. In this work a probabilistic methodology is used to first evaluate the collective continuity indicators and financial losses in final consumers due to voltage sags and power interruptions (PFAT) under different short circuit scenarios obtained by the Monte Carlo method, and subsequently compare and identify the most appropriate parameters and positioning of protection devices that offer a gain in the reduction of collective continuity indicators and PFAT. In addition, an analysis of coordination and selectivity losses is carried out in scenarios with different penetration rates of distributed generation, with the aim of identifying the hosting capacity in each bus of the system. The proposed methodology is applied to a network of 34 buses. The results show a 26 % reduction in PFAT when proper adjustments and placement of protective devices are selected.

Keywords: Voltage sag; financial losses; power quality; protection system; save-fuse methodology; blowing-fuse methodology.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 - Percentual de Ocorrência dos Tipos de Curto-Circuito, fonte: Medeiros, 2017.	21
Figura 2 - Tipo de Curvas Tempo-Corrente Segundo IEC.	24
Figura 3 - Bloco de Proteção.....	27
Figura 4 - Zona de Proteção.....	28
Figura 5 - Circuito Elétrico de Distribuição Representativo.	29
Figura 6 - Metodologia Salva Fusível e Seus Efeitos.	31
Figura 7 - Efeito da Falta nos Consumidores C1, C2 e C3 – Salva Fusível.	33
Figura 8 - Metodologia Queima Fusível e Seus Efeitos.....	35
Figura 9 - Efeito da Falta nos Consumidores C1, C2 e C3 – Queima Fusível.....	36
Quadro 1 - Comparativo de Trabalhos e Contribuições.	47
Figura 10 - Sequência de Operação de um Religador Durante uma Falta com Metodologia de Proteção Salva Fusível.	54
Figura 11 - Processo para a Estimação da Probabilidade de Interrupção de Longa Duração, P_{ILD}	55
Figura 12 - Probabilidade Acumulada de Duração de Afundamento de Tensão (P_{sgd}).	56
Figura 13 - Curva CBEMA.....	57
Figura 14 - Curva ITIC.....	58
Figura 15 - Regiões de Sensibilidade.....	59
Figura 16 – Regiões de Sensibilidade a Afundamentos de Tensão para um CLP – Controlador Lógico Programável. Em Azul $UnET = 1$, em Lilás $UnET = 0,1$	60
Figura 17 – Regiões de Sensibilidade a Afundamentos de Tensão para um Processo Produtivo Formado por Quatro Equipamentos em Série PC, CLP, ASD e Contator.	62
Fluxograma 1 - Validação de Coordenação e Seletividade.	69
Fluxograma 2 - Validação de Posicionamento dos Dispositivos de Proteção.....	70
Fluxograma 3 - Validação de Injeção de Potência Através de GD na Rede Elétrica de Distribuição.	71
Figura 18 - Rede de Distribuição 34 Barras.	72
Figura 19 - Rede de Distribuição 34 Barras Modificada, Fonte:Adaptado à partir de Kersting,(1991).....	76

Figura 20 - Simulação S18: 1 Religador - Salva Fusível.	76
Figura 21 - Simulação S35: 1 Religador - Salva Fusível.	77
Figura 22 - Simulação S40: 1 Religador - Salva Fusível.	77
Figura 23 - Simulação S46: 1 Religador - Queima Fusível.....	81
Figura 24 - Simulação S47: 1 Religador - Queima Fusível.....	81
Figura 25 - Simulação S48: 1 Religador - Queima Fusível.....	82
Figura 26 - Comparativo de Perdas Financeiras Entre Cenários 1 Religador - Salva Fusível.....	86
Figura 27 - Comparativo de Continuidade Entre Cenários 1 Religador - Salva Fusível.....	87
Figura 28 - Comparativo de Perdas Financeiras Entre Cenários 1 Religador - Salva Fusível e 1 Religador - Queima Fusível.	88
Figura 29 - Comparativo de Continuidade Entre Cenários 1 Religador - Salva Fusível e 1 Religador - Queima Fusível.	88
Figura 30 - Simulação S54: 3 Religadores – Salva Fusível.....	89
Figura 31 - Simulação S62: 2 Religadores – Salva Fusível.....	89
Figura 32 - Comparativo por Cenário: Perdas Financeiras 3 Religadores – Salva Fusível.....	93
Figura 33 - Comparativo por Cenário: FEC e DEC 3 Religadores – Salva Fusível.	93
Figura 34 - Comparativo por Cenário: Oscilações e Interrupções de Energia 3 Religadores – Salva Fusível.....	94
Figura 35 - Comparativo por Cenário: Perdas Financeiras 2 Religadores – Salva Fusível.....	94
Figura 36 - Comparativo por Cenário: FEC e DEC 2 Religadores – Salva Fusível.	95
Figura 37 - Comparativo por Cenário: Oscilações e Interrupções de Energia 2 Religadores – Salva Fusível.....	95
Figura 38 - Comparativo Melhores Cenários: Perdas Financeiras 1,2 e 3 Religadores – Salva Fusível e 1 Religador – Queima Fusível.	96
Figura 39 - Comparativo Melhores Cenários: FEC e DEC 1,2 e 3 Religadores – Salva Fusível e 1 Religador – Queima Fusível.	96
Figura 40 - Comparativo Melhores Cenários: Oscilações e Interrupções de Energia 1,2 e 3 Religadores – Salva Fusível e 1 Religador – Queima Fusível.	97

Figura 41 - Potência Injetada em GD x Hosting Capacity.	99
Figura 42 - Perda de Coordenação e Seletividade por Injeção de Potência em GD.	100
Figura 43 - Potência Injetada Para Superar Capacidade de Corrente Da Linha.	101

LISTA DE TABELAS

Tabela 1- Classificação de Eventos de Qualidade de Energia Segundo IEEE – Std 1159.	18
Tabela 2 - Atuação de Curvas Temporizadas. Valores de Corrente de Curto-Circuito e Tempos de Atuação em Segundos.	25
Tabela 3 – Fator de Atividade por Tipo de Consumidor e Custo de uma Parada de Processo Produtivo. Originalmente em Libras e Convertidos Neste Trabalho a uma Taxa de Câmbio de £1,00 Libra para R\$5,95 Reais.	64
Tabela 4- Informações para a Simulação da Rede Base.	72
Tabela 5 - Parametrização Fusíveis: 1 Religador - Salva Fusível.	78
Tabela 6 - Parametrização Religador: 1 Religador - Salva Fusível.	78
Tabela 7 - Melhores Resultados Simulados: 1 Religador - Salva Fusível.	79
Tabela 8 - Parametrização Fusíveis: 1 Religador - Queima Fusível.	82
Tabela 9 - Parametrização Religador: 1 Religador - Queima Fusível.	82
Tabela 10 - Melhores Resultados Simulados: 1 Religador - Queima Fusível.	83
Tabela 11 - Parametrização Fusíveis: 3 Religadores - Salva Fusível.	90
Tabela 12 - Parametrização Religador : 3 Religadores – Salva Fusível.	90
Tabela 13 - Comparativo Resultados Simulados: 1 Religador, 2 Religadores e 3 Religadores – Salva Fusível.	90
Tabela 14 - Comparativo Resultados Simulados: 3 Religadores – Salva Fusível e 1 Religador - Queima Fusível.	91
Tabela 15 - Comparativo Resultados Simulados Com Variação de Posicionamento: 3 Religadores – Salva Fusível.	92
Tabela 16 - Injeção de Potência por Geração Distribuída e Seus Efeitos.	98
Tabela 17 - Potência Injetada em GD x Capacidade da Linha.	100
Tabela 18 – Capacidade Nominal de Cada Linha.	101

SUMÁRIO

RESUMO	8
ABSTRACT	9
1 INTRODUÇÃO	16
1.2 ASPECTOS DE QUALIDADE DE ENERGIA	16
1.3 CURTOS-CIRCUITOS NAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO	20
1.4 DISPOSITIVOS DE PROTEÇÃO	21
1.5 CURVAS TEMPO-CORRENTE	23
1.6 METODOLOGIAS DE COORDENAÇÃO, PROTEÇÃO E SELETIVIDADE	26
1.7 METODOLOGIA SALVA FUSÍVEL	30
1.8 METODOLOGIA QUEIMA FUSÍVEL	34
1.9 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	37
CAPACIDADE DE HOSPEDAGEM - <i>Hosting Capacity</i>	38
MOTIVAÇÕES E CONTRIBUIÇÕES	38
2 OBJETIVOS	41
2.1 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	41
2.2 CONCLUSÕES PARCIAIS	47
3 METODOLOGIA	49
3.1 ABORDAGEM PROBABILÍSTICA	50
3.2 PROBABILIDADE DE AFUNDAMENTO DE TENSÃO E INTERRUPÇÃO	53
3.3 PROBABILIDADE DE FALHAS DOS EQUIPAMENTOS DEVIDO A AFUNDAMENTOS DE TENSÃO	56
3.4 ANUALIZAÇÃO DOS INDICADORES RELATIVOS A AFUNDAMENTOS DE TENSÃO, ICD E ILD	62
3.5 ANUALIZAÇÃO DOS INDICADORES DE CONTINUIDADE COLETIVOS	64
3.6 AVALIAÇÃO DE PERDAS FINANCEIRAS	65
3.7 METODOLOGIA DE COORDENAÇÃO E SELETIVIDADE	66

3.8 METODOLOGIA DE COORDENAÇÃO E SELETIVIDADE COM AMPLIAÇÃO DE DISPOSITIVOS DE PROTEÇÃO E INJEÇÃO DE POTÊNCIA POR GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	69
3.9 CONCLUSÕES DO CAPÍTULO	71
4 RESULTADOS	72
4.1 CENÁRIOS DE PARAMETRIZAÇÃO	73
4.2 COMPARAÇÃO ENTRE AS METODOLOGIAS SALVA E QUEIMA FUSÍVEL	75
4.3 COMPARAÇÃO COM A INCLUSÃO DE DISPOSITIVOS DE PROTEÇÃO AO LONGO DA REDE ELÉTRICA DE DISTRIBUIÇÃO	85
4.4 INJEÇÃO DE POTÊNCIA ATRAVÉS DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	97
5 CONCLUSÃO	103
5.1 TRABALHOS FUTUROS	104

1 INTRODUÇÃO

De forma geral, as redes elétricas têm como um dos objetivos primordiais o fornecimento de energia elétrica de forma contínua e respeitando critérios de qualidade de energia definidos pelos órgãos reguladores (O'Meally e Burke, 2009). A rede elétrica tradicional pode ser dividida em geração, transmissão e distribuição. Sendo assim, no caso das redes elétricas de distribuição, elas devem ser planejadas de forma eficiente, buscando prever possíveis falhas e descontinuidades no fornecimento de energia.

Contudo, as redes elétricas de distribuição são passíveis a enfrentar falhas como consequência de curtos-circuitos causados pela exposição das linhas ao meio ambiente. Para reduzir o impacto da propagação de uma falha no sistema elétrico, as concessionárias de energia utilizam equipamentos de proteção como fusíveis, religadores, disjuntores, entre outros, os quais são configurados seguindo critérios de seletividade e coordenação, junto com algumas das metodologias de proteção como por exemplo salva fusível ou queima fusível (Küfeoğlu e Lehtonen, 2015).

Neste contexto se torna crucial a aplicação de metodologias de coordenação e seletividade. Coordenação e seletividade nada mais são do que a parametrização e posicionamento adequado dos dispositivos de proteção de forma a garantir que as faltas intrínsecas a uma rede elétrica de distribuição possam ser isoladas de forma otimizada. Garantindo assim, que a falta seja extinguida no menor tempo e com o menor impacto possível aos consumidores finais.

1.2 ASPECTOS DE QUALIDADE DE ENERGIA

Segundo Deckmann e Pomilio (2018), qualidade de energia elétrica pode ser interpretada como uma medida de quão bem a energia elétrica pode ser utilizada pelos consumidores. Essa medida inclui características de continuidade de suprimento e de conformidade com certos parâmetros considerados desejáveis para a operação segura, tanto do sistema supridor como das cargas elétricas.

No Brasil, segundo a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), nos Procedimentos de Distribuição (PRODIST), especificamente no Módulo 8, qualidade de energia deve considerar três aspectos para avaliação, sendo eles a qualidade do produto ofertado, a qualidade do serviço realizado, e a qualidade do atendimento.

No módulo 8 do PRODIST, qualidade do produto está atrelado a níveis de tensão, oscilações, ruídos e demais pontos que estão diretamente atrelados a variáveis elétricas. Entre os problemas de qualidade de energia elétrica, têm-se: transitórios, distorções harmônicas, flutuações de tensão, variações de tensão de curta duração e desequilíbrio de sistemas trifásicos:

- **Transitórios**, eles são fenômenos eletromagnéticos oriundos de alterações súbitas nas condições operacionais de um sistema de energia elétrica. Segundo a definição utilizada no Módulo 8 do PRODIST, a duração de um transitório é inferior a 1 ciclo. Existem dois tipos de transitórios: os impulsivos, causados por descargas atmosféricas, e os oscilatórios, causados por chaveamentos (Paulilo, 2013). O estudo de transitórios é de grande importância, uma vez que esses fenômenos submetem equipamentos a grandes flutuações de tensão e/ou corrente.

- **Variações de tensão de curta duração**, ou VTCD, elas podem ser caracterizadas por alterações instantâneas, momentâneas ou temporárias. Tais variações de tensão são, geralmente, causadas pela energização de grandes cargas que requerem altas correntes de partida, ou por intermitentes falhas nas conexões dos cabos de sistema. Dependendo do local e duração da falha, e das condições do sistema, o resultado pode ser um afundamento momentâneo de tensão (em inglês “sag” ou “dip”), uma elevação momentânea de tensão (em inglês “swell”), ou ainda uma interrupção de energia em partes do sistema elétrico (Paulilo, 2013 ; Teixeira, 2020).

- **Variações de tensão de longa duração**, elas são fenômenos semelhantes às VTCD; porém com a característica de se manterem no sistema elétrico por tempos superiores a três minutos (ANEEL, 2021). Esses fenômenos são causados por saídas de grandes blocos de carga, perdas de fase, dentre outras consequências (Paulilo, 2013).

- **Desequilíbrios**, eles podem ser definidos como o desvio máximo da média das correntes ou tensões trifásicas, divididos pela média das correntes ou tensões trifásicas, expressados em percentual (ANEEL, 2021). As origens desses desequilíbrios estão geralmente nos sistemas de distribuição, os quais possuem cargas monofásicas distribuídas inadequadamente. Essa característica leva ao surgimento de tensões de sequência zero. Esse problema se agrava quando consumidores alimentados de forma trifásica possuem uma má distribuição de

carga em seus circuitos internos, impondo correntes desequilibradas no circuito da concessionária.

A Tabela 1 mostra as definições dos eventos de qualidade da energia segundo IEEE – Std 1159-2019. Na tabela são apresentadas as classificações dos tipos de eventos, bem como suas respectivas denominações, durações e amplitudes. Com relação a normativa prevista no PRODIST, observa-se diferenças no conceito de transitórios onde os eventos são avaliados a partir de 1 ciclo e não 0,5 ciclo como define a norma IEEE. As definições instantâneas também são omitidas na norma brasileira. Os limites máximos de duração também sofrem alteração passando de 1 min para 3 min.

Tabela 1- Classificação de Eventos de Qualidade de Energia Segundo IEEE – Std 1159.

Classificação	Denominação	Duração do Evento	Amplitude do Evento
Variações de Curta Duração	Afundamento Instantâneo	0,5 – 30 ciclos	0,1 – 0,9 p.u.
	Elevação Instantânea	0,5 – 30 ciclos	1,1 – 1,8 p.u.
	Interrupção Momentânea	0,5 ciclo– 3 segundos	< 0,1 p.u.
	Afundamento Momentâneo	30 ciclos – 3 segundos	0,1 – 0,9 p.u.
Variações de Longa Duração	Interrupção Sustentada	> 1 minuto	0,0 p.u.
	Subtensão	> 1 minuto	0,1 – 0,9 p.u.
	Sobretensão	> 1 minuto	1,1 – 1,2 p.u.

Fonte: IEEE (2019).

Os sistemas de distribuição de energia elétrica precisam ser avaliados por meio de indicadores de forma a garantir uma boa qualidade de atendimento de seus serviços, tanto no âmbito comercial como em atendimentos rápidos visando a continuidade do fornecimento de energia. Isso é um aspecto importante, já que a qualidade do atendimento diz respeito à eficiência operacional da concessionária de energia em executar tarefas de manutenção corretiva durante ocorrências na rede elétrica.

Em relação aos aprofundamentos e elevações de tensão, Módulo 8 do PRODIST define um indicador chamado de Fator de Impacto (FI). Para se obter o FI, cada evento de afundamento de tensão é segregado por tempo e magnitude, sendo que cada segregação tem seu fator multiplicador. O agregado de vários eventos no período de 1 mês, permite obter uma média ponderada. O FI pode ser comparado com valores de referência em função da tensão contratada do consumidor. Isso permite diagnosticar quanto os eventos estão afetando a qualidade do produto do consumidor.

Em relação à qualidade de serviço, fator este atrelado diretamente a continuidade do serviço e relativo as interrupções de serviço oriundas de faltas na rede elétrica de distribuição, as concessionárias são avaliadas utilizando os indicadores de continuidade coletivos e individuais definidos no Módulo 8 do PRODIST. Esses indicadores são:

- FEC: frequência equivalente de interrupção por unidade consumidora.
- DEC: duração equivalente de interrupção por unidade consumidora.
- DIC: duração de interrupção individual por unidade consumidora, excluindo-se as centrais geradoras.
- FIC: frequência de interrupção individual por unidade consumidora, excluindo-se as centrais geradoras, expressa em interrupções e centésimos de interrupções.

Os indicadores FEC e DEC devem ser apurados para cada conjunto de unidades consumidoras e calculados a partir das seguintes equações (1) e (2) :

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

$$FEC = \frac{\sum_{i=1}^{NUC} FIC(i)}{NUC} \quad (2)$$

Sendo:

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

NUC = 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, expressa em horas e centésimos de hora;

FIC(i) = frequência de interrupção individual por unidade consumidora, excluindo-se as centrais geradoras, expressa em interrupções e centésimos de interrupções.

1.3 CURTOS-CIRCUITOS NAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO

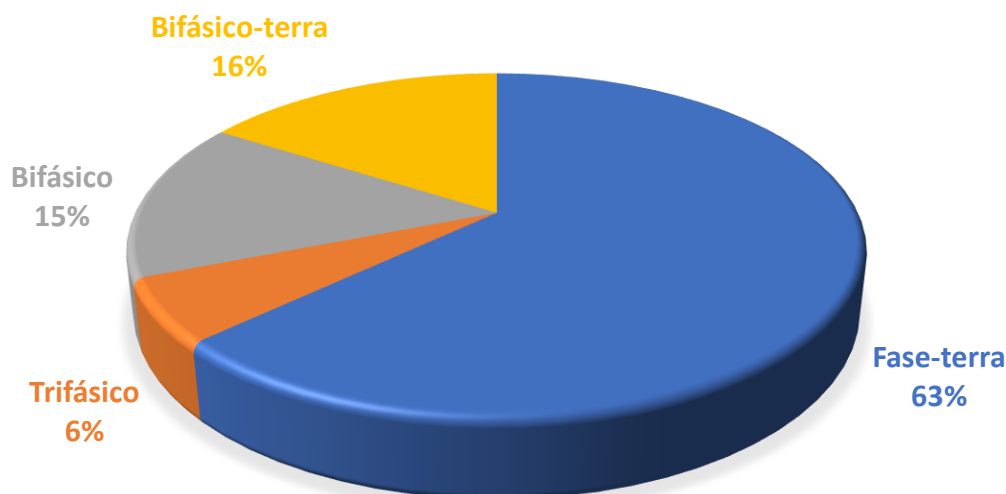
Tal como destacado em Kindermann (1997), Berman e Xu (1998), Gajbhiye et al. (2005), Sato e Freitas (2015) e Medeiros (2017) o fenômeno curto-circuito pode ser definido como uma conexão de impedância muito baixa entre pontos de potenciais diferentes num circuito elétrico. Curtos-circuitos são falhas ou defeitos indesejáveis, que ocorrem com relativa frequência no sistema elétrico (principalmente em redes aéreas), em pontos ou locais aleatórios, como nos terminais de geradores e de transformadores, nas linhas de transmissão e de distribuição, ou nas proximidades de qualquer outro componente do sistema elétrico.

Conforme descrito em Sato e Freitas (2015) o curto-circuito trifásico, apesar de sua frequência de ocorrência relativa ser pequena, é de longe o mais analisado e pode ser considerado o mais severo. Entretanto, é possível que em algumas situações a corrente de curto-circuito monofásica seja maior do que a corrente de curto-circuito trifásica.

A Figura 1 mostra os percentuais de ocorrências dos tipos de curtos-circuitos segundo Medeiros (2017), ou seja, faltas fase-terra apresentam uma frequência relativa de 63 %, muito maior que a falta trifásica com 6 % de frequência relativa. As faltas bifásicas e bifásicas-terra apresentam valores semelhantes de 15 % e 16 %, respectivamente. A baixa frequência de ocorrência das faltas trifásicas está justificada, uma vez que, para ser quantificada, é necessário que a falta comprometa as três fases. Isso pode acontecer, por exemplo, quando cabos trifásicos subterrâneos de distribuição, não demarcados, são atingidos por

escavadeiras durante reformas ou procedimentos de manutenção preventiva ou corretiva.

Figura 1 - Percentual de Ocorrência dos Tipos de Curto-Circuito, fonte: Medeiros, 2017.



Fonte: Medeiros (2017).

1.4 DISPOSITIVOS DE PROTEÇÃO

Para a correta proteção das redes elétricas de distribuição, diversos dispositivos de proteção são utilizados. Isso é feito de forma a mitigar e sanar os efeitos negativos oriundos dos diferentes distúrbios elétricos (como os curtos-circuitos). Dentre os diversos dispositivos podemos citar como os principais e prioritários as chaves fusíveis, os elos fusíveis, os religadores, os disjuntores e os relés de proteção.

Os dispositivos de proteção são projetados para acompanhar curvas tempo-corrente, as quais definem o seu funcionamento adequado. As curvas tempo-corrente ilustram graficamente o tempo de atuação de um dispositivo de proteção mediante um nível de corrente de curto-circuito. Usualmente estas curvas são classificadas como temporizadas e instantâneas dependendo do tempo de atuação das proteções que as mesmas são submetidas dentro de um nível de curto-circuito. As curvas tempo-corrente podem ser pré-estabelecidas dependendo das características construtivas do dispositivo de proteção como no caso dos fusíveis,

ou configuráveis como nos casos dos dispositivos eletrônicos (como relés de proteção e religadores eletrônicos).

No caso específico de chaves fusíveis ou chaves de poste como é chamada popularmente (ou corta-circuito), elas são dispositivos de proteção e manobra de circuitos elétricos amplamente utilizadas na proteção contra sobrecorrentes em redes primárias de distribuição de energia elétrica. A sua função é proteger equipamentos da rede como transformadores de potência, banco de capacitores e ramais de redes elétricas. A sua operação é baseada na fusão de um elemento fusível, quando o mesmo é percorrido por uma sobrecorrente dentro de um determinado tempo. Dentre todos os aspectos construtivos de uma chave fusível, o porta-fusível e o elo fusível são os responsáveis pela abertura da chave. Com isso, o conjunto chave e elo fusível forma um dispositivo de proteção instalado com a finalidade de causar uma interrupção do circuito em condições de sobrecorrente.

No que diz respeito ao religador, é um equipamento automatizado de manobra que opera nas redes de distribuição, normalmente em circuitos primários de 13,8 kV, 27 kV e 36 kV. Sua função é detectar automaticamente falhas na rede elétrica, interrompendo o fornecimento de energia elétrica aos consumidores, caso seja necessário. Sua forma de funcionamento baseia-se na composição de duas curvas de atuação denominadas: curva instantânea e curva temporizada. Sendo assim, o dispositivo quando detecta uma falha elétrica entra no modo de atuação de curva instantânea com algumas tentativas de religamento automático. Caso a falha não cesse após a última tentativa, o dispositivo entra na configuração de curva temporizada com posterior bloqueio e abertura definitiva até a chegada de equipe técnica especializada que reestabelecerá os parâmetros do dispositivo as condições nominais após a avaliação “in loco” da falha permanente.

Por sua vez, o relé de proteção tem como função proteger o sistema, e trabalha fazendo ajustes nos seus parâmetros, modificando assim a curva tempo-corrente de forma a proteger a rede elétrica de distribuição quando o valor da corrente de sobrecarga ou curto-circuito supera o valor previamente ajustado, para o ramal protegido pelo relé de proteção.

1.5 CURVAS TEMPO-CORRENTE

A curva tempo-corrente ilustra graficamente a atuação dos dispositivos de proteção de acordo com a configuração pré-existente utilizando aspectos construtivos de dispositivos fixos, como por exemplo os fusíveis, ou configuráveis para dispositivos eletrônicos. A Figura 2 mostra o comportamento de quatro curvas tempo-corrente seguindo a definição da (IEC 60255-151:2009), ou seja, normal inversa (em azul), muito inversa (em vermelho), extremamente inversa (em azul claro), e ultra inversa (em lilás).

Da Figura 2, a linha tracejada verde representa a corrente de carga fixa de uma rede elétrica de distribuição, para este caso fixada em 40 A. As linhas tracejadas de cor preta a zona de atuação, ou seja, onde o dispositivo de proteção poderá ser sensibilizado. A primeira linha tracejada preta representa a corrente de pick-up (I_s), que assume um valor de corrente a mais da corrente de carga, geralmente 50 % a mais, ou seja, 60 A. Estes ajustes são definidos para o processo de proteção de sobrecarga e curto-circuito da rede elétrica. Para sistemas de proteção que envolvem corrente reversa (no caso de alta penetração de geração distribuída), subtensão e sobretensão devem ser agregadas para análises complementares.

Em relação aos tipos de curvas tempo-corrente que relés e religadores eletrônicos podem utilizar, são observadas as seguintes possibilidades de acordo com a (IEC 60255-151:2009):

- Característica NI (normal inversa) ou SI (*standard inverse*) ou SIT (*standard inverse time*). É a característica normal inversa de um relé ou religador eletrônico;
- Característica MI (muito inversa), VI (*very inverse*) ou VIT (*very inverse time*). É a característica muito inversa de um relé ou religador eletrônico;
- Característica EI (extremamente inversa), EI (*extremelly inverse*) ou EIT (*extremelly inverse time*). É a característica extremamente inversa de um relé ou religador eletrônico;
- Característica UIT (ultra inverso). É a característica ultra inversa de um relé ou religador eletrônico;

As curvas de proteção dos religadores podem ser obtidas de (3)–(5) (Mamede & Mamede, 2020).

$$\text{Normal inversa: } t = \left(\frac{0,14}{I^{0,02}-1} \right) \times DT \quad (3)$$

$$\text{Muito inversa: } t = \left(\frac{13,5}{I-1} \right) \times DT \quad (4)$$

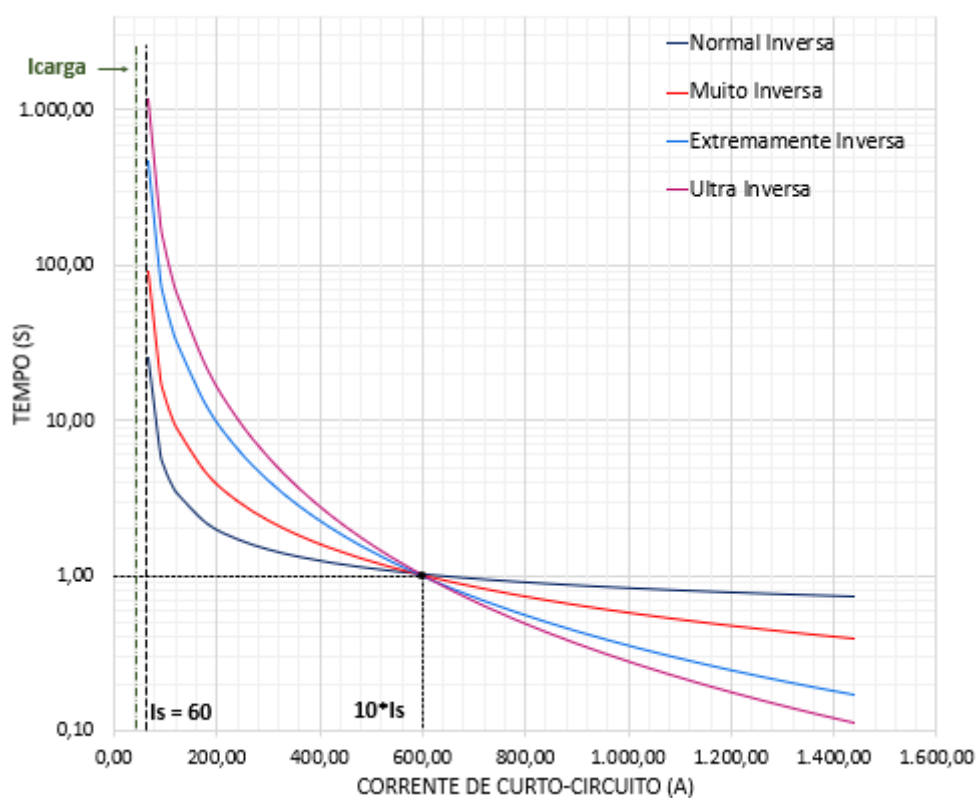
$$\text{Extremamente Inversa: } t = \left(\frac{80}{I^2-1} \right) \times DT \quad (5)$$

t = tempo de atuação do relé e religador (segundos)

DT = ajuste do multiplicador dos tempos definidos

I = Relação entre a corrente circulante (ou corrente de curto-circuito) e a corrente pick-up.

Figura 2 - Tipo de Curvas Tempo-Corrente Segundo IEC.



Fonte: Elaborado pelo autor.

O termo “Pick-up” pode ser definido como o valor de grandeza (tensão, corrente, etc.) para o qual o relé ou religador eletrônico inicia a atuação após ser sensibilizado. No caso de uma curva tempo-corrente, é utilizada a corrente de pick-up. A corrente de pick-up é um valor igual ou superior ao valor da corrente de carga, de forma a incluir o crescimento da demanda ao longo do tempo. O valor de 1,5 vezes da corrente de carga é usualmente utilizado.

Para as definições de DT são consultadas as faixas de aplicação específicas de cada fabricante de religadores eletrônicos, usualmente aplicam-se DTs entre 0,01 e 15 (Eletric, 2021).

As terminologias e aspectos de configuração utilizadas nos sistemas de proteção são usualmente definidas como:

- IDMT: inverse definite minimum time (tempo inverso);
- IED – intelligent electronic device: são dispositivos eletrônicos inteligentes que, por serem microprocessados e com elevada velocidade de processamento (> 600 MHz), englobam uma série de funções, tais como medição, comando/controle, monitoramento, religamento, comunicação e proteção, permitem elevada quantidade de entrada analógica (sinais de tensão e corrente) e elevada quantidade de entradas/saídas (I/O) digitais.

Da Figura 2 mediante uma mesma corrente de curto-circuito I_s a ordem de atuação das curvas segue a seguinte priorização: Normal Inversa, Muito Inversa, Extremamente Inversa, e Ultra Inversa. Este comportamento mantém-se até o ponto de intersecção ilustrado na figura, ou seja, quando a corrente assume um valor 10 vezes maior que I_s ($10 \cdot I_s$), no tempo de 1 segundo. Para correntes maiores que $10 \cdot I_s$, a ordem de atuação das curvas assume uma nova priorização: Ultra Inversa, Extremamente Inversa, Muito Inversa, e Normal Inversa. Da Tabela 2, uma corrente de curto-circuito de 540A teria um tempo de atuação de 1,06 s para a curva NI e 1,30 s para a curva UIT.

Tabela 2 - Atuação de Curvas Temporizadas. Valores de Corrente de Curto-Circuito e Tempos de Atuação em Segundos.

I_s (A)	NI (s)	MI (s)	EI (s)	UI (s)
66	24,95	90,45	472,38	1171,49
90	5,85	18,09	79,36	179,53
96	5,04	15,08	63,59	140,83

540	1,06	1,13	1,24	1,30
600	1,00	1,00	1,00	1,00
840	0,88	0,70	0,51	0,43
900	0,86	0,65	0,44	0,36
960	0,83	0,60	0,39	0,31
1380	0,74	0,41	0,19	0,12
1440	0,73	0,39	0,17	0,11

Fonte: Elaborado pelo autor.

1.6 METODOLOGIAS DE COORDENAÇÃO, PROTEÇÃO E SELETIVIDADE

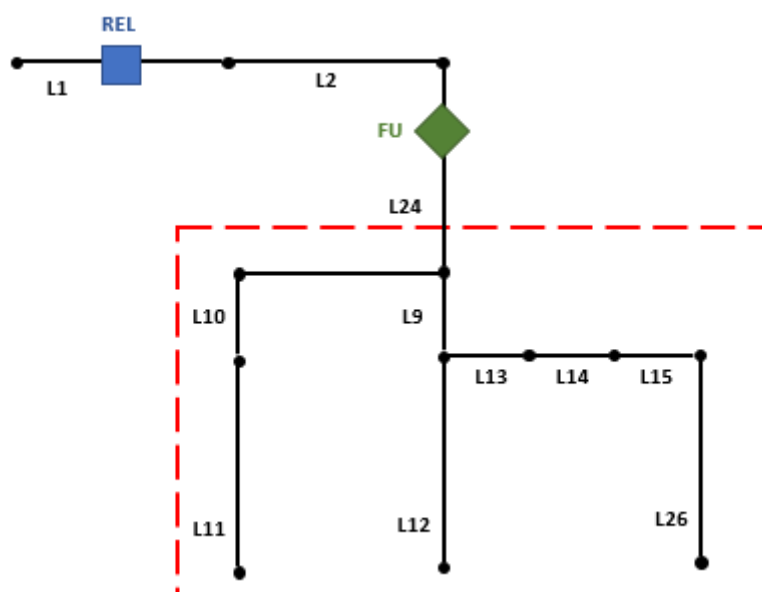
As redes elétricas utilizam nos seus sistemas de proteção dispositivos como fusíveis, religadores e relés para proteger seus equipamentos elétricos e manter a continuidade do serviço. No caso de ocorrer uma falha, seria desejável que um curto-circuito afetasse apenas a parte do sistema elétrico onde a falha ocorreu, em vez de todo o sistema. Sendo assim, metodologias de coordenação e seletividade de disjuntores, relés e fusíveis são usadas para analisar os tempos de atuação dentro de curvas tempo-corrente para uma série de dispositivos sob a aplicação de sobrecorrentes e curto-circuito.

O conceito de seletividade é o isolamento de parte de um circuito que contenha a origem da falta, por meio do acionamento de um dispositivo de proteção, sem perturbar nenhum dos outros dispositivos existentes no sistema elétrico. Um sistema devidamente coordenado tem cada um dos seus dispositivos de proteção ajustados para minimizar o impacto negativo das falhas nos consumidores.

Para elucidar os conceitos que englobam coordenação e seletividade também devem ser esclarecidas duas premissas: blocos de proteção e zonas de proteção.

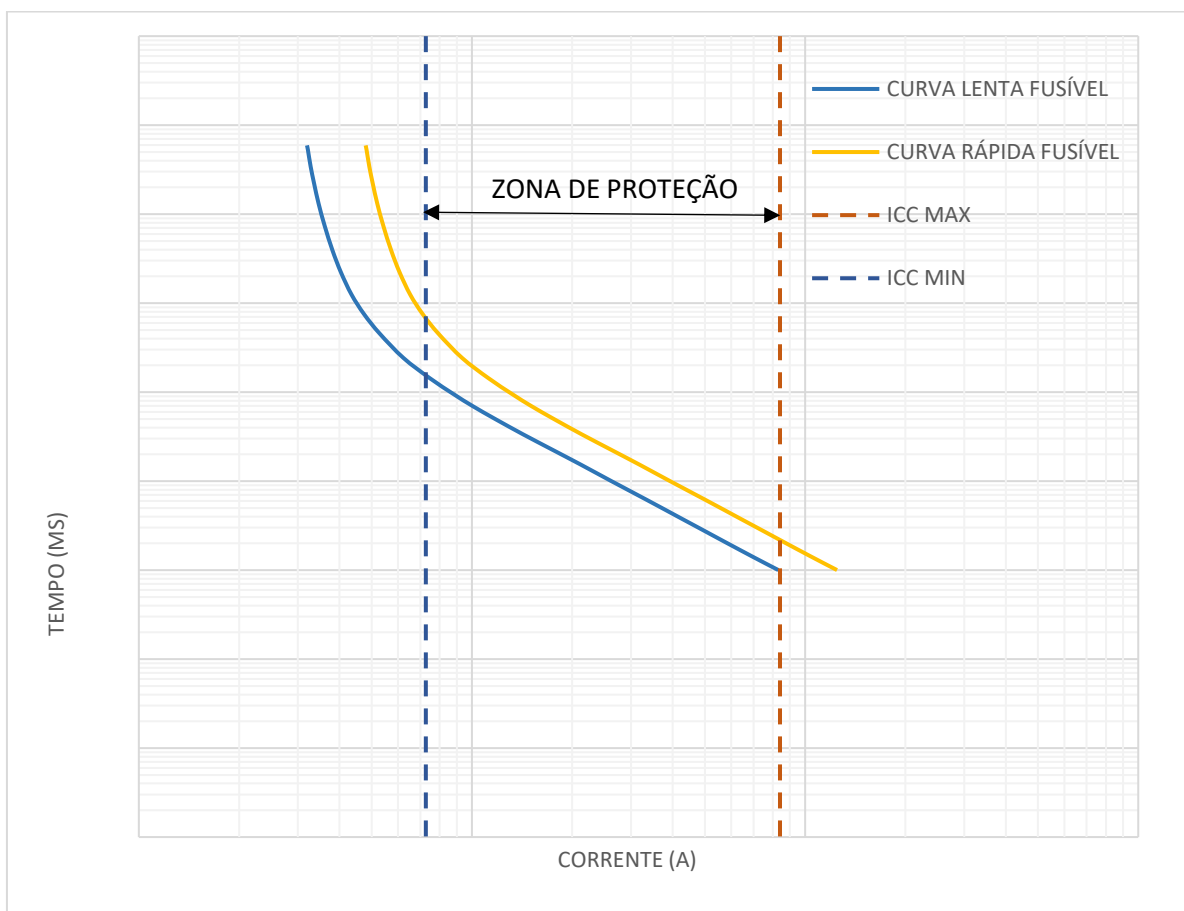
- **Os blocos de proteção** referem-se às áreas com consumidores e cargas expressivas protegidas por um conjunto de dispositivos de proteção que, ao sofrerem de uma falta, impactam todo o bloco protegido. A Figura 3 ilustra tal conceito, onde pode ser observado que todo bloco protegido, representado pela linha tracejada vermelha sofrerá impactos a partir da atuação das proteções do fusível (FU), representado pelo losango verde e religador (REL), representado pelo quadrado azul.

Figura 3 - Bloco de Proteção.



Fonte: Elaborado pelo autor.

- **As zonas de proteção** englobam a área, dentro da curva tempo-corrente de um dispositivo de proteção, onde ele possui atuação real dentro das possíveis e prováveis incidências de curto-circuito. A zona de proteção é limitada pelos valores mínimos e máximos de curto-circuito, bem como pelo fator de acréscimo de carga (50 % a mais do que a corrente de pick up) ao qual uma rede elétrica de distribuição possa ser submetida. A Figura 4 mostra o conceito de zona de proteção dentro de linhas tracejadas limitantes azul e laranja denominadas I_{ccmin} , I_{ccmax} e fator de carga, respectivamente.

Figura 4 - Zona de Proteção.

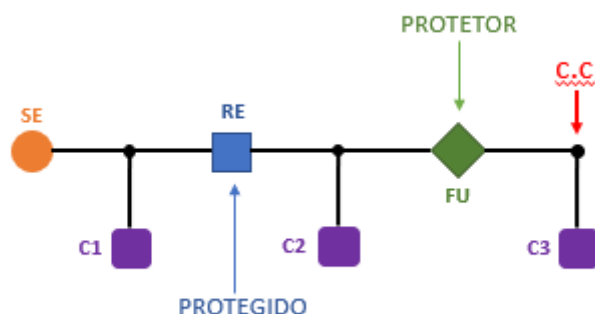
Fonte: Elaborado pelo autor.

Os conceitos de dispositivos protetor e protegido também devem ser elucidados para explicar de forma clara as metodologias de proteção:

- **O dispositivo protetor** é aquele que se encontra com atuação primária sob a carga referenciada, ou seja, aquele que garante a atuação mais próxima do consumidor frente a um curto-circuito, de forma a afetar a menor quantidade de ramais possíveis.
- **O dispositivo protegido** visa da prerrogativa de atuação secundária, ou seja, mediante a falha do dispositivo protetor, a segunda ação deve ser do mecanismo redundante.

Na Figura 5, o conceito de protetor encontra-se referenciado no fusível FU e protegido no religador RE, dentro do ponto de curto-circuito referenciado.

Figura 5 - Circuito Elétrico de Distribuição Representativo.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Em uma rede elétrica de distribuição podem ser encontrados diversos conjuntos de dispositivos protetores e protegidos, para os quais cada um segue uma metodologia de proteção e coordenação. Em todos esses casos, para se garantir a correta aplicação das metodologias, devem ser observados os aspectos de corrente de carga; interpolação de curvas tempo-corrente; e zona de proteção. No caso em que se é utilizada a combinação entre fusíveis, observar também os tipos de fusível para a coordenação, onde podemos encontrar os de tipo K, H e tipo T. Os fusíveis tipo K podem ser subdivididos em preferenciais e não preferenciais, os quais não são coordenáveis entre si. Os fusíveis tipo H são utilizados para proteção de transformadores de distribuição. Além disso, em situações em que o fusível tipo K apresentar restrição de coordenação devem ser aplicados fusíveis do tipo T com atuação lenta. Para a coordenação entre religadores predomina-se a observância do intervalo entre a atuação entre eles. No caso da coordenação entre fusíveis e religadores, dependendo da metodologia empregada, aspectos de interpolação e intervalos de curvas devem ser respeitados. (Mamede & Mamede, 2020; Mardegan, 2011).

Além disso, dentro de uma rede de distribuição, é possível encontrar duas metodologias de proteção utilizadas para a coordenação e seletividade do sistema de proteção. Elas são salva fusível e queima fusível. A metodologia salva fusível utiliza equipamentos com capacidade de religamento com atuação prioritária. Essa funcionalidade permite que, em casos de defeitos transitórios, uma parte da rede elétrica seja desenergizada durante determinado intervalo de tempo e, posteriormente, reenergizada. Isso permite que o sistema seja restabelecido

rapidamente. Caso a falta tenha sido realmente transitória, o sistema irá se manter energizado, sofrendo de efeito transitório de tensão, com posterior atuação do religador em sua curva instantânea, ocasionando interrupção de curta duração (ICD) a jusante do mesmo. Caso contrário, se o distúrbio permanecer, o elo fusível mais próximo do defeito irá romper isolando a parte defeituosa do sistema ocasionando uma interrupção de longa duração (ILD) até que alguma equipe de manutenção se desloque ao local para solucionar o problema e reestabeleça o sistema (Soudi & Tomsovic, 2001). Por outro lado, a metodologia queima fusível permite que o elo fusível mais próximo ao defeito queime, isolando todas as cargas a jusante do fusível, mesmo que a falta seja transitória (Malagoli, 2016).

De forma a elucidar tais conceitos, a Figura 5 mostra uma rede elétrica de distribuição representativa com um fusível (FU), um religador (Re) e três consumidores C1, C2 e C3. A rede é afetada por um curto-circuito indicado por uma seta de cor vermelha. Sendo assim, os impactos sobre os consumidores C1, C2 e C3 serão distintos de acordo com a metodologia de proteção, salva ou queima fusível, empregada.

Para a metodologia queima fusível com a atuação primária do fusível, até sua abertura, todos os consumidores sofrerão de afundamento de tensão, com a atuação de FU, C3 sofrerá de interrupção de longa duração e os demais terão sua condição normalizada.

Para a metodologia salva fusível com a atuação primária do religador, C2 e C3 sofrerão de interrupções de curta duração e C1 de afundamentos de tensão, caso a falta seja sanada nesse período todos os consumidores terão sua condição normalizada, caso o religador entre em processo de curva temporizada o fusível terá sua atuação priorizada acarretando em interrupção de longa duração em C2.

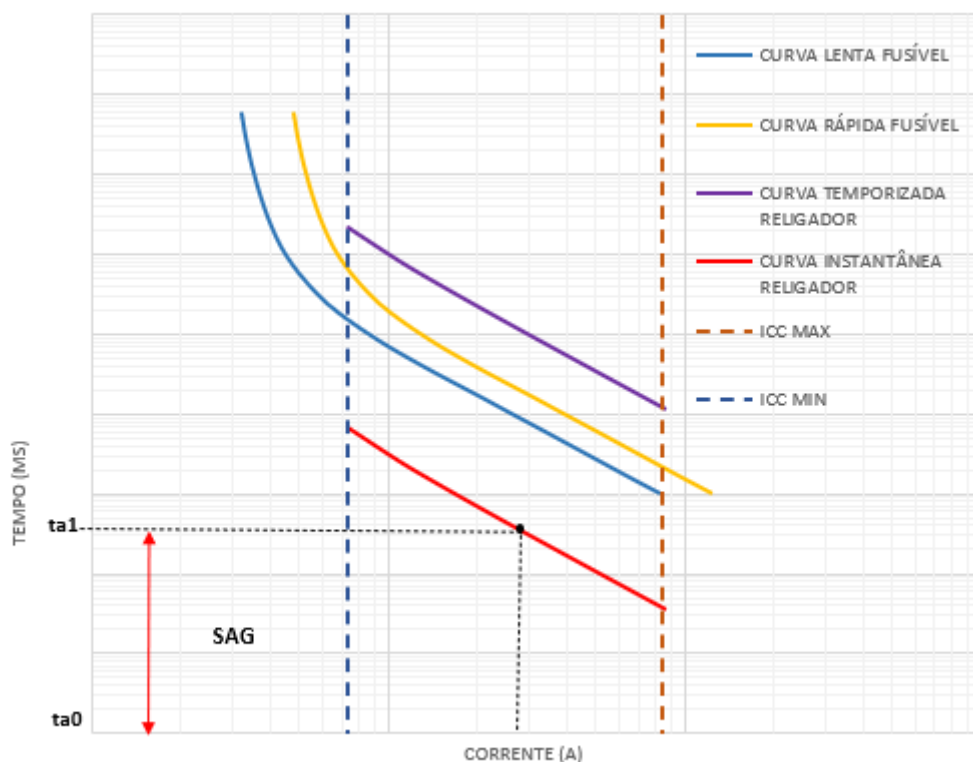
1.7 METODOLOGIA SALVA FUSÍVEL

As curvas tempo-corrente para uma metodologia salva fusível podem ser observadas na Figura 6. Nela são observados diversos elementos que compõem os efeitos dentro da metodologia salva fusível. As curvas azul e amarela centrais, representam a atuação lenta e rápida de um fusível, respectivamente. As curvas vermelha e roxa representam, respectivamente as atuações temporizadas e instantâneas de um religador, as retas tracejadas verticais representam a zona de proteção.

Relacionando a Figura 5 com a Figura 6 e a Figura 7, podem ser observados dois efeitos quando uma metodologia salva fusível é utilizada:

- Afundamento de tensão (SAG), compreendido entre os tempos $ta0$ e $ta1$ – durante este período o religador (Re) ainda não será acionado, os consumidores C1, C2 e C3 enfrentam afundamentos de tensão. Em algumas situações podem existir elevações de tensão. Contudo elevações de tensão não serão abordadas neste trabalho. Para valores de tempo maiores que $ta1$, o sistema enfrentará interrupções de energia que podem ser momentâneas ou permanentes em função da duração do distúrbio elétrico e dos tempos de atuação dos dispositivos de proteção.
- ICDs e ILDs, compreendidas em tempos acima de $ta1$, em função dos tempos de atuação dos dispositivos de proteção.

Figura 6 - Metodologia Salva Fusível e Seus Efeitos.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Os comportamentos dos níveis de tensão durante a falta na rede da Figura 5 podem ser observados na Figura 7 (a) para C1. É possível observar que antes da

falta em T_0 , a tensão de C1 está no seu valor nominal, $V_{nom(1)}$. Após T_0 , C1 enfrenta um afundamento de tensão, sendo assim a tensão residual é de $V_{sag(1)}$ durante o intervalo T_0 e T_1 . Nesse intervalo, o religador não foi sensibilizado. Entre T_1 e T_{RC} , o religador entrou em processo de tentativa de religamento. Com isso, a tensão em C1 retoma momentaneamente aos níveis nominais devido ao isolamento momentâneo da falta. Após T_{RC} , ocorre o período em que o religador deixa de realizar as tentativas de religamento, aguardando a atuação do fusível protetor que vai acontecer em T_2 . Após T_2 , o fusível isola a falta mantendo as condições de normalidade de tensão de C1 de forma permanente. Como o consumidor C1 encontra-se a montante dos dispositivos de proteção, ele é impactado a todo momento apenas por afundamentos e tensão.

Da Figura 7, os valores de T_{RC} e T_2 podem ser calculados conforme (6):

$$T_{RC} = N_R \cdot d_R + N_R \cdot d_t \quad (6)$$

Em que, N_R representa o número de tentativas de religamento do religador. A variável d_R representa a duração do desligamento do religador. A variável d_t representa o valor de tempo necessário para o acionamento do religador utilizando o valor da corrente de curto-circuito que atravessa o religador na curva tempo-corrente instantânea. T_2 , por sua vez pode ser calculado conforme (7):

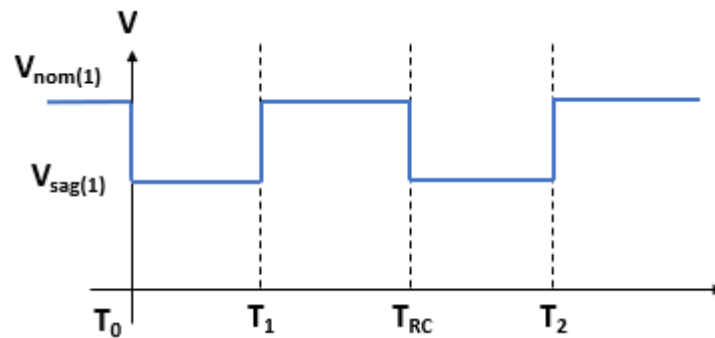
$$T_2 = T_{RC} + d_F \quad (7)$$

Em que d_F representa a duração necessária para o acionamento do fusível utilizando a corrente de curto-circuito que passa por ele. Essa duração é obtida da sua respectiva curva tempo-corrente.

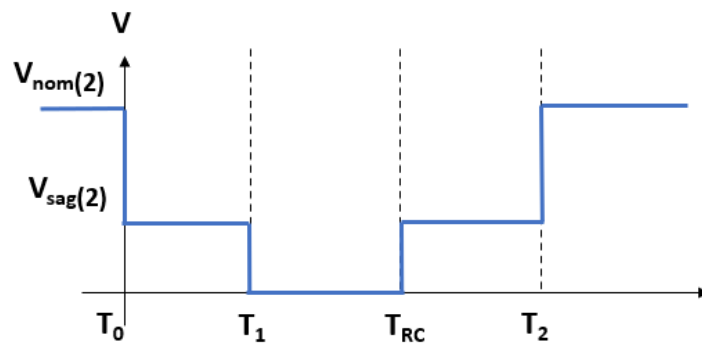
A Figura 7 (b) apresenta o comportamento da tensão em C2 durante uma falta na rede da Figura 5. É possível observar que, entre T_1 e T_{RC} , o religador entrou em processo de reestabelecimento de energia com sucessivas aberturas e fechamentos. Esses acionamentos são realizados dentro das ICDs devido ao isolamento momentâneo da falta. Entre T_{RC} e T_2 , ocorre o período em que o religador deixa de realizar as tentativas de atuação, aguardando a atuação do fusível protetor. Após T_2 , o fusível isola a falta mantendo as condições de normalidade de tensão em C2 de forma permanente. Como C2 encontra-se a

montante do fusível, ele é impactado a todo momento apenas por afundamentos de tensão e ICDs.

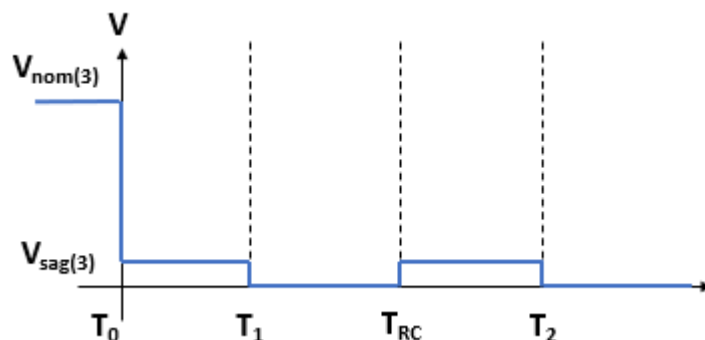
Figura 7 - Efeito da Falta nos Consumidores C1, C2 e C3 – Salva Fusível.



(a) Consumidor C1



(b) Consumidor C2



(c) Consumidor C3

Fonte: Elaborado pelo autor.

A Figura 7 (c) apresenta o comportamento da tensão em C3. Na Figura 7(c) são observados os comportamentos de oscilação de tensão aos quais em C3 é submetido. É possível observar que em T_1 e T_{RC} , C3 assim como C2 experimentam ICDs. Entre T_{RC} e T_2 , ocorre o período em que o religador deixa de realizar as

tentativas de atuação. Após T_2 , o fusível isola a falta levando o consumidor C3 a uma ILD. Como C3 encontra-se a jusante dos dispositivos de proteção, ele é impactado por afundamentos de tensão, ICDs e ILD.

1.8 METODOLOGIA QUEIMA FUSÍVEL

A Figura 8 mostra as curvas tempo-corrente utilizadas no sistema de proteção da rede da Figura 5 com a implementação da metodologia queima fusível.

Na Figura 8 são observados diversos elementos que compõem os efeitos dentro da metodologia queima fusível. As curvas azul e amarela centrais representam a atuação lenta e rápida de um fusível, respectivamente. As curvas vermelha e roxa representam, respectivamente as atuações temporizadas e instantâneas de um religador. As tracejadas verticais representam a zona de proteção.

A Figura 8 mostra alguns efeitos que podem ser observados na metodologia queima fusível:

- Afundamento de tensão (SAG). Compreendido entre os tempos tb_0 e tb_1 . Durante esse período, o fusível ainda não será acionado gerando afundamentos de tensão nos consumidores C1, C2 e C3;
- ILD, compreendida para os tempos maiores que tb_1 . Durante esse período ocorrerá atuação do fusível mais próximo da falha e C3 enfrentará ILD. Em outras palavras, não existem interrupções de curta duração.

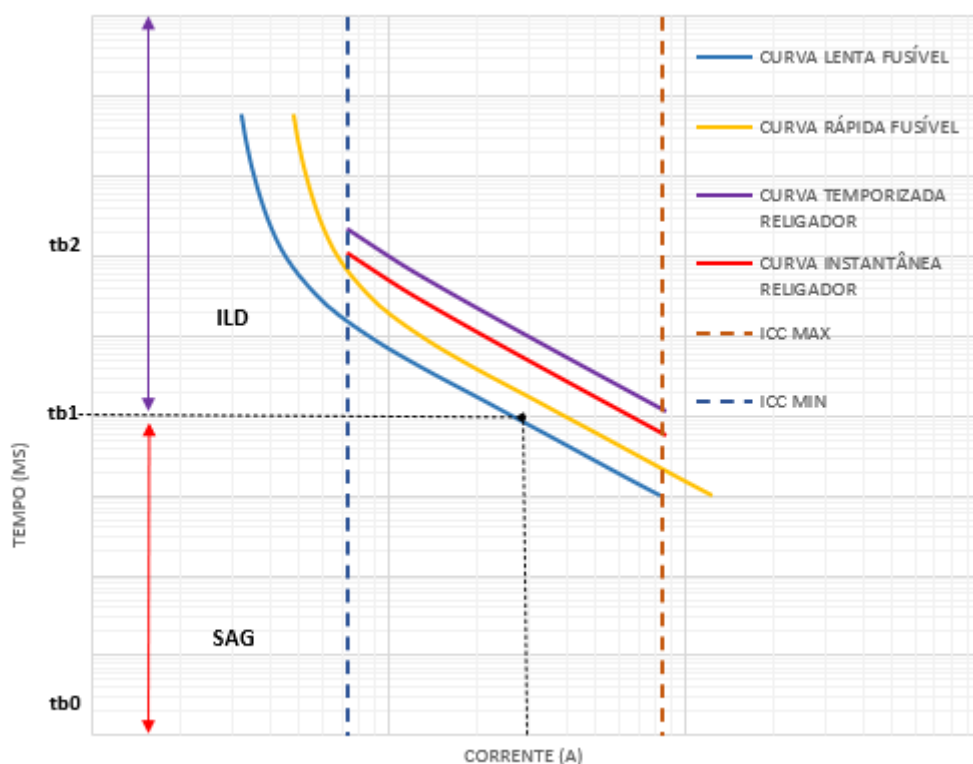
A Figura 9 (a) e a Figura 9 (b) apresentam os comportamentos da tensão em C1 e C2 respectivamente. É possível observar que entre T_0 e T_1 , durante a falta, o fusível não foi sensibilizado. Portanto C1 e C2 enfrentam afundamentos de tensão. Assim a tensão nominal V_{nom} decai para um valor residual de V_{sag} . Após T_1 , o fusível isola a falta mantendo as condições de normalidade de tensão em C1 e C2 de forma permanente. Como C1 e C2 encontram-se a montante do fusível de proteção, eles são impactados a todo momento apenas por afundamentos de tensão. No caso de C3, após T_1 , o fusível isola a falta levando o consumidor C3 a uma ILD, como pode ser visto na Figura 9 (c). Como em todos os casos anteriores, o consumidor C3 encontra-se a jusante do fusível, sendo impactado por afundamentos de tensão e ILD.

Comparando a Figura 6 e a Figura 8, pode ser destacado, após a análise das metodologias queima e salva fusível, que os consumidores dentro da metodologia

queima fusível podem enfrentar afundamentos de tensão por um período substancialmente maior quando comparado ao caso salva fusível.

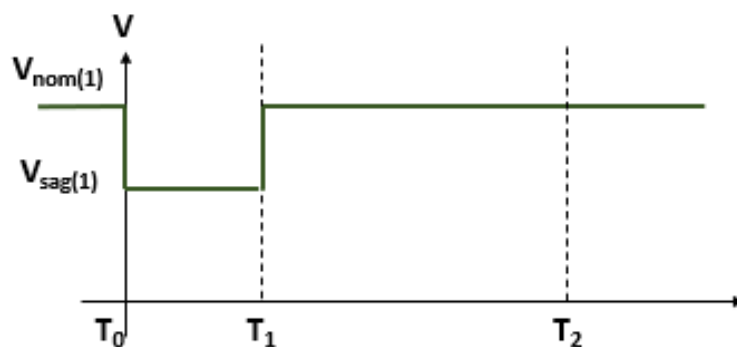
As vantagens e desvantagens das metodologias salva e queima fusível foram comentadas em O'Meally e Burke (2009). Os autores destacam que a metodologia salva fusível apresenta um menor número de elos fusíveis queimados, ocasionando a diminuição na atuação de equipes de manutenção e produzindo, assim melhores indicadores de continuidade. Por outro lado, as suas desvantagens se devem a um aumento no número de desligamentos de curta duração. A metodologia queima fusível, por sua vez, tem como vantagens a menor ocorrência de religamentos de energia, ou seja, os consumidores a jusante do elo fusível queimado sofrerão com interrupção permanentes de energia. Sua principal desvantagem se dá pela queima de elos fusíveis por faltas temporárias (Ferreira *et al.*, 2010).

Figura 8 - Metodologia Queima Fusível e Seus Efeitos.

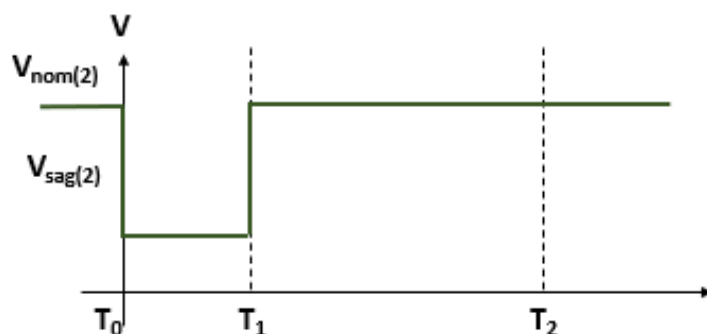


Fonte: Elaborado pelo autor.

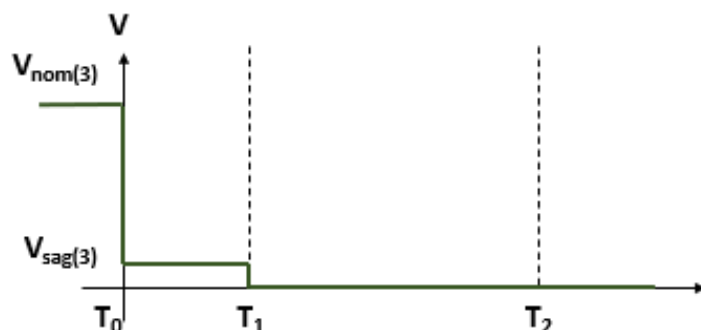
Figura 9 - Efeito da Falta nos Consumidores C1, C2 e C3 – Queima Fusível.



(a) Consumidor C1



(b) Consumidor C2



(c) Consumidor C3

Fonte: Elaborado pelo autor.

Trabalhos existentes na literatura como o de Williams (2006), O'Meally e Burke (2009), McCarthy e Meisinger (2012) propõem métodos que permitem avaliar as diferenças entre as metodologias queima fusível e salva fusível em termos de qualidade de energia, ou seja, indicadores de continuidade e número de interrupções momentâneas. Esses indicadores permitem orientar as empresas concessionárias de energia na escolha da melhor metodologia de proteção que minimize os impactos negativos aos consumidores instalados nas suas áreas de

concessão (Westin, 2020). Contudo, em todos esses trabalhos não são discutidos os efeitos de ambas as metodologias salva ou queima fusível, em relação aos afundamentos de tensão enfrentados pelos consumidores. Considerando que a duração do afundamento é um parâmetro importante para definir o impacto na sensibilidade dos equipamentos e processos industriais, é necessária a inclusão dos efeitos disruptivos dos afundamentos de tensão durante a seleção da melhor metodologia de proteção seja salva ou queima fusível.

Neste trabalho uma metodologia probabilística é utilizada para avaliar os indicadores de continuidade coletivos e as perdas financeiras nos consumidores devido a afundamentos de tensão. A metodologia é aplicada em diversos cenários com variações de parametrizações dos dispositivos de proteção na metodologia salva fusível e queima fusível dentre os quais inclui-se um refinamento comparativo entre os melhores resultados apresentados entre ambas as metodologias quando aplicadas em uma rede elétrica de distribuição.

1.9 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

A geração distribuída pode ser definida como uma fonte de energia elétrica conectada diretamente à rede de distribuição. Isso significa que a geração distribuída pode ocorrer com diversas fontes de energia sustentáveis, como a energia solar, eólica e as provenientes de usinas hidroelétricas.

Em resposta à deterioração climática e à escassez de energia, os países estão acelerando o processo de geração de novas energias. As fontes de energia renováveis distribuídas tornaram-se o esteio para promover o desenvolvimento de novas energias com as vantagens de serem limpas, verdes, flexíveis e eficientes. A energia eólica e a energia solar são as fontes de energia renováveis mais promissoras. No entanto, seu acesso à rede de distribuição também traz incertezas e intermitências.

O crescente desenvolvimento da geração distribuída (GD) pode levar à violação das restrições de operação do sistema, como sobretensão, sobrecarga de transformadores e alimentadores, capacidade térmica e perda de coordenação e seletividade dos sistemas de proteção (Walling, *et al.*, 2008 ; Driesen e Belmans, 2006). Para superar os desafios da integração de fontes de energia renovável, é de grande importância avaliar o número de GDs e potência injetada que podem ser

integradas em uma determinada rede de distribuição sem violar os padrões operacionais.

CAPACIDADE DE HOSPEDAGEM - *Hosting Capacity*

A capacidade de hospedagem (ou em inglês, *Hosting Capacity*) é definida como a capacidade máxima de GDs que podem ser integradas ao sistema de distribuição, acima da qual o desempenho do sistema torna-se inaceitável (Raymond e Miles, 2005). Recentemente, muitos trabalhos foram propostos para avaliar a capacidade de hospedagem em redes de distribuição de forma mensurar o quão uma dada rede elétrica de distribuição possui capacidade de injeção de potência de geração distribuída. Neste trabalho foram avaliados especificamente três pontos: sobretensão nas barras, perda de coordenação e seletividade e capacidade nominal da linha de distribuição.

A inserção massiva de recursos energéticos distribuídos pode contribuir para mudar a direção da corrente (de tradicionalmente unidirecional para bidirecional), durante a operação e em condições de curto-circuito. Os recursos energéticos distribuídos podem contribuir para a redução da corrente de curto-circuito no religador, causando o disparo prematuro do fusível, principalmente porque o tempo de disparo do fusível é menor que o instantâneo religamento do religador. Neste caso, há uma falha de coordenação entre o religador e o fusível. É importante notar que, com baixos níveis de penetração de recursos de energia distribuídos, esses impactos negativos na proteção do sistema não são evidentes. No entanto, com o incremento de níveis de penetração dos recursos energéticos distribuídos nas redes, tais problemas podem se tornar mais frequentes e significativos (Carneiro, 2022).

MOTIVAÇÕES E CONTRIBUIÇÕES

Técnicas de coordenação e seletividade são amplamente divulgadas e implementadas dentro das redes elétricas de distribuição pelas concessionárias. Porém, essas técnicas são realizadas de forma pouco otimizada, sem o detalhamento de aspectos de continuidade, qualidade de energia e perdas financeiras atreladas aos afundamentos de tensão. O uso da metodologia salva fusível para evitar interrupções permanentes devido a falhas temporárias é bem conhecido pelas concessionárias. Contudo, a aplicação desse esquema é limitada

devido a falhas de coordenação amperimétrica quando se relacionam as velocidades de acionamento do fusível e relés de proteção.

Nesse sentido, é importante o desenvolvimento de metodologias que permitam diagnosticar e ampliar a possibilidade de análise dos sistemas de proteção sobre múltiplos cenários, levando em consideração aspectos de qualidade de energia, indicadores de continuidade e perdas financeiras dos consumidores finais e concessionárias. Isso permite obter novas possibilidades de avaliação de desempenho dos sistemas de proteção e reduzir os custos com a implementação de novos dispositivos de proteção.

Assim, este trabalho contribui na análise comparativa de múltiplos cenários considerando as diversas possibilidades de parametrização dos dispositivos de proteção (respeitando as restrições de coordenação e seletividade) e a utilização das metodologias salva e queima fusível. O diagnóstico do sistema de proteção com a presença de geração distribuída também apresenta-se de forma relevante, dado que a penetração de potência impacta diretamente na coordenação e seletividade. Com isso, opções diversas podem ser estudadas, analisadas e implementadas dependendo da estratégia de negócio que a concessionária deseje aderir.

As principais contribuições deste trabalho são:

- A implementação de uma metodologia estocástica que permita estimar indicadores de continuidade coletivos e as perdas financeiras devido a afundamentos de tensão em consumidores sensíveis conectados nas redes elétricas de distribuição;
- O desenvolvimento de uma metodologia que permita diagnosticar e corrigir problemas de coordenação e seletividade em sistemas de proteção considerando as metodologias salva e queima fusível;
- O desenvolvimento de uma plataforma que permita comparar as melhores alternativas entre sistemas de proteção, de forma a sugerir às concessionárias de energia alterações nos parâmetros dos equipamentos de proteção, ou investimentos em novos equipamentos de forma a reduzir os indicadores de continuidade coletivos e as perdas financeiras nos consumidores.

- A avaliação dos impactos da injeção de potência através de geração distribuída e suas consequências com relação à elevação de tensão no sistema e perdas de coordenação por fluxo reverso de corrente.

2 OBJETIVOS

Este projeto apresenta os seguintes objetivos:

- Avaliar os indicadores de continuidade coletivos definidos pelo PRODIST e as perdas financeiras em consumidores sensíveis a afundamentos de tensão a partir de uma metodologia estocástica para diferentes condições de curto-circuito, isso dentro das metodologias salva e queima fusível;
- Elaborar uma metodologia que permita diagnosticar a coordenação e a seletividade dos sistemas de proteção de uma rede elétrica de distribuição e, em caso de inconsistências, propor alterações por meio de comparações de diferentes curvas tempo-corrente e metodologias de coordenação;
- Avaliar os impactos da inclusão de uma geração distribuída em uma rede elétrica de distribuição do ponto de vista de elevação de tensão, carregamento nas linhas e transformadores e perda de coordenação e seletividade.

2.1 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

A seguinte revisão bibliográfica foi estruturada seguindo os conceitos que ambientem a temática de avaliação, aplicação e consequência da implementação de metodologias de coordenação e seletividade em redes elétricas de distribuição usuais, bem como em ambientes com potência injetada através de geração distribuída.

Foram avaliados conceitos na esfera da qualidade de energia, aspectos de aplicação das teorias probabilísticas com relação a impactos financeiros atrelados aos afundamentos de tensão, bem como quantitativo de curtos-circuitos e otimização por meio de alocação ótima de dispositivos de proteção, aplicação de algoritmos de otimização de ajustes de proteção, simuladores de coordenação de dispositivos e efeitos adversos em ambientes coordenados e otimizados com relação a injeção de potência a partir da geração distribuída.

Em Williams (2006), é discutida a aplicação de chaves seccionadoras eletrônicas de forma a suprir falhas de coordenação em sistemas de proteção compostos por religadores e fusíveis que utilizam a metodologia salva fusível. A utilização do seccionador prevê a operação do isolamento do ramal, não interrompendo a falha diretamente. Nesse estudo são observadas implementações de componentes adicionais para atuação indireta dos seccionadores nas faltas observadas em uma

rede elétrica de distribuição. O artigo não aborda o impacto das variações das curvas tempo-corrente em relação na coordenação da proteção.

Já em Filho (2017), os autores discutem os impactos que as metodologias de proteção geram nos indicadores de qualidade de energia elétrica (FEC e DEC), em uma barra específica na rede de distribuição. Foram analisados eventos de ICD e ILD, bem como afundamentos e elevações de tensão utilizando dois procedimentos. O primeiro procedimento se baseia no método de simulação Monte Carlo, com possibilidade de análise da variabilidade dos indicadores. O segundo, intitulado algébrico, utiliza equações algébricas, dependentes de parâmetros de fácil obtenção, onde são calculados os valores médios para os indicadores. Para a aplicação das metodologias propostas pelos autores, foi utilizado o sistema IEEE 34 barras. Para a realização das análises, foram monitorados quatro barramentos do sistema localizados estrategicamente na rede. Quando se busca avaliar a variação encontrada dos indicadores, o método de Monte Carlo é mais apropriado. Entretanto, quando se deseja obter apenas o valor médio dos indicadores, o método algébrico se revela bastante eficaz. Embora os autores utilizem uma metodologia probabilista, ela não aborda os impactos nos sistemas de proteção das variações nas curvas tempo-corrente nos dispositivos de proteção.

Chan e Milanovic (2007), propuseram novos índices para avaliar o impacto de afundamentos de tensão e ILDs em equipamentos industriais. Os índices traduzem os parâmetros de afundamento de tensão em termos que permitam refletir a gravidade dos distúrbios vistos pelos equipamentos. Com base em testes reais realizados com diferentes tipos de equipamentos, o impacto dos afundamentos de tensão e ILDs é descrito em termos de índice de gravidade de magnitude (MSI), índice de gravidade de duração (DSI) e índice de gravidade de duração de magnitude combinado (MDSI). Usando esses índices, as incertezas envolvidas na tolerância do equipamento são abordadas por meio de categorização de eventos em relação a afundamentos de tensão e ILDs.

O trabalho proposto por O'Meally e Burke (2009) aborda o impacto de uma metodologia queima fusível em linhas de distribuição longas, entre 32 km e 50 km, e comumente encontradas em redes elétricas rurais, bem como linhas mais curtas encontradas em áreas urbanas. Os autores também avaliam as diferenças no impacto da metodologia queima fusível em termos de qualidade de energia (interrupções momentâneas) e questões de confiabilidade. Concluiu-se que a

utilização de um religador de circuito médio e a economia de fusíveis a jusante também podem ser usados para aumentar confiabilidade de distribuição com menor impacto, o trabalho limitou-se a implementação de apenas uma metodologia (queima fusível) em um ambiente majoritariamente rural.

O trabalho de Cebrian, *et al.* (2015) propõe uma metodologia estocástica que permite a avaliação de perdas financeiras relacionadas a interrupções de processos produtivos (ou em inglês *financial losses due to process trips* - PFAT) devido a afundamentos de tensão e interrupções de longa duração (ILD), em cada consumidor e para toda a rede de distribuição. A metodologia proposta permite incluir diferentes condições de operação, a fim de destacar a importância da avaliação probabilística da PFAT e em particular da inclusão do tempo de imunidade do processo (PIT) no processo de avaliação. A PFAT devido a afundamentos de tensão e ILDs são avaliados e comparados. As análises mostram que o tipo de sensibilidade do equipamento impacta principalmente na PFAT devido ao afundamento. Por outro lado, o tipo de curva de probabilidade, no que tange a duração da interrupção do fornecimento de energia, impacta principalmente na PFAT devido ao ILD. Uma área geográfica da rede é claramente identificada com os maiores valores de PFAT anuais. A metodologia proposta pode ser utilizada pelas concessionárias para priorizar medidas corretivas a serem tomadas em diferentes partes da rede a fim de melhorar a qualidade do fornecimento de eletricidade aos clientes afetados e, ainda, pelos próprios usuários finais para reduzir suas perdas financeiras.

Milanovic e Zhang (2009), discutem dispositivos baseados em FACTS, onde comprovadamente são soluções de mitigação para prevenção de afundamentos de tensão. O alto custo de dispositivos baseados em FACTS, muitas vezes, proíbe sua implantação mais ampla dentro das redes de energia. No trabalho em questão, é apresentada uma abordagem para avaliar exaustivamente os benefícios financeiros para a rede decorrentes de seu uso. As perdas financeiras anuais de toda a rede devido a afundamentos de tensão são usadas como uma meta de economia. Os três dispositivos baseados em FACTS mais usados para mitigação de afundamento de tensão são: compensador estático de VA (SVC), compensador estático (STATCOM) e *dynamic voltage restorer* (DVR). Em seguida, são colocados de forma otimizada usando um algoritmo genético (NGA). O objetivo é reduzir as perdas financeiras globais na rede devido aos afundamentos de tensão. O custo

dos dispositivos individuais, bem como, com seus custos de instalação e manutenção anual são levados em consideração no procedimento de otimização. Como essa metodologia é em grande parte baseada em uma avaliação econômica, vários métodos convencionais de análise econômica são utilizados. Simulações são executadas em uma rede de distribuição genérica de 295 barramentos.

Em Milanovic e Gupta (2006) uma metodologia generalizada para avaliação probabilística das perdas financeiras anuais devido a interrupções e quedas de tensão é observada. Os custos das interrupções e afundamentos de tensão são tratados separadamente e, então, combinados para estimar as perdas financeiras totais na rede por ano. A metodologia proposta é aplicável tanto para avaliação de perdas individuais de consumidores como para avaliação das perdas totais da rede. São levadas em conta de forma probabilística, todas as incertezas associadas ao cálculo de afundamentos de tensão, sensibilidade de equipamentos dos consumidores aos afundamentos de tensão, a interligação dos equipamentos dentro de um processo industrial, tipos de consumidores e a localização do processo na rede. Os autores não avaliam os impactos de múltiplos cenários de variação de parâmetros de proteção colaborando para melhorias nos aspectos de perdas financeiras atreladas a efeitos de afundamentos de tensão.

Milanovic e Gupta (2006) apresentam a implementação prática e aplicação da metodologia para avaliação das perdas financeiras anuais devido a interrupções e afundamentos de tensão. Os custos de interrupções e afundamentos de tensão são determinados separadamente e, em seguida, combinados para estimar as perdas financeiras totais na rede. A metodologia é aplicada em uma rede elétrica de distribuição real genérica com todos os componentes de rede relevantes modelados adequadamente. Diferentes topologias de rede são comparadas tendo em conta as perdas financeiras totais na rede. Os autores mostram que a inclusão das perdas financeiras devido a afundamentos de tensão pode representar até cerca de 20 % dos custos de interrupção e pode alterar a classificação de topologia de rede.

Em Baran *et al.* (2012) são investigados os problemas de operação e proteção de distribuição em sistemas residenciais fotovoltaicos com alta penetração. Os sistemas fotovoltaicos residenciais representam recursos de pequena escala e, portanto, eles têm impactos diferentes em um circuito de distribuição do que em recursos de maior escala. O artigo considera uma residência e mostra que a

determinação da falha, o perfil de corrente, e as variações de tensão em tais sistemas tornam-se mais desafiadores. No entanto, os impactos na proteção do sistema e da variação de tensão não são severos em tais sistemas e, portanto, altos níveis de penetração podem ser acomodados desde que forem feitas as revisões apropriadas aos esquemas de proteção e controle de tensão. O artigo se preocupa em avaliar os efeitos em pequenas proporções, não compatibilizando altas injeções de potência e em diferentes perfis de consumidores.

No trabalho de Westin (2020) é proposta uma metodologia para alocação ótima de religadores em sistemas de distribuição quando se consideram os impactos das variações de tensão de curta duração em unidades consumidoras sensíveis. Para estimar os diversos eventos, o desempenho do método de enumeração de estados e da simulação Monte Carlo, as metodologias de simulação de curto-circuito mais usuais foram confrontadas em um sistema teste do IEEE modificado de 34 barras. O trabalho apresentado monitora quatro barramentos em pontos distintos da rede. Dos resultados obtidos da comparação entre as metodologias de simulação de curto-circuito e os impactos computacionais de suas variáveis, conclui-se que a simulação Monte Carlo mostra-se como um método eficaz e prático para estimar os eventos. A técnica de algoritmos genéticos foi utilizada para fornecer os valores médios dos fenômenos, em um sistema teste do IEEE modificado com duplo alimentador para alocação de religadores. Esse trabalho analisa métodos correlacionados a afundamentos de tensão sem levar em consideração parâmetros de qualidade de energia que impactam em ILDs e ICDs. Seu foco está na implementação de uma ferramenta de simulação de afundamentos de tensão sem avaliação de parametrizações de dispositivos de proteção e seu respectivo impacto nos consumidores.

Também em 2020, Rolim (2020) avaliam um modelo de programação linear inteira mista para obter o ajuste ótimo da proteção de sobrecorrente de fase e de neutro que pode ser empregado em esquemas de proteção adaptativa. Dessa forma, aplicando técnicas de linearização e otimização multiobjetivo, são obtidos os valores ótimos para a constante de tempo (dt) de cada equipamento e a melhor curva tempo-corrente a ser adotada de acordo com a configuração do sistema. O trabalho avalia impactos no ponto de vista de qualidade de energia sem levar em consideração aspectos financeiros.

No mesmo ano o trabalho de Alam e Pant (2020) propõem um novo modelo analítico bidirecional para resolver o problema de alocação ideal de dispositivos de proteção em um sistema de distribuição com geração distribuída (GD). O modelo determina o número e as localizações ideais de religadores, chaves-fusíveis e fusíveis de forma a aumentar a confiabilidade do sistema e a reduzir os custos de investimento e a indisponibilidade. O modelo considera as incertezas nos dados de carga, taxas de falhas (temporárias e permanentes) e taxas de reparo. O problema formulado foi aplicado a uma rede de distribuição de 69 barras, utilizando a técnica de otimização de algoritmo genético. Após análise, conclui-se que um lucro considerável para a concessionária é alcançado pela alocação ideal de dispositivos de proteção em várias zonas do sistema de distribuição. O estudo não avalia os impactos da variação de proteção nos indicadores de continuidade e limita-se apenas a avaliação no âmbito da concessionária.

Trabalhos como de Burian, (2009), Ribeiro Filho, (2017) e Faria, (2020) relacionam métodos de aplicação e inserção de parâmetros de proteção a indicadores de qualidade de produto e serviço. Porém, seus comparativos não se estendem aos impactos nos indicadores financeiros correlacionados aos consumidores sensíveis.

Em Alcala *et al.*, (2022) são analisados os impactos significativos que a GD tem sobre os dispositivos de proteção e é proposto um método de ajuste baseados em técnicas de programação linear (LP) com o objetivo de melhorar seu tempo de resposta frente às diferentes faltas que podem ocorrer no alimentador principal da rede. O sistema de distribuição selecionado para o estudo é o sistema de barramento IEEE 34 usando o software DlgSILENT 14.1 para sua modelagem e Matlab para o ajuste dos dispositivos de sobrecorrente. Os resultados indicam que uma melhor coordenação entre os dispositivos de proteção é alcançada se LP for usado. O artigo em questão foca no desenvolvimento de uma metodologia que melhore o tempo de resposta e não se aprofunda na correlação entre todos os efeitos adversos como, perda de coordenação e seletividade, que a injeção de uma GD acarreta.

De forma a resumir a revisão bibliográfica realizada, o Quadro 1 mostra os principais aspectos avaliados por cada autor em seus respectivos trabalhos.

2.2 CONCLUSÕES PARCIAIS

Após a análise e estudo das referências bibliográficas, pode-se concluir que as principais contribuições na literatura atual apresentam metodologias centralizadas na avaliação de índices de qualidade de energia em cenários específicos (alocação ótima, geração distribuída, planejamento de operação, entre outros) onde os equipamentos de proteção apresentam parâmetros fixos. Isso, de forma geral, leva a resultados não aderentes com a realidade das redes elétricas, tendo como consequência, erros nos resultados.

A lacuna presente nesses trabalhos se dá pela falta da análise aprofundada dos parâmetros de proteção e das metodologias de coordenação. Sendo assim, os indicadores financeiros e de continuidade em cenários, com e sem geração distribuída, possuem oportunidade de redução, tanto no âmbito das concessionárias como dos consumidores.

Quadro 1 - Comparativo de Trabalhos e Contribuições.

Autor	Colaboração
Williams (2006)	Inclusão de seccionadores eletrônicos e seus impactos
Filho (2017)	Comparativo do Método Monte Carlo e Algébrico e seus impactos
Chan e Milanovic (2007)	Impacto de afundamentos de tensão e ILDs em equipamento industriais
O'Meally e Burke (2009)	Implementação metodologia queima fusível e seus impactos
Cebrian, et al. (2015)	Avaliação de perdas financeiras relacionadas a interrupções de processos produtivos
Milanovic e Zhang (2009)	Mitigação para prevenção de afundamentos de tensão através da utilização de dispositivos baseados em FACTS
Gupta e Milanovic (2006)	Comportamento de equipamentos sensíveis e avaliação probabilística de perdas financeiras a partir de afundamentos de tensão
Westin (2020)	Alocação ótima de religadores em sistemas de distribuição e seus impactos
Rolim, et al. (2020)	Modelo de programação linear inteira mista para obtenção de ajuste ótimo da proteção de sobrecorrente de fase e de neutro
Alam e Pant (2020)	Modelo analítico bidirecional para resolver o problema de alocação ideal de dispositivos de proteção

Ribeiro Filho (2017)	Alocação ótima de dispositivos e seu impacto no âmbito de qualidade de energia
Faria (2020)	Alocação ótima de dispositivos e seu impacto no âmbito de qualidade de energia
Burian (2009)	Alocação ótima de dispositivos e seu impacto no âmbito de qualidade de energia
Alcala-Gonzalez, et al. (2022)	Técnicas de programação linear (LP) com o objetivo de melhorar seu tempo de resposta frente às diferentes faltas que podem ocorrer no alimentador principal da rede com injeção de GD.
Baran, et al. (2012)	Avaliação dos efeitos adversos da injeção de GD em uma rede elétrica tipicamente residencial.

Fonte: Elaborado pelo autor.

3 METODOLOGIA

A metodologia proposta neste trabalho utiliza as premissas estabelecidas em Cebrian *et al.*, (2018), de forma a avaliar os indicadores de continuidade coletivos (definidos no Módulo 8 do PRODIST) e as perdas financeiras nos consumidores e em toda a rede devido a afundamentos de tensão (PFAT), dentro de cenários pré-estabelecidos em uma rede elétrica de distribuição. Essa metodologia avalia de forma probabilística os impactos oriundos de curtos-circuitos advindos das redes de distribuição nos mecanismos de proteção bem como nos consumidores finais. Sendo assim, neste trabalho os afundamentos de tensão, ICDs e ILDs são analisados separadamente de forma a estimar os seus impactos individuais nos diferentes tipos de consumidores conectados na rede elétrica.

Embora a metodologia utilizada neste trabalho possa ser aplicada tanto para analisar afundamentos de tensão como elevações de tensão, somente afundamentos de tensão são levados em consideração devido a duas razões. Primeiro, afundamentos de tensão causam enormes prejuízos aos consumidores, principalmente quando atrelados a interrupção de funcionamento de equipamentos e conseqüentemente processos produtivos, o que acarreta diretamente em perdas financeiras. Os afundamentos de tensão também são prejudiciais às concessionárias de energia, devido às perdas nos consumidores poderem ser repassadas para as concessionárias em termos de multas e compensações. Como no atual cenário regulatório, não existem regras claras de penalização e compensação que possam ser aplicadas para mitigar os efeitos negativos dos afundamentos de tensão, a principal ferramenta ainda é quantificar esses eventos e realizar investimentos em infraestrutura para reduzir esses efeitos levando sempre em consideração a relação custo-benefício. Segundo, as elevações de tensão são, na maioria dos casos, associadas com queimas de equipamentos. Sendo assim, existem mecanismos regulatórios (Módulo 9 do PRODIST) que podem ser acionados para reduzir as perdas financeiras associadas a elevações de tensão.

O presente trabalho também investiga o impacto da inserção da geração distribuída nos sistemas de proteção. Valores de capacidade de hospedagem são avaliados para identificar o limite de potência ativa injetada pelas GDs, de forma a não comprometer os níveis de tensão, carregamento das linhas e transformadores e a perda de coordenação e seletividade.

3.1 ABORDAGEM PROBABILÍSTICA

Neste trabalho, o modelo probabilístico proposto em Cebrian *et al.*, (2016) é utilizado para estimar o número de ILDs em consumidores conectados à rede de distribuição no intervalo de um ano. Sendo assim, um grande número de curtos-circuitos, que podem afetar a rede de distribuição, é simulado utilizando o método Monte Carlo (MCS). O MCS baseia-se na geração de valores aleatórios a partir de funções de distribuição de probabilidade de cada variável que participa de um curto-circuito. Isso é realizado a fim de compreender o comportamento e os impactos dos eventos de curto-circuito sobre os indicadores de continuidade coletivos (FEC e DEC) e perdas financeiras dos consumidores afetados por falhas/paradas inesperadas de processos produtivos (em inglês *trips*) devido a afundamentos de tensão, ICDs e ILDs.

Durante o processo MCS, a escolha da localização da falta considera o comprimento e a taxa de falha de cada linha. Assim, linhas com maior comprimento são mais propensas a serem selecionadas. Para a escolha do ponto de falta, uma distribuição uniforme é usada ao longo de todo o comprimento da falta na linha. No caso de tipo de falta, suas respectivas probabilidades são tomadas em consideração, por exemplo, fase-terra, 65 %; fase-fase, 20 %; fase-fase-terra, 10 % e trifásica, 5%, (Wämundsson, 2007). Para a impedância de falta, é utilizado um modelo puramente resistivo e uma distribuição uniforme para valores que variam de zero a um valor máximo para todos os tipos de faltas. Todos os processos seguiram a utilização do software OpenDss integrado a linguagem de programação Python.

Falhas elétricas que ocorrem no sistema de transmissão não são consideradas nesta metodologia. O foco da proposta é estimar o efeito de falhas de curto-circuito em sistemas de distribuição. Os efeitos de falhas no sistema de transmissão em afundamentos de tensão, ICDs e ILDs em sistemas de distribuição, podem ser incorporados considerando os esquemas de proteção usados em sistemas de transmissão e considerando as conexões apropriadas dos enrolamentos dos transformadores para garantir uma representação precisa da duração de eventos e sua propagação no sistema.

Sendo assim, e considerando que os eventos transitórios, afundamentos de tensão e interrupções de energia (de curta e longa duração) são independentes

entre si, a relação das probabilidades de cada um destes eventos para um curto-circuito s pode ser formulada em (8).

$$P_{tra}(s) + P_{sag}(s) + P_{ICD}(s) + P_{ILD}(s) = 1 \quad (8)$$

$P_{tra}(s)$: probabilidade de ocorrência de um transitório a partir de um curto-circuito (s);

$P_{sag}(s)$: probabilidade de ocorrência de um afundamento de tensão a partir de um curto-circuito (s);

$P_{ICD}(s)$: probabilidade de ocorrência de uma interrupção de curta duração a partir de um curto-circuito (s);

$P_{ILD}(s)$: probabilidade de ocorrência de uma interrupção de longa duração a partir de um curto-circuito (s);

Valores de P_{tra} e P_{sag} podem ser obtidos a partir de funções de probabilidade de duração do afundamento de tensão (P_{sgD}) dependendo da duração de cada fenômeno. P_{sgD} em particular pode ser obtido após um tratamento estatístico de valores medidos de duração de afundamentos de tensão para pontos de rede específicos, para alimentadores, ou para toda a rede elétrica de distribuição. Funções de probabilidade como normal, Weibull ou lognormal podem ser obtidas em função dos dados históricos coletados e posteriormente comparadas com o intuito de selecionar aquela que mais represente o comportamento da duração do afundamento de tensão.

Seguindo as normas brasileiras (ANEEL, 2021), transitórios são considerados eventos até 1 ciclo (16,66 ms para sistemas de 60 Hz). Os afundamentos de tensão, por sua vez, são considerados de 1 ciclo até 3 min. Assim, tal como proposto por (Cebrian & Kagan, 2010):

$$P_{sgD}(s) = P_{tra}(s) + P_{sag}(s) \quad (9)$$

Com isso, o processo de avaliação probabilística inicia com o sorteio de um curto-circuito, o qual está representado por três parâmetros: tipo, posição e impedância. Cada parâmetro é sorteado seguindo a sua respectiva distribuição de

probabilidade. Com esses parâmetros que caracterizam um curto-circuito, é possível executar um módulo de cálculo para estimar, primeiro, a corrente de curto-circuito, $I_{cc}(s)$, que percorre todos os dispositivos de proteção devido a s e, segundo as tensões em todas as barras durante a falta s . Dependendo da magnitude e posição do curto-circuito, um dispositivo de proteção é ativado para isolar o curto-circuito. A duração do curto-circuito, ou seja, $t_{PD}(s)$, está relacionada com a curva característica tempo-corrente do dispositivo de proteção ativado.

Após a avaliação de $t_{PD}(s)$, este valor é utilizado para obter $P_{SgD}(s)$. Em outras palavras, $P_{SgD}(s)$ quantifica a probabilidade de um curto-circuito s causar um afundamento de tensão com duração até t_{PD} segundos.

Este processo pode ser repetido para cada novo curto-circuito simulado pelo MCS. O número de total de curtos-circuitos simulados pelo MCS será aquele que não produza alterações significativas (menor que 1 %) nos valores obtidos de FEC, DEC e PFAT, em outras palavras, quando é alcançada a estabilidade de Monte Carlo.

De forma a simplificar o modelo proposto em Cebrian *et al.*, (2016), é realizada uma relação uniforme e constante entre as probabilidades de ICD e ILD para todos os curtos-circuitos, ou seja:

$$R_{S/L}(s) = P_{ICD}(s)/P_{ILD}(s) \quad (10)$$

Os valores de $R_{S/L}$ estão normalmente entre 5 e 8 Abdi *et al.*, (2014). Então (8) pode ser reformulado como (11).

$$P_{ILD}(s) = \frac{1 - P_{SgD}(s)}{1 + R_{S/L}(s)} \quad (11)$$

Para curtos-circuitos localizados a jusante de um fusível e com esquema de proteção queima fusível, apenas interrupções permanentes são percebidas, ou seja, $R_{S/L}(s) = 0$, nesses casos, o P_{ILD} pode ser calculado por (12).

$$P_{ILD}(s) = 1 - P_{SgD}(s) \quad (12)$$

Levando em consideração N_s simulações de curto-circuito por MCS, a probabilidade de s é igual a:

$$P_{(s)}^N = \frac{1}{N_s} \quad (13)$$

Assim, a probabilidade de um evento s causar um ILD na rede $P_{ILD(s)}^N$ para N_s simulações é avaliada por (14).

$$P_{ILD(s)}^N = P_{ILD(s)} \cdot P_{(s)}^N \quad (14)$$

3.2 PROBABILIDADE DE AFUNDAMENTO DE TENSÃO E INTERRUPÇÃO

Em relação aos afundamentos de tensão, a sua duração é resultante da configuração do dispositivo de proteção instalado em toda a rede de distribuição. A duração do afundamento de tensão é assim definida pelo tempo de extinção do distúrbio elétrico na rede de distribuição, ou seja, esses distúrbios podem desaparecer naturalmente antes de qualquer atuação de dispositivos de proteção e, pelo tempo de eliminação da falta por meio de um dispositivo de proteção (disjuntores, relés ou religadores) usado para atuar e, consequentemente, reestabelecer as condições normais prévias à falta (Cebrian *et al.*, 2018).

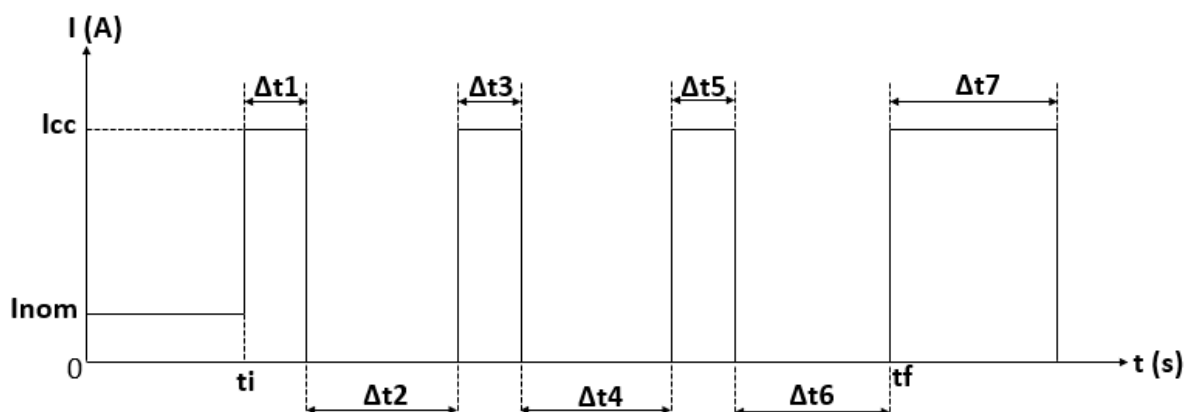
Em redes de distribuição radiais, o tempo de eliminação de falhas varia de 10 a 100 ciclos. Geradores, barramentos e transformadores são protegidos usando relés diferenciais com eliminação de falhas entre 5 e 15 ciclos. Fusíveis são usados nos níveis de tensão mais baixos. Sua eliminação de falha varia de 0,5 a 50 ciclos. Assim, a eliminação de falhas e P_{SgD} podem variar consideravelmente em redes de distribuição (de 0,5 ciclos a alguns segundos) dependendo de onde a falha ocorrer e dos diferentes tipos de sistemas de proteção em diferentes partes da rede (Mamede & Mamede, 2020).

Sendo assim, os seguintes passos são realizados para uma falta simulada s :

- **Passo 1:** avaliar a corrente de curto-circuito $I_{cc}(s)$.
- **Passo 2:** estimar o tempo de atuação da proteção $t_{PD}(s)$, considerando o dispositivo de proteção que estiver a montante da falta e em função da metodologia de proteção adotada (salva ou queima fusível).
- **Passo 3:** utilizar o valor de $t_{PD}(s)$ para estimar as probabilidades de afundamento de tensão, ICD e ILD, respectivamente para a falta s .

A Figura 10, mostra a sequência de operação de um religador para uma falta permanente considerando a corrente de curto-circuito, e a respectiva corrente que passa pelo religador. Para esse exemplo, a metodologia da proteção considerada é a salva fusível. Nesse caso, a partir da ocorrência da falta em $t = 0$ s, a corrente de curto-circuito se desenvolverá até o acionamento do religador ao final de Δt_1 , com seu tempo de atuação determinado por sua curva instantânea.

Figura 10 - Sequência de Operação de um Religador Durante uma Falta com Metodologia de Proteção Salva Fusível.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Durante o período Δt_1 (permanência do curto-circuito), a rede sofrerá com a incidência de afundamentos de tensão. Após Δt_1 , os consumidores que estiverem à jusante do religador sofrerão interrupções de curta duração com tempo de duração Δt_2 , dependente da parametrização pré-estabelecida para o religador pela concessionária. A mesma sequência de acionamento ocorrerá mais duas vezes durante os períodos compreendidos entre Δt_3 e Δt_6 .

Ao final das tentativas de religamento programadas, em t_f , o religador entrará em modo de atuação através de acionamento da curva temporizada, onde seu tempo Δt_7 durará até a abertura definitiva do religador (modo de bloqueio), que perdurará até a conclusão dos serviços de manutenção corretiva efetuados pelas equipes de manutenção da concessionária. Em t_f , os consumidores à jusante do fusível sofrerão uma interrupção de longa duração devido a sua atuação. Na Figura 5 os

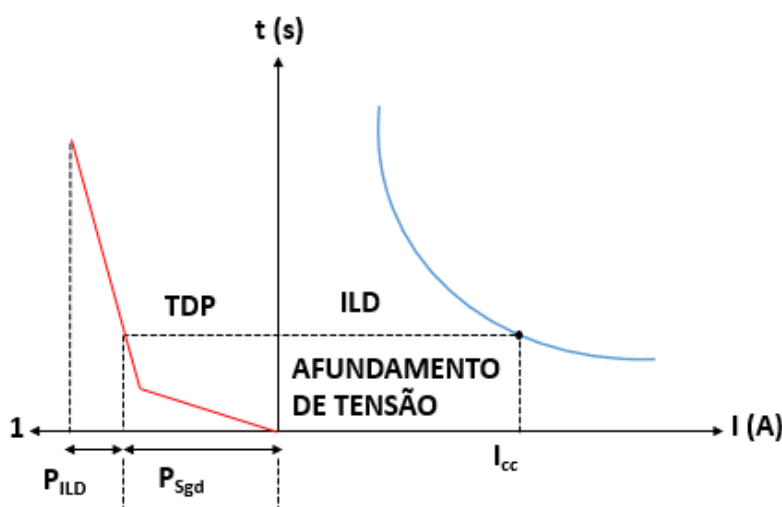
efeitos mencionados ocorrerão em C3 após o bloqueio do religador RE e atuação do fusível FU.

Em outras palavras, quando a rede de distribuição é afetada por uma falta elétrica, todas as barras enfrentarão afundamentos de tensão com probabilidade P_{sag} . Se a falta se prolongar, algumas barras a jusante de um religador enfrentarão ICD com uma probabilidade P_{ICD} . Se ainda a falta tiver uma duração maior que leve ao acionamento permanente de um equipamento de proteção PD, as barras a jusante de PD enfrentarão ILD com uma probabilidade P_{ILD} .

De acordo com a metodologia proposta em Cebrian *et al.*, (2018), a partir da avaliação das $I_{cc}(s)$ para cada falta simulada s e dos tempos de atuação da proteção $t_{PD}(s)$ é possível obter os valores de P_{sag} , P_{ICD} e P_{ILD} utilizando uma distribuição de probabilidade acumulada de afundamentos de tensão P_{Sgd} .

A Figura 11 ilustra o processo para estimar uma P_{ILD} , onde é observado o comportamento de uma curva tempo-corrente, em azul, de um dispositivo de proteção mediante a incidência de um curto-circuito (I_{cc}). A curva em vermelho representa a função de distribuição de probabilidade para duração de afundamento de tensão (P_{Sgd}). A partir da curva P_{Sgd} é possível obter a probabilidade de ocorrência de afundamento de tensão (P_{Sgd}) e ILD (P_{ILD}), tendo como variável o tempo da atuação da proteção t_{DP} .

Figura 11 - Processo para a Estimação da Probabilidade de Interrupção de Longa Duração, P_{ILD} .



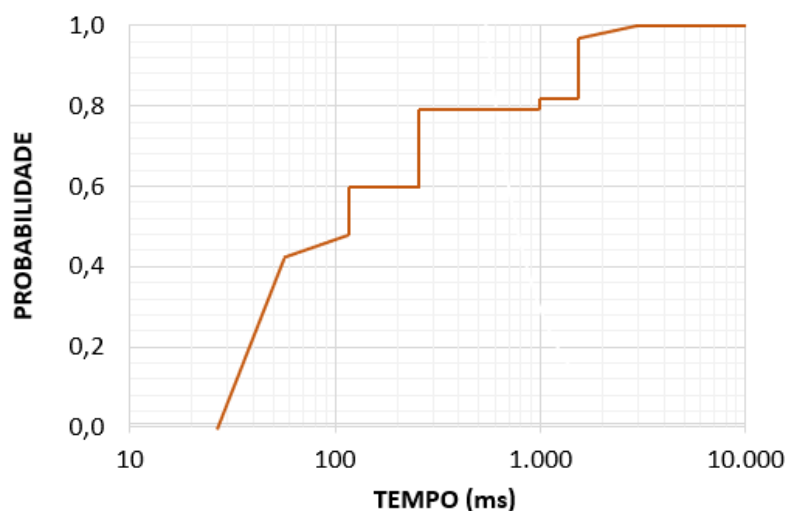
Fonte: Elaborado pelo autor.

A Figura 12 ilustra uma curva P_{Sgd} típica utilizada em redes de distribuição. A figura mostra que afundamentos de tensão com duração de até 30 ms apresentam uma probabilidade de 20%, de até 100 ms apresentam uma probabilidade de 60% e de até 1 s de até 80 %.

3.3 PROBABILIDADE DE FALHAS DOS EQUIPAMENTOS DEVIDO A AFUNDAMENTOS DE TENSÃO

Os equipamentos podem apresentar comportamentos divergentes do seu funcionamento esperado quando a tensão de fornecimento é muito diferente do valor nominal. No caso de afundamentos de tensão, equipamentos podem apresentar perdas de informações, ou de configurações, como no caso dos computadores pessoais e controladores lógicos programáveis, ou ainda não possuir energia magnética suficiente para sustentar os contatos, como no caso de contadores. Nesses casos, é muito importante avaliar o nível de suportabilidade dos diferentes equipamentos frente a afundamentos de tensão. Nesse contexto, as curvas de sensibilidade CBEMA, ITIC e SEMI-F47 são usualmente utilizadas para estimar os impactos dos afundamentos de tensão nos consumidores.

Figura 12 - Probabilidade Acumulada de Duração de Afundamento de Tensão (P_{Sgd}).

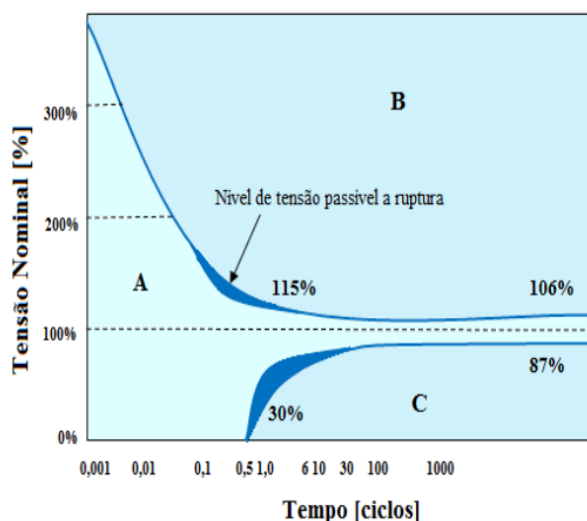


Fonte: Elaborado pelo autor.

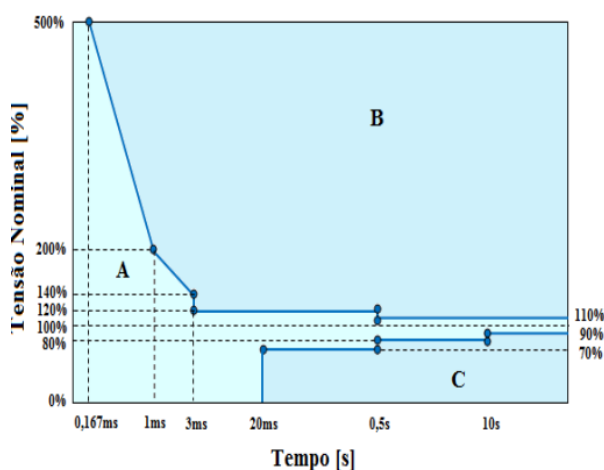
As curvas CBEMA e ITIC foram amplamente divulgadas nos anos 2000. Ambas realizam a comparação, principalmente, de dois pontos: magnitude da tensão em relação ao valor nominal (100 %) e duração dos distúrbios (unidades de tempo ou em ciclos do sinal de tensão). A curva CBEMA originalmente foi proposta para caracterização da sensibilidade de computadores, com a ampliação de sua utilização para outros equipamentos eletrônicos a mesma foi revisada e modificada de forma a caracterizar melhor a sensibilidade destes equipamentos, dando origem a curva ITIC. A Figura 13 e a Figura 14 ilustram o comportamento das curvas CBEMA e ITIC, respectivamente. Na Figura 13 e na Figura 14 podem ser observadas três regiões de trabalho, estas são:

- **Região A, região de imunidade.** Os equipamentos não sofrem alteração em seu funcionamento para distúrbios de tensão localizados nesta região;
- **Região B, região de susceptibilidade.** Operações nesta região apresentam possibilidade de ruptura da isolação dos equipamentos (danos permanentes aos componentes), devido a sobretensões transitórias e elevações de tensões;
- **Região C, região de sensibilidade.** Ocorre a possibilidade de falhas de operação dos equipamentos em virtude de afundamentos de tensão ou interrupções momentâneas.

Figura 13 - Curva CBEMA.



Fonte: Oleskovicz (2022).

Figura 14 - Curva ITIC.

Fonte: Oleskovicz (2022).

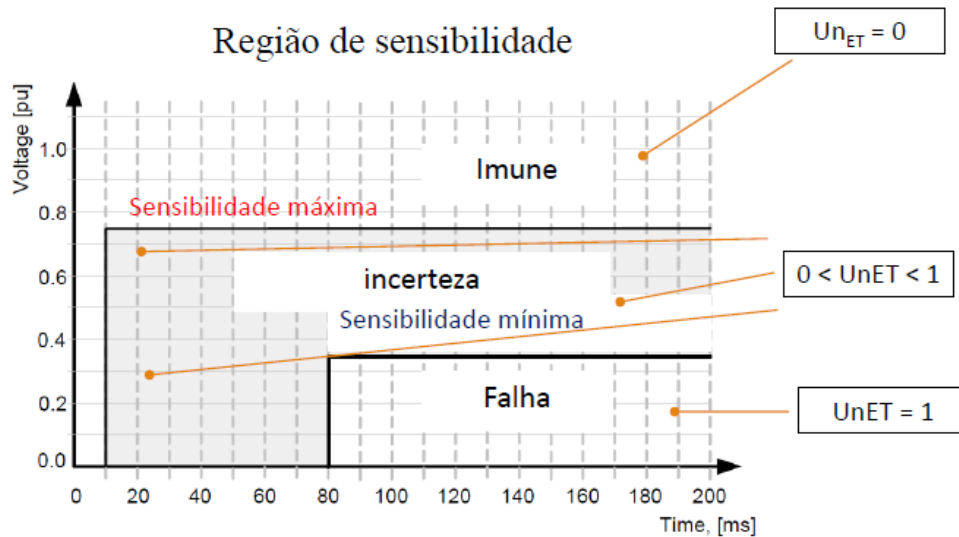
De forma geral, a combinação de afundamentos de tensão e equipamentos suscetíveis a estes fenômenos podem causar perdas financeiras significativas aos consumidores finais devido a falhas/paradas de processos de produção ou danos aos equipamentos. Equipamentos podem apresentar uma grande variação de sensibilidade aos afundamentos de tensão, entre dispositivos do mesmo tipo de diferentes fabricantes, ou mesmo entre modelos diferentes do mesmo fabricante.

Sendo assim, uma melhor caracterização dos efeitos e interrupções de processos é feita a partir da definição de regiões de sensibilidade a afundamentos de tensão para equipamentos da mesma categoria (Milanovic e Gupta, 2006). Cada região é contida entre duas curvas que definem a tolerância a afundamentos de tensão, ou seja, a probabilidade de um afundamento de tensão causar uma falha ao equipamento. Essas curvas de probabilidade são chamadas de UnET.

A Figura 15 mostra três regiões de sensibilidade a afundamentos de tensão para um equipamento genérico representativo. Considerando que T_{SAG} e V_{SAG} representam a duração e a magnitude dos afundamentos de tensão, na região chamada de imune, qualquer combinação de T_{SAG} e V_{SAG} , os valores de UnET são iguais 0, ou seja, o equipamento não será afetado por afundamentos de tensão. Por outro lado, na região de falha, os valores de UnET são iguais 1, ou seja, o equipamento tem 100 % de certeza de que afundamentos de tensão causam falhas/mau funcionamento deste equipamento. Por sua vez, na região de incerteza, UnET assume valores entre 0 e 1, ou seja, combinações de T_{SAG} e V_{SAG} podem apresentar valores de probabilidade entre 0 e 1 de causar falhas no equipamento, 0

quando o afundamento de tensão está mais próximo da curva de sensibilidade máxima e 1 quando o afundamento de tensão está mais próximo da curva de sensibilidade mínima.

Figura 15 - Regiões de Sensibilidade.



Fonte: Cebrian (2020).

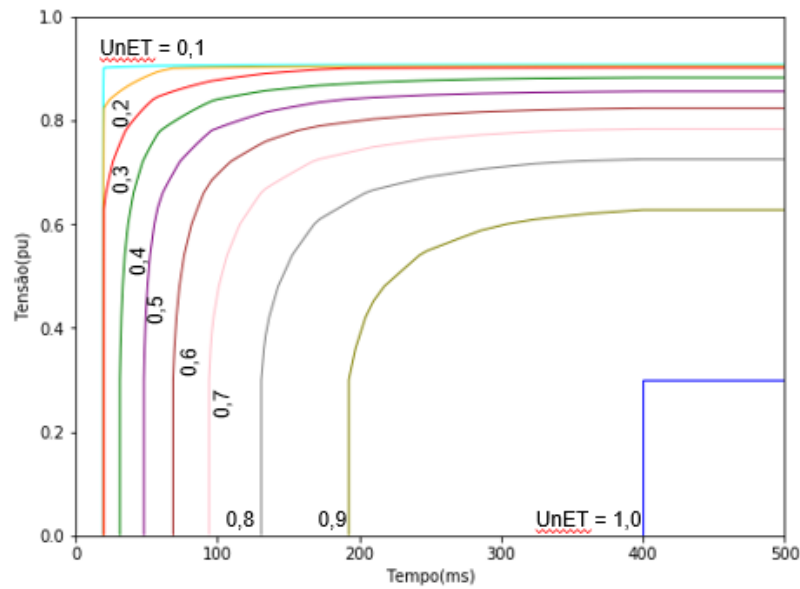
Sendo assim, considerando que as variações das curvas de sensibilidade entre uma sensibilidade máxima e mínima podem ser representadas por funções de probabilidade para tempo, $\rho_T(t)$, e magnitude de afundamento, $\rho_V(v)$, UnET pode ser avaliado por (15).

$$\begin{aligned}
 P_T(T_{sag}) &= \int_0^{T_{sag}} \rho_T(t) \times dt \\
 P_V(V_{sag}) &= \int_{V_{nom}}^{V_{sag}} \rho_V(v) \times dv \\
 Un_{ET}(T_{sag}, V_{sag}) &= P_T(T_{sag}) \times P_V(V_{sag})
 \end{aligned} \tag{15}$$

A Figura 16 mostra a aplicação de (15) para um CLP – Controlador lógico programável. A figura mostra 10 curvas em cores diferentes, os quais representam os valores de UnET, sendo que em azul UnET = 1, e em lilás UnET = 0,1. Com isso, um afundamento de tensão com $T_{SAG} = 200$ ms e $V_{SAG} = 0,4$ p.u., teria UnET = 0,9, ou seja, 90 % de probabilidade de causar uma falha no CLP. Por outro lado, um afundamento de tensão com $T_{SAG} = 50$ ms e $V_{SAG} = 0,4$ p.u., teria UnET = 0,5,

ou seja, 50 % de probabilidade de causar uma falha no CLP. Com isso, embora as magnitudes de afundamento de tensão sejam as mesmas, o evento com maior duração apresenta maior probabilidade de afetar negativamente ao CLP.

Figura 16 – Regiões de Sensibilidade a Afundamentos de Tensão para um CLP – Controlador Lógico Programável. Em Azul UnET = 1, em Lilás UnET = 0,1.



Fonte: Elaborado pelo autor.

O conceito de regiões de sensibilidade a afundamentos de tensão em equipamentos pode ser estendido para processos produtivos formados por grupos de equipamentos que operam dentro do processo produtivo. Assim como comentado em Cebrian *et al.*, (2018), a conexão entre equipamentos seja em série, paralelo ou misto pode representar o comportamento de todo o processo produtivo frente a afundamentos de tensão.

Com isso, se dois equipamentos com valores de $UnET1 = 0,5$ e $UnET2 = 0,9$ forem conectados em série, a probabilidade de o processo produtivo ser afetado por afundamento de tensão ($UnPT$) seria de:

$$UnPT = 1 - (1 - UnET1) \cdot (1 - UnET2) = 0,95 \quad (16)$$

Se os dois equipamentos forem conectados em paralelo, o valor seria de:

$$UnPT = (UnET1).(UnET2) = 0,45 \quad (17)$$

Em outras palavras, o fato de que esses equipamentos estejam conectados em série/paralelo aumenta/reduz a probabilidade de um afundamento de tensão causar uma falha/parada ao processo produtivo. De forma geral, para arranjos mistos, UnPT para qualquer tipo de processo produtivo pode ser avaliado segundo (18).

$$UnPT(T_{sag}, V_{sag}) = 1 - [\prod_{i=1}^m (1 - \prod_{j=1}^n U_{nET}(T_{sag}, V_{sag}))] \quad (18)$$

Em que m e n representam o número de equipamentos conectados em série e paralelo, respectivamente.

A Figura 17 mostra as regiões de sensibilidade para um processo produtivo formado por quatro equipamentos conectados em série. Esses equipamentos são: computador (PC), controlador lógico programável (CLP), inversor de frequência (ASD) e contator, sendo que em azul $UnET = 1$ e em lilás $UnET = 0,1$. A figura mostra que o efeito combinado dos quatro equipamentos leva a regiões não retangulares, principalmente para tensões residuais menores que 0,4 p.u. Nesse sentido, afundamentos de tensão com magnitudes de $V_{SAG} = 0,4$ e com $T_{SAG} > 40$ ms teriam 100 % de probabilidade de afetar o processo produtivo.

Sendo assim, a probabilidade de um curto-circuito simulado causar uma parada de processo para um consumidor pode ser avaliada em (19) para funções contínuas de P_{SgD} .

$$P_{PT(s,c)} = \int_{T_a}^{T_{sag(s)}} UnPT_{(c)}(t, V_{sag(s,c)}) \times \rho_{SgD}(t) dt \quad (19)$$

$$\rho_{SgD}(t) = \frac{dP_{SgD}(t)}{dt}$$

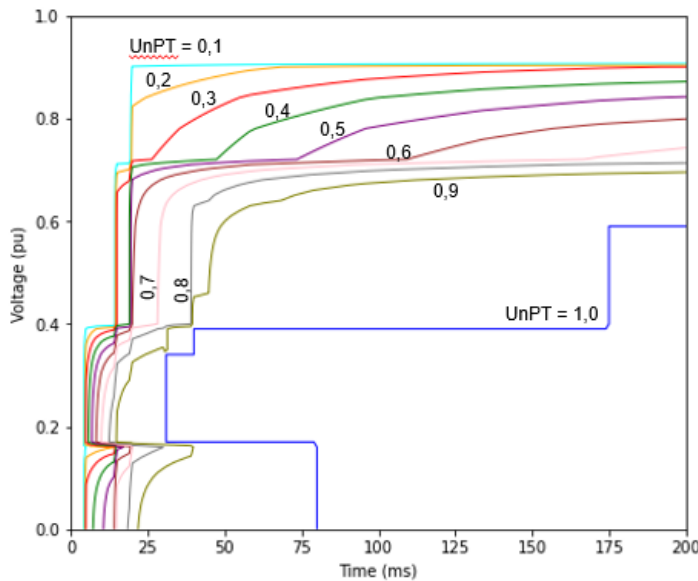
No caso de funções discretas de P_{SgD} , em (20).

$$P_{PT}(s, c) = \sum_{i=1}^{n-1} (P_{SgD}(t_{i+1}) - P_{SgD}(t_i)) \cdot UnPT_{(c)}(t_i, V_{sag(s,c)}) \quad (20)$$

Em que c é índice do consumidor que possui o processo produtivo afetado por afundamentos de tensão. T_a é o tempo do início do afundamento de tensão (pelo

Produst, seria 1 ciclo). $T_{SAG}(s)$ e $V_{SAG}(s,c)$ são a duração do afundamento de tensão e a magnitude de tensão no consumidor c devido a s . n é o número de intervalos de integração, $t_1 = T_a(s)$, $t_n = T_{SAG}(s)$, $t_{i+1} - t_i \approx 10$ ms.

Figura 17 – Regiões de Sensibilidade a Afundamentos de Tensão para um Processo Produtivo Formado por Quatro Equipamentos em Série PC, CLP, ASD e Contator.



Fonte: Elaborado pelo autor.

3.4 ANUALIZAÇÃO DOS INDICADORES RELATIVOS A AFUNDAMENTOS DE TENSÃO, ICD E ILD

Para avaliar o número de eventos entre afundamentos de tensão, ICD e ILD, que podem afetar a rede elétrica, é necessário utilizar informações conhecidas pela concessionária de energia como taxas de interrupção permanentes, λ_{ILD} em evento.(km.ano)⁻¹, e o comprimento total da rede em km. Assim, o número total de eventos entre afundamentos de tensão, ICD e ILD, por ano $N_{Tot/ano}^N$ é estimado por (21).

Posteriormente, usando $N_{Tot/ano}^N$ e $P_{ILD(s)}^N$, é possível calcular o número de afundamentos de tensão, ICD e ILD, que um evento simulado pode causar a toda rede analisada em um ano ($N_{sag/ano(s)}^N$, $N_{ICD/ano(s)}^N$ e $N_{ILD/ano(s)}^N$), como mostram as equações (21)-(24).

$$N_{Tot/ano}^N = \frac{N_{ILD/ano}^{Rede}}{\sum_{s=1}^{Ns} P_{ILD(s)}^N}, N_{ILD/ano}^{Rede} = \lambda_{ILD} \cdot L \quad (21)$$

$$N_{sag/ano(s)}^N = P_{sag(s)}^N \cdot N_{Tot/ano}^N \quad (22)$$

$$N_{ICD/ano(s)}^N = P_{ICD(s)}^N \cdot N_{Tot/ano}^N \quad (23)$$

$$N_{ILD/ano(s)}^N = P_{ILD(s)}^N \cdot N_{Tot/ano}^N \quad (24)$$

Com isso, o número total de afundamentos de tensão, ICD e ILD, que afetam anualmente a rede elétrica pode ser avaliado por (25) a (27).

$$N_{sag/ano}^N = \sum_{s=1}^{Ns} N_{sag/ano(s)}^N \quad (25)$$

$$N_{ICD/ano}^N = \sum_{s=1}^{Ns} N_{ICD/ano(s)}^N \quad (26)$$

$$N_{ILD/ano}^N = \sum_{s=1}^{Ns} N_{ILD/ano(s)}^N \quad (27)$$

Número anualizado de paradas de processo produtivo em um consumidor c , pode ser avaliado por (28).

$$N_{PT/ano(c)}^N = \frac{\sum_{s=1}^{Ns} P_{PT(s,c)}}{N_S} \times F_{ac(c)} \cdot N_{Tot/ano}^N \quad (28)$$

Onde, $Fac(c)$ representa o fator de atividade do consumidor c . Esse fator representa o número de dias por ano e por horas que cada consumidor geralmente opera. Neste trabalho, valores típicos de $Fac(c)$ e os custos de paradas de processo (CPP) devido a afundamentos de tensão, ICD e ILD, são mostrados em Tabela 3.

Tabela 3 – Fator de Atividade por Tipo de Consumidor e Custo de uma Parada de Processo Produtivo. Originalmente em Libras e Convertidos Neste Trabalho a uma Taxa de Câmbio de £1,00 Libra para R\$5,95 Reais.

Tipo de consumidor	Operação	Fac	CPP (R\$/evento)
Residencial	Processo contínuo	1	13,27
Comercial	10h / dia e 1 dia de descanso / semana	0,3 573	1488,10
Industrial	8h / dia e 2 dias de descanso / semana	0,2 384	36437,80

Elaborado pelo autor, adaptado à partir de Milanovic e Gupta (2006).

3.5 ANUALIZAÇÃO DOS INDICADORES DE CONTINUIDADE COLETIVOS

Os indicadores de continuidade coletivos podem ser avaliados utilizando os valores de $N_{ILD/ano(s)}^N$ e o número de consumidores alocados nos blocos isolados ($N_{c(s)}^{Is}$), ou seja, grupo de consumidores desenergizados como consequência de um curto-circuito simulado s . Para o caso do DEC, é necessário incluir a duração da interrupção ($t_{(s)}^{Is}$) de cada curto-circuito simulado. Além disso, é importante mencionar que, segundo a atual regulamentação, somente curtos-circuitos com $t_{(s)}^{Is} \geq 3$ min podem ser incluídos na contagem dos indicadores FEC e DEC. As equações (29) a (33) mostram como podem ser feitas as avaliações do FEC, DEC e END.

$$FEC_{ano} = \frac{\sum_{s=1}^{N_s} [N_{c(s)}^{Is} \cdot f_{(s)}^{Is} \cdot N_{ILD/ano(s)}^N]}{N_T} \quad (29)$$

$$DEC_{ano} = \frac{\sum_{s=1}^{N_s} [N_{c(s)}^{Is} \cdot t_{(s)}^{Is} \cdot f_{(s)}^{Is} \cdot N_{ILD/ano(s)}^N]}{N_T} \quad (30)$$

$$f_{(s)}^{Is} = \begin{cases} 1, & t_{(s)}^{Is} \geq 3 \text{ min} \\ 0, & t_{(s)}^{Is} < 3 \text{ min} \end{cases} \quad (31)$$

$$END_{(s)} = \sum_{c=1}^{N_{c(s)}^{Is}} P_{kW(c,s)} \cdot t_{(s)}^{Is} \quad (32)$$

$$END_{ano} = \sum_{s=1}^{N_s} [END_{(s)} \cdot N_{ILD/ano(s)}^N] \quad (33)$$

No caso do END, a potência ativa dos consumidores alocados nos blocos isolados ($P_{kW(c,s)}$) deve ser considerada.

3.6 AVALIAÇÃO DE PERDAS FINANCEIRAS

As perdas financeiras nos consumidores causados por afundamentos de tensão, ICDs e ILDs, podem ser avaliadas incluindo os custos unitários de cada um desses fenômenos. Sendo assim, as perdas financeiras anuais de toda a rede podem ser avaliadas de acordo com o tipo de efeito: afundamento de tensão, ILD e ICD em (34)-(36) e, de forma total por (37)

$$PFPP_{Rede/SAG} = \sum_{c=1}^{N_c} (N_{\frac{PT}{ano(c)}}^N \cdot C_{PP(c)}) \quad (34)$$

$$PFPP_{Rede/ICD} = \sum_{c=1}^{N_c} (N_{\frac{ICD}{ano(c)}}^N \cdot C_{PP(c)}) \quad (35)$$

$$PFPP_{Rede/ILD} = \sum_{c=1}^{N_c} (N_{\frac{ILD}{ano(c)}}^N \cdot C_{PP(c)}) \quad (36)$$

$$PFPP_{Rede/Total} = PFPP_{Rede/SAG} + PFPP_{Rede/ICD} + PFPP_{Rede/ILD} \quad (37)$$

Os valores de $C_{PP(c)}$ são apresentados na Tabela 3. Esses valores representam valores médios obtidos da literatura ou por meio de pesquisas de campo, ou seja, coletados diretamente dos próprios consumidores.

3.7 METODOLOGIA DE COORDENAÇÃO E SELETIVIDADE

Neste trabalho, os critérios mínimos para a definição dos fusíveis utilizados são apresentados de (38) a (41), os quais foram definidos em Mamede e Mamede (2020) e Fritzen (2022). É importante destacar que não foram consideradas características construtivas totais para a definição, como por exemplo corrente de ruptura, dado que são intrínsecas ao fabricante do produto, não sendo relevantes no âmbito de escolha de parâmetros, na coordenação e na seletividade.

$$I_{elo} < \left(\frac{I_{ccFTmin}}{4} \right) \quad (38)$$

$$I_{elo300"} < I_{ccFTmin} \quad (39)$$

$$I_{elo} \geq 1,5 \times I_{carga} \quad (40)$$

$$I_{elo0,13"} \geq I_{inrush} \quad (41)$$

Em que:

$I_{ccFTmin}$: corrente de curto-circuito monofásica mínima no fim do trecho protegido

$I_{elo300"}$: corrente circulante no elo fusível em 300 s

$I_{elo0,13"}$: corrente circulante no elo fusível em 0,13 s

As definições de (38) a (41) refletem e garantem a confiabilidade das coordenações e proteções. Assim, quando se define, na equação (38), a corrente do elo fusível inferior a 25% do menor valor atribuído ao curto-circuito fase-terra, isso garante que a curva-tempo corrente atue no caso mais sensível de curto-circuito.

Usando como exemplo a Figura 5, entende-se que o ponto referenciado se encontra o mais distante da referência de proteção, onde a impedância se encontra em seu maior valor e, conseqüentemente, o curto-circuito com sua magnitude mínima. Nesse caso, sendo simbolizado pela seta vermelha. O processo análogo é utilizado para a I_{ccmax} e, conseqüentemente, curto-circuito trifásico, onde entende-se que o ponto referenciado se encontra o mais próximo da referência de proteção,

onde a impedância se encontra em seu menor valor e, conseqüentemente, o curto-circuito tem sua magnitude máxima, neste caso sendo simbolizado pela seta vermelha.

O processo análogo é realizado em (39). Valores de tempo muito altos em fusíveis usualmente podem refletir correntes de atuação fora do range de sensibilização da curva de proteção. Assim a adoção desse critério garante que para todas as faixas de atuação do fusível, o mesmo seja sensibilizado para o menor valor de curto-circuito do trecho protegido.

Em (40) os critérios de desvios de medição por crescimento clandestino de consumo são atendidos, bem como, por taxas de crescimento planejados (fator de segurança). Em (40), é garantido que para um período de tempo a proteção esteja adequada sem necessidade de reavaliação e, conseqüentemente, atuações indevidas por sobrecarga não dimensionada.

Em (41), é garantido que durante o período de energização de um transformador (inrush), não ocorram queimas de fusíveis no ponto de média tensão de forma indevida e advindas de dimensionamentos inadequados.

Além das curvas mencionadas, existem critérios de limitação, conforme mencionado em (42) e descritos em Comassetto (2008). Fisicamente essa limitação está atrelada à precisão da seletividade, bem como, a correta atuação do respectivo dispositivo de proteção.

$$1,5 \times I_c \leq I_{pf} \leq \left(\frac{I_{2\phi F}}{2} \right) \quad (42)$$

Em que:

I_c : corrente de carga no trecho

I_{pf} : corrente de partida de fase

$I_{2\phi F}$: corrente de curto-circuito bifásica no fim do trecho protegido

Sendo assim, a metodologia proposta neste trabalho para seleção das curvas de proteção segue os passos mencionados a seguir. O Fluxograma 1 ilustra tal processo.

Passo 1: obtenção de valores de corrente curto-circuito;

Passo 2: avaliação das condições entre dispositivos de proteção em série, garantindo as premissas de coordenação para os casos possíveis;

- fusível-fusível: todos os fusíveis em série devem ser de mesmo tipo (preferenciais ou não preferenciais) e o intervalo entre curvas tempo-corrente deve respeitar no mínimo 200 ms entre todos os pontos de tempo. (Mardegan, 2011).
- fusível-religador: deve ser respeitada primariamente a metodologia de proteção aplicada (salva ou queima fusível) com intervalo entre curvas tempo-corrente respeitando no mínimo 300 ms entre todos os pontos de tempo. (Mardegan, 2011).
- fusível-relé: deve ser respeitada primariamente a metodologia de proteção aplicada (salva ou queima fusível) com intervalo entre curvas tempo-corrente respeitando no mínimo 300 ms entre todos os pontos de tempo. (Mardegan, 2011).
- religador-religador: intervalo de tempo entre curvas tempo-corrente respeitando no mínimo 300 ms para todos os pontos de tempo. (Mardegan, 2011).
- religador-relé: intervalo de tempo entre curvas tempo-corrente respeitando no mínimo 300 ms para todos os pontos de tempo. (Mardegan, 2011).
- relé-relé: intervalo de tempo entre curvas tempo-corrente respeitando no mínimo 300 ms para todos os pontos de tempo. (Mardegan, 2011).

Passo 3: definição dos fusíveis utilizando os critérios limitantes de corrente de curto-circuito e critérios mínimos de correntes de carga relacionados nas equações (38) a (41);

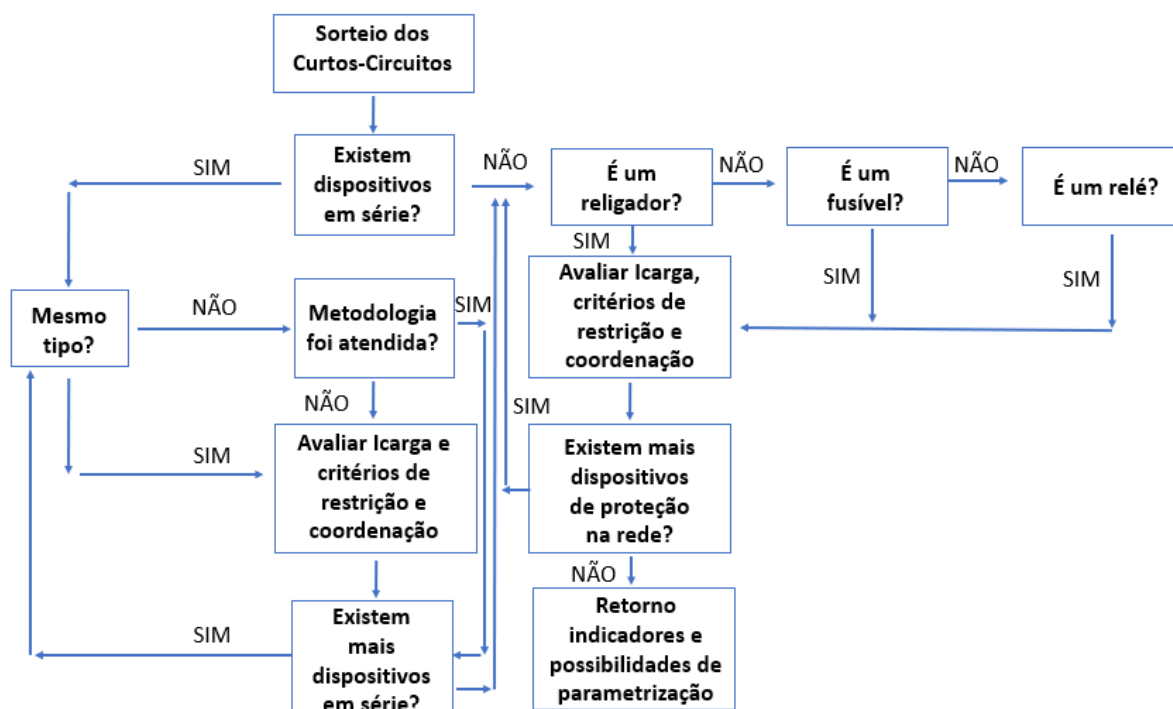
Passo 4: definição das curvas dos religadores utilizando como limitadores os parâmetros de corrente de carga e corrente de curto-circuito bifásico conforme equações (3) a (5) e (42);

Passo 5: definição das curvas dos relés utilizando como limitadores os parâmetros de corrente de carga e curto-circuito bifásico conforme equações (3) a (5) e (42);

Passo 6: avaliação se as coordenações foram satisfeitas. Caso a coordenação tenha sido atendida avaliar os indicadores de perdas financeiras e de continuidade, ir para o passo 7. Caso o critério de coordenação não foi atendido, reinicia o processo avaliando o passo 2.

Passo 7: após avaliação dos critérios e coordenações, se avaliam outras opções de coordenação comparando seus indicadores de perda financeira e qualidade de energia.

Fluxograma 1 - Validação de Coordenação e Seletividade.



Fonte: Elaborado pelo autor.

3.8 METODOLOGIA DE COORDENAÇÃO E SELETIVIDADE COM AMPLIAÇÃO DE DISPOSITIVOS DE PROTEÇÃO E INJEÇÃO DE POTÊNCIA POR GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

O Fluxograma 1 reflete o mesmo procedimento utilizado quando ocorreu a inclusão de mais dispositivos da rede elétrica de distribuição, por ser um fluxograma generalista atende todas as variações de inclusão e/ou exclusão de dispositivos garantindo sua coordenação e seletividade.

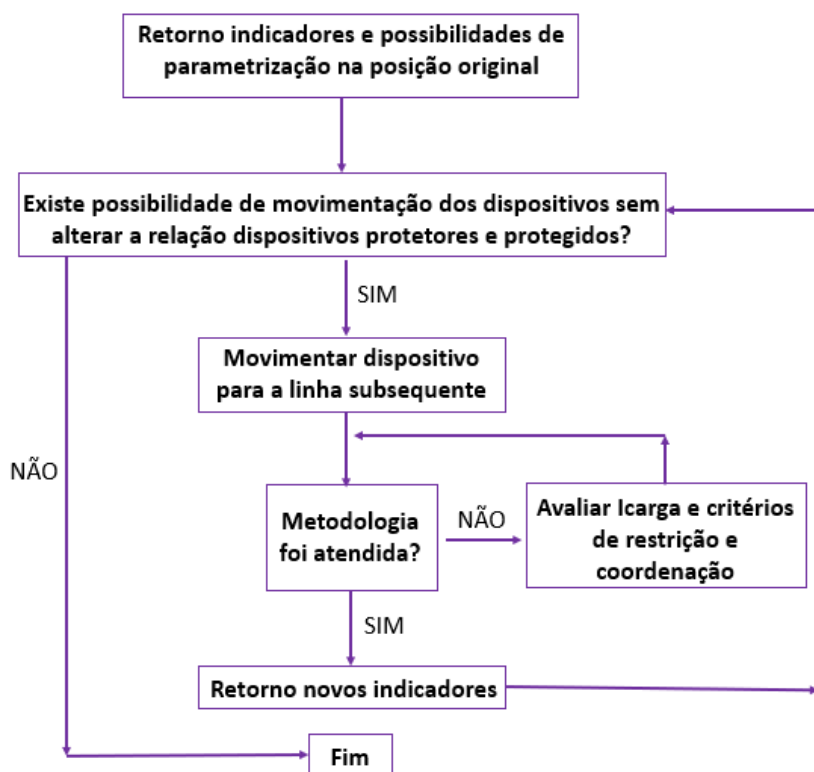
O Fluxograma 2 reflete o procedimento realizado para observar os cenários que apresentaram menores perdas financeiras e menores indicadores FEC e DEC a partir da alteração de posicionamento entre eles. A metodologia empregada não levou em consideração a variação da relação original entre dispositivos protetores e protegidos, a cerne da questão foi avaliar de forma isolada o impacto da variação de posicionamento nos indicadores mencionados anteriormente.

Assim após a avaliação dos indicadores com os dispositivos em sua posição originária foi avaliada a condição de movimentação do mesmo sem alterar a relação original entre os dispositivos de proteção, caso fosse possível esta movimentação novamente verificou-se se a metodologia de coordenação e seletividade havia sido atendida e por fim retornou-se os novos indicadores.

O Fluxograma 3 reflete o procedimento realizado para identificar os cenários que apresentaram sobretensão, perda de coordenação e capacidade máxima de corrente de carga a partir do aumento de potência ativa fornecida pelos geradores distribuídos instalados nas barras da rede elétrica de distribuição.

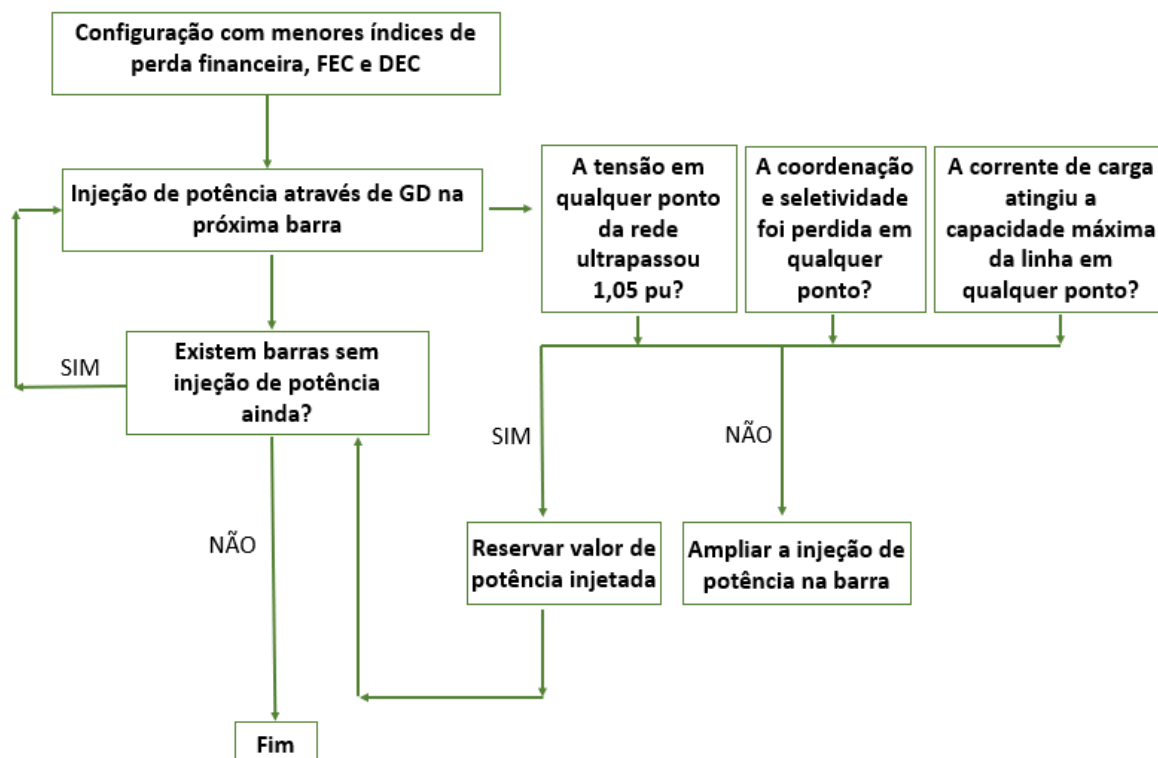
Assim após a avaliação da melhor parametrização e posicionamento dos dispositivos de proteção considerou-se a injeção de potência de forma gradativa em todas as barras até que uma das três condições limitantes fosse atingida: sobretensão, perda de coordenação e seletividade, corrente máxima suportável na linha.

Fluxograma 2 - Validação de Posicionamento dos Dispositivos de Proteção.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Fluxograma 3 - Validação de Injeção de Potência Através de GD na Rede Elétrica de Distribuição.



Fonte: Elaborado pelo autor.

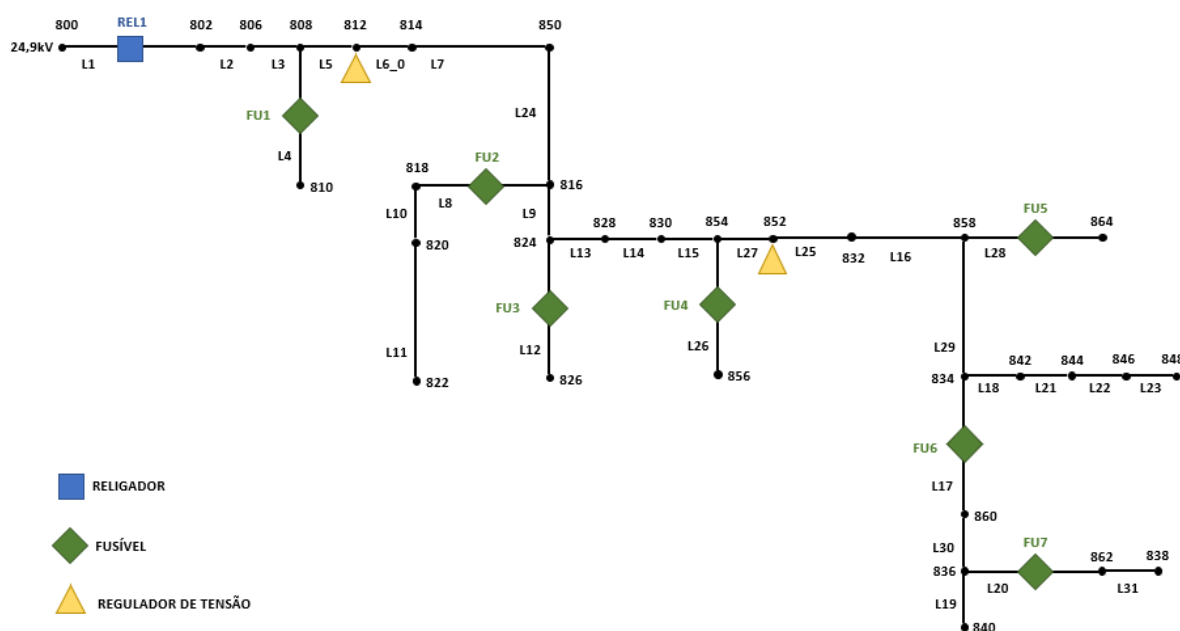
3.9 CONCLUSÕES DO CAPÍTULO

A partir da metodologia proposta, pode-se observar que a ferramenta probabilística utilizada junto com os critérios de restrição, seletividade e coordenação e injeção de potência por geração distribuída permitem uma análise comparativa do desempenho do sistema de proteção frente a curtos-circuitos oriundos na rede elétrica de distribuição. O tratamento integrado permite contemplar variáveis como perfil de carga, dispositivos de proteção e metodologias de seletividade. Com isso, pode-se estimar diversos cenários contemplando perdas financeiras e variações dos valores dos indicadores de continuidade coletivos, de forma a comparar esses cenários e realizar diagnósticos quantitativos visando apoiar o planejamento de sistemas de proteção.

4 RESULTADOS

A metodologia proposta é aplicada na rede da Figura 18. Esta rede possui originalmente 34 barras, 531 consumidores (472 residenciais, 54 comerciais, e 5 industriais), 31 linhas, 1 religador e 7 fusíveis, tensão nominal de 24,9 kV, 5 MVA de potência instalada, 1,65 MW de demanda ativa e 0,06 MVar de demanda reativa e comprimento total de 58,98 km (Kersting, 1991).

Figura 18 - Rede de Distribuição 34 Barras.



Fonte: Elaborado pelo autor, adaptado à partir de Kersting (1991).

Os parâmetros para as simulações são apresentados na Tabela 4. É importante destacar que o número total de eventos que podem afetar a rede entre transitórios, afundamentos de tensão, ICD e ILD, é mantido fixo para todas as análises posteriores, ou seja, $NTot/ano = 50$.

Tabela 4- Informações para a Simulação da Rede Base.

Parâmetro	Valor
$NTot/ano$	50
Tempo de religamento (s)	15
Número de religamentos	3
Tempo médio de reparo da falta (min)	165

Tempo médio da restauração automática (min)	2
Tempo médio da restauração manual (min)	60
Número de simulações realizadas pelo Método Monte Carlo	1000

Fonte: Elaborado pelo autor.

4.1 CENÁRIOS DE PARAMETRIZAÇÃO

Neste trabalho, primeiramente foram analisados 50 possíveis cenários de parametrização com diferentes valores das curvas tempo-corrente dos fusíveis e dos religadores, considerando as metodologias salva e queima fusível. Para a composição dessas curvas, foram levados em consideração todos os cenários possíveis que não violassem a metodologia salva fusível.

A primeira curva tempo-corrente a ser definida partiu do entendimento do valor de corrente a ser atribuído ao religador, dada que a metodologia empregada é a salva fusível. Todas as curvas tempo-corrente dos demais fusíveis foram selecionadas de forma a serem superiores a essa atuação. Por exemplo, para uma corrente de carga fixa na rede de 40 A, o mínimo ajuste de pick up de corrente do religador deverá ser de 60 A, conforme equações (38) a (42). Assim, todos os fusíveis à jusante do mesmo deverão possuir curva tempo-corrente superior a esse ajuste, esse fator fez com que o range de opções de cada fusível fosse restrito a opções superiores ao ajuste de 60 A.

Em resumo, a curva do religador na metodologia salva fusível passa a ser um critério restritivo de parametrização das curvas dos fusíveis. Avaliando por exemplo o fusível 1 (F1), caso o mesmo possua um range de possibilidades levando em conta, apenas seus critérios de restrição em: 20K, 25K, 30K, 40K, 50K, porém a curva tempo-corrente de 20K não possui capacidade de atender a curva estipulada para o relé em 60 A, sendo assim, essa opção deve ser descartada, quando fosse agregado o critério de restrição pela metodologia de coordenação empregada.

A segunda análise necessária ocorre em situações em que exista mais de um equipamento em série, como é o caso do fusível 6 (F6), em série com o fusível 7 (F7), em série com o religador (R1). Nesse caso, além da restrição já descrita entre religador e fusível deve ser avaliada a coordenação entre fusíveis.

No caso onde o range de possibilidades de F7 esteja restrito a seguinte combinação: 20K, 25K, 30K, 40K, 50K, após ser atrelado o critério de coordenação com o religador, caso F6 tenha uma limitação de possibilidades em 20K, 25K, 30K, como, F7 deve ser sempre menor que F6, nessa topologia de rede as opções superiores ou iguais a 30K devem ser descartadas para F7.

Além disso, foram impostas mais duas limitações, ou seja, sempre que F6 estiver com uma parametrização, F7 deve estar com uma curva tempo-corrente abaixo da curva de parametrização de F6. Além disso, mesmo que esses critérios sejam atendidos, caso F7 seja de um grupo de fusíveis não preferenciais e F6 preferencial, ou vice-versa, a opção deve ser descartada.

Por fim, com as definições das curvas e coordenações, devem ser avaliadas as variações possíveis dos passos de tempo para as curvas do religador. Essa variação de passos de tempo ocorreu até o ponto onde o religador passou a ter atuações posteriores a qualquer fusível, em qualquer cenário simulado. Assim, o range de atuação do religador limitou o parâmetro DT de (3)–(5), entre 0,01 e 0,03.

Como resultado das 50 simulações previstas inicialmente, somente 32 cenários não apresentaram alguma falha na coordenação de proteção em 100 % dos pontos constantes nas curvas tempo-corrente dos dispositivos de proteção. Isso ocorre pela variação de correntes de curto-circuito adotadas de forma aleatória no método Monte Carlo.

Dentro das 32 opções, foram selecionados os três cenários que melhor apresentaram resultados no âmbito de perdas financeiras e índices de continuidade. Somente nesses cenários, os resultados foram comparados nas suas versões na metodologia queima fusível e salva fusível.

Posteriormente o cenário salva fusível com menores perdas financeiras e menores indicadores FEC e DEC foi utilizado como base para o incremento de novos religadores, avaliando assim o impacto dos mesmos nos indicadores. Neste trabalho foram comparadas novas parametrizações utilizando um, dois e três religadores, variando também o seu posicionamento. De forma a poder isolar a variável posição, podendo de forma direta entender a sua influência nos parâmetros, limitou-se essa variação de posicionamento apenas nos pontos onde não houve alteração na relação entre dispositivos protetores e protegidos. A rede base segue a premissa definida na Figura 18 com as alterações mostradas na Figura 19, nesta foram incluídos dois religadores ao longo do tronco principal,

variando sua posição de acordo com as simulações realizadas. A Figura 19 ilustra o posicionamento que retornou os menores indicadores, estando o religador 2, REL2 e o religador 3, REL3 nas linhas 24 e 16 respectivamente e o mais próximo possível dos seus dispositivos protegidos.

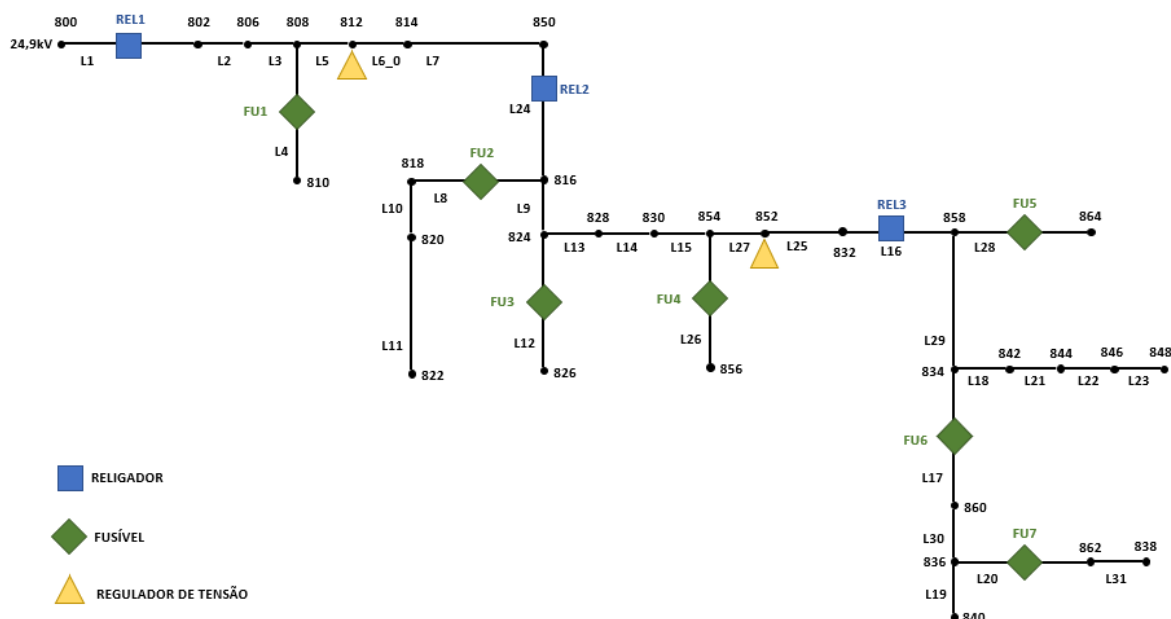
4.2 COMPARAÇÃO ENTRE AS METODOLOGIAS SALVA E QUEIMA FUSÍVEL

As curvas tempo-corrente escolhidas para cada dispositivo de proteção utilizando a metodologia salva fusível são ilustradas nas figuras 20, 21 e 22. A metodologia queima fusível é ilustrada utilizando as figuras 23, 24 e 25. A linha tracejada vertical em azul claro, representa a parcela máxima de corrente de carga, diagnosticada na rede elétrica de distribuição simulada. As duas linhas verticais pretas representam os valores máximos e mínimos de corrente de curto-circuito, diagnosticados para essa rede, assim como explicado no item 3.7, limitando a chamada zona de coordenação. A linha horizontal tracejada com a cor ciano representa os pontos de corrente de curto-circuito em 300 s (ou graficamente $3 \times 10^5 \text{ ms}$), essa linha permite visualizar umas das restrições das curvas tempo-corrente implementadas, conforme equação (39) em 3.7.

Os parâmetros de configuração dos fusíveis e do religador na metodologia salva fusível encontram-se detalhados nas tabelas 5 e 6, respectivamente. Seguindo as curvas tempo corrente apresentadas para uma corrente de curto-circuito de 200 A ocorrendo na rede da linha 30, é possível observar na

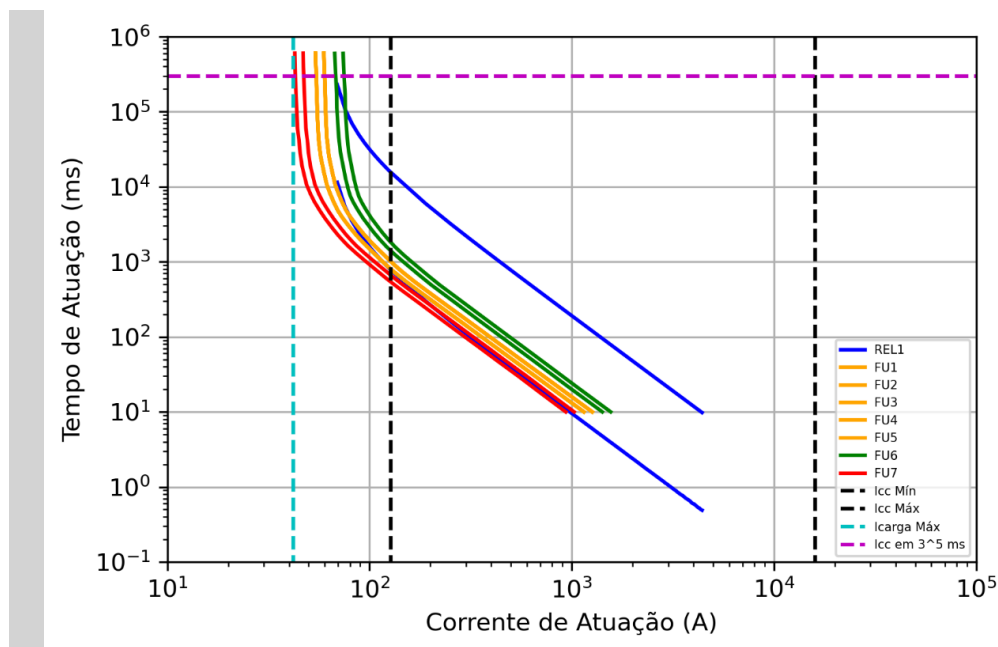
Figura 20, que o religador REL1 atuará de forma primária em 275 ms, seguido pelo fusível FU6 com atuação em 640 ms. Utilizando um exemplo na Figura 21, para uma corrente de curto-circuito de 300 A ocorrendo na rede da linha 10, é possível observar que o religador REL1 atuará de forma primária em 300 ms, seguido pelo fusível FU2 com atuação em 485 ms. Por fim, na Figura 22, para uma corrente de curto-circuito de 310 A, ocorrendo na rede da linha 12, é possível observar que o religador REL1 atuará de forma primária em 87 ms, seguido pelo fusível FU3 com atuação em 428 ms.

Figura 19 - Rede de Distribuição 34 Barras Modificada, Fonte: Adaptado à partir de Kersting, (1991).



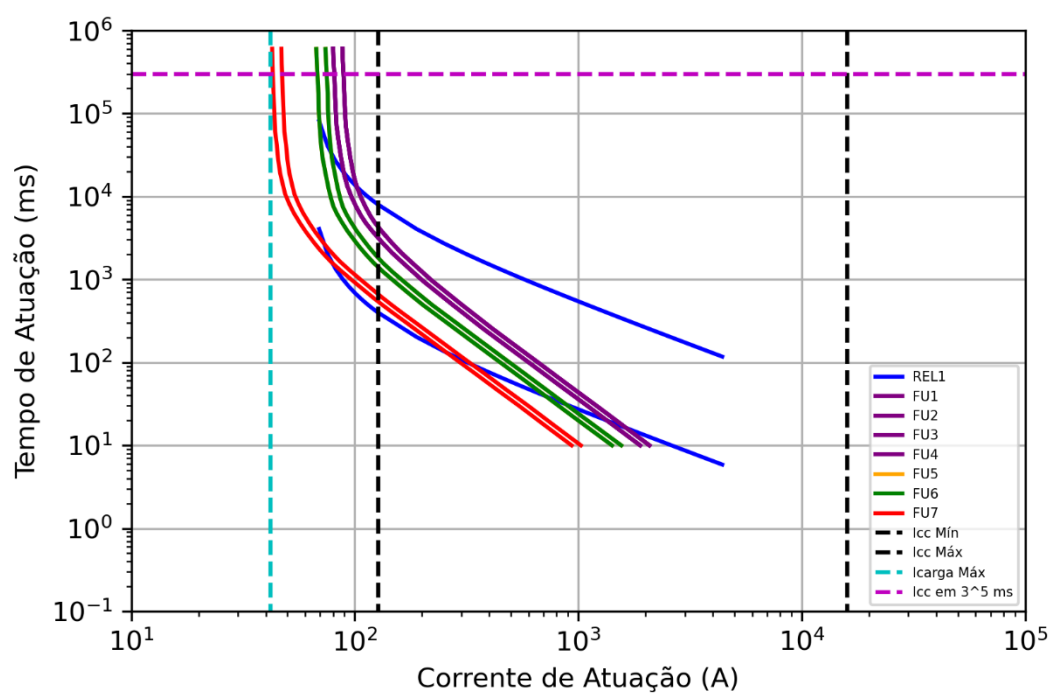
Fonte: Elaborado pelo autor, adaptado à partir de Kersting (1991).

Figura 20 - Simulação S18: 1 Religador - Salva Fusível.



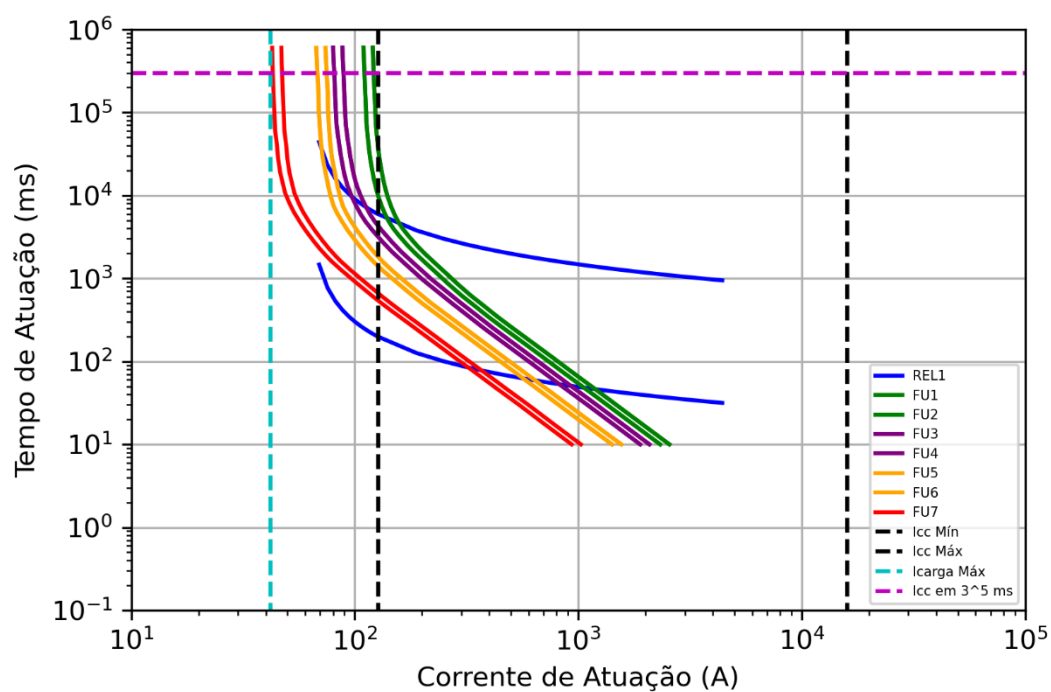
Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 21 - Simulação S35: 1 Religador - Salva Fusível.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 22 - Simulação S40: 1 Religador - Salva Fusível.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Tabela 5 - Parametrização Fusíveis: 1 Religador - Salva Fusível.

ID Fusível	I Fusível S18	I Fusível S35	I Fusível S40
FU1	25K	40K	50K
FU2	25K	40K	50K
FU3	25K	40K	40K
FU4	25K	40K	40K
FU5	25K	30K	30K
FU6	30K	30K	30K
FU7	20K	20K	20K

Fonte: Elaborado pelo autor.

Tabela 6 - Parametrização Religador: 1 Religador - Salva Fusível.

Simulação	ID Religador	I Religador	DT Curva	DT Curva	Tipo de Curva
			Temporizada	Instantânea	
S18	REL1	63A	0,6	0,03	EI
S35	REL1	63A	0,6	0,03	MI
S40	REL1	63A	0,6	0,02	NI

Fonte: Elaborado pelo autor.

Outro ponto de atenção se dá quando é avaliada a curva tempo-corrente de todos os dispositivos de proteção, dentro da metodologia salva fusível para todos os curtos-circuitos simulados. Os pontos das curvas instantâneas dos religadores devem possuir atuação prioritária a qualquer outro dispositivo. Os fusíveis 6 e 7 também possuem relação de coordenação entre si, sendo assim, necessária a priorização da atuação do fusível 7 em detrimento do fusível 6. Tal ponto é observado em detalhe na Tabela 5.

Na Figura 20, quando é avaliada a coordenação dentro da zona de atuação do religador (curva azul) com relação aos fusíveis (curvas coloridas) se leva a uma interpretação de zona de incerteza.

O resultado que melhor apresenta desempenho econômico acumulado é o cenário S18. Nos três cenários da metodologia salva fusível, os indicadores de continuidade FEC e DEC apresentaram-se iguais. Isso ocorre, pois, dentro do acumulado de curtos-circuitos sorteados, a diferenciação de atuação do religador por meio da mudança de parâmetros não acarretou mudanças nos indicadores de interrupções momentâneas e permanentes como mostra a Tabela 7.

Essa avaliação é complementada utilizando os indicadores de perda financeira de curta e longa duração, bem como, pela quantificação de efeitos observados dentro das simulações efetuadas (temporárias/ano e interrupções permanentes/ano), praticamente inalteradas.

Nesse caso, o fator determinante para a variação de performance entre os cenários, no aspecto de perdas financeiras, se dá pela variação de perdas financeiras advindas dos afundamentos de tensão, substancialmente expressivas entre eles.

Tal afirmação é sustentada pela análise dessa quantificação adicionada aos efeitos transitórios, onde observa-se menor quantificação de afundamentos de tensão e maior quantidade de transitórios no cenário com melhores indicadores financeiros (S18). Ao serem analisadas as curvas tempo-corrente do cenário S18 é possível verificar uma atuação mais rápida nesta simulação devido a sua própria taxa de inclinação, característica da curva EI. Tal fator reduz, assim, a incidências de afundamentos de tensão, reduzindo também perdas nesse aspecto. Como a taxa de inclinação permanece constante, deveriam acontecer maiores incidências de ICDs e ILDs em magnitudes de curto-circuito maiores para a característica de curva observada em S18.

Na análise realizada anteriormente, devem ser observadas as quantidades de curtos-circuitos sorteados, como a quantidade desses encontram-se superior, na linha de atuação até 1000 A, a curva com inclinação EI é favorecida, justificando a igualdade de atuação em cenários de ICD e ILD quando comparadas as curvas tempo-corrente S35 e S40 e substancial melhora nos afundamentos de tensão.

Tabela 7 - Melhores Resultados Simulados: 1 Religador - Salva Fusível.

	S18	S35	S40
PF SAG/ano	R\$ 838.327	R\$ 1.155.780	R\$ 1.477.620
PF ICD/ano	R\$ 1.795.055	R\$ 1.795.302	R\$ 1.794.984
PF ILD/ano	R\$ 859.218	R\$ 859.243	R\$ 859.130
PF SAG_ICD_ILD/ano	R\$ 3.492.600	R\$ 3.810.324	R\$ 4.131.735
FEC/ano	4,89	4,89	4,89

DEC/ano	13,39	13,39	13,39
END_kWh/ano	23538,67	23538,97	23536,56
Transitórios/Ano	11,17	5,1	0,1
Afundamentos de Tensão/Ano	14,7	20,2	24,9
Temporárias/Ano	18,7	18,8	18,7
Interrupções Permanentes/Ano	6,2	6,3	6,2
Total de Eventos/Ano	50	50	50

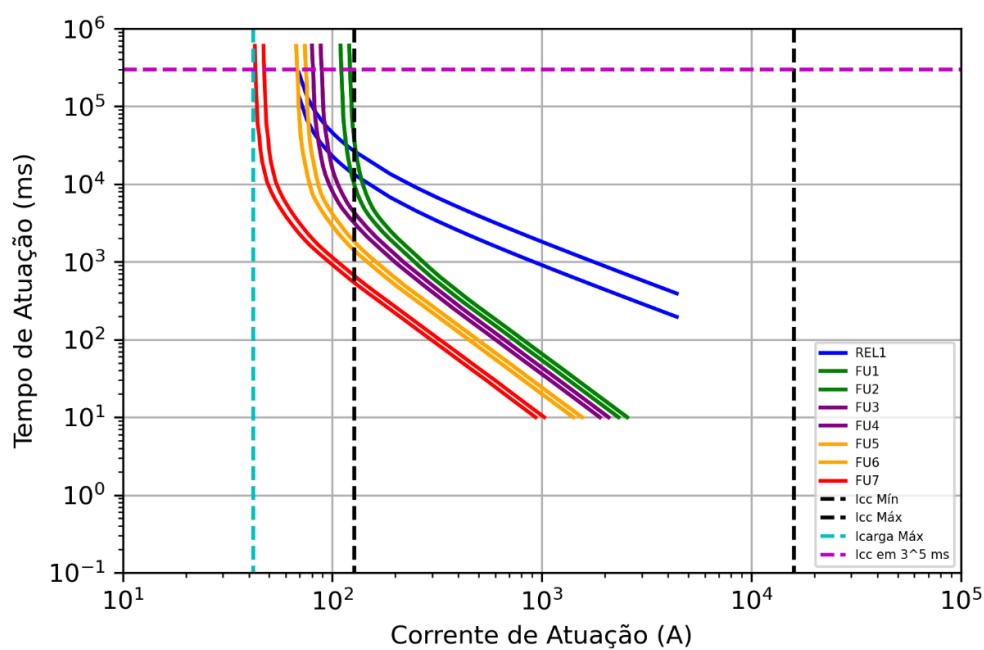
Fonte: Elaborado pelo autor.

Outro ponto de atenção se dá quando é avaliada a curva tempo-corrente para todos os dispositivos de proteção, dentro da metodologia queima-fusível, para todos os curtos-circuitos simulados. Os pontos das curvas instantâneas dos fusíveis devem possuir atuação prioritária a qualquer outro dispositivo. Os fusíveis 6 e 7 também possuem relação de coordenação entre si sendo, assim, necessária a priorização da atuação do fusível 7 em detrimento do fusível 6. Tal ponto é observado em detalhe nas figuras 23, 24 e 25.

Os parâmetros de configuração dos fusíveis e dos religadores metodologia queima fusível encontram-se detalhados nas tabelas 8 e 9, respectivamente.

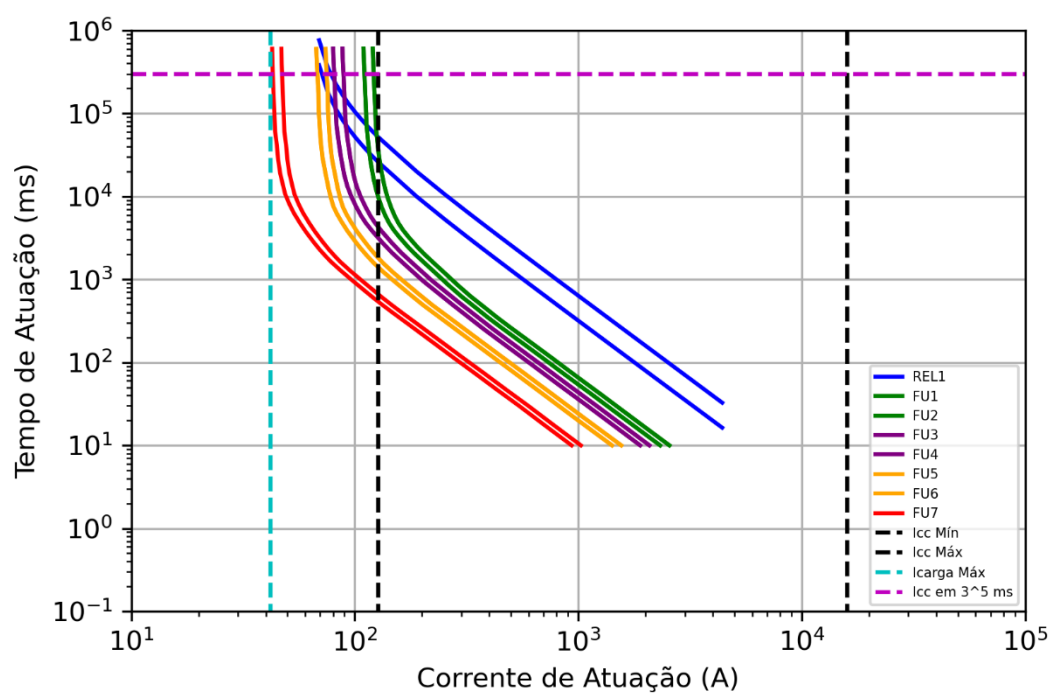
Os cenários retratados na Tabela 10 elevam o número de afundamentos de tensão/ano ao qual a rede é submetida e o número de interrupções permanentes no ano. Porém, reduzem o de número interrupções temporárias, como resultante os valores de FEC e DEC também apresentam reduções.

Figura 23 - Simulação S46: 1 Religador - Queima Fusível.

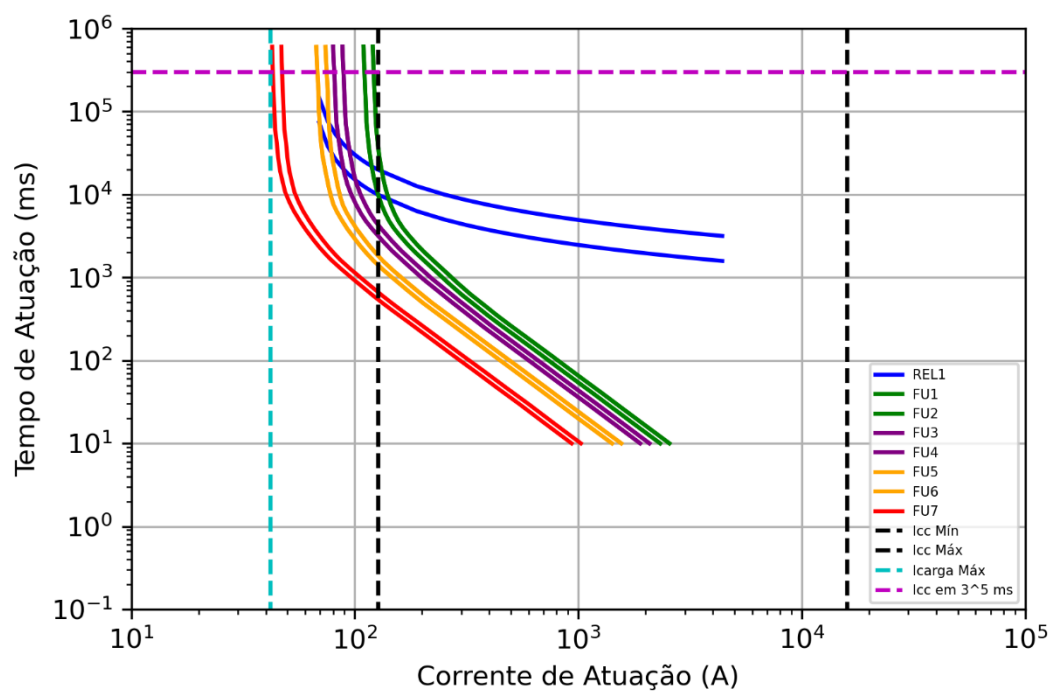


Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 24 - Simulação S47: 1 Religador - Queima Fusível.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 25 - Simulação S48: 1 Religador - Queima Fusível.

Fonte: Elaborado pelo autor.

Tabela 8 - Parametrização Fusíveis: 1 Religador - Queima Fusível.

ID Fusível	I Fusível S46	I Fusível S47	I Fusível S48
FU1	50K	50K	50K
FU2	50K	50K	50K
FU3	40K	40K	40K
FU4	40K	40K	40K
FU5	30K	30K	30K
FU6	30K	30K	30K
FU7	20K	20K	20K

Fonte: Elaborado pelo autor.

Tabela 9 - Parametrização Religador: 1 Religador - Queima Fusível.

Simulação	ID Religador	I Religador	DT Curva		Tipo de Curva
			Temporizada	Instantânea	
S18	REL1	63A	0,6	0,03	EI
S35	REL1	63A	0,6	0,03	MI
S40	REL1	63A	0,6	0,02	NI

Fonte: Elaborado pelo autor.

Ao serem analisados os cenários de forma global, comparando ambas as metodologias, o resultado apresentado em S48 se mostrou o mais favorável devido a apresentar menor perda financeira total. Nesse resultado, é observada a principal motivação contemplada neste trabalho.

Nem sempre o cenário de mínima parametrização, ou seja, aquele que atende primariamente os requisitos de coordenação, seletividade e seus respectivos critérios restritivos, apresenta os melhores indicadores de continuidade e perda financeira. Nesse caso, conforme observado na Tabela 8, as configurações dos fusíveis atenderam o limite máximo permitido e não os mínimos como usualmente seria realizado. Os resultados, assim, demonstraram melhoria nos indicadores por atribuírem uma relação de atuação entre os fusíveis dos ramais e do religador de forma satisfatória. Em tal configuração, o parâmetro de ICD apresentou redução devido a complementação de configurações entre religador e fusível. Esse fator é determinante para a apresentação de melhor performance global dentre todos os cenários.

Tabela 10 - Melhores Resultados Simulados: 1 Religador - Queima Fusível.

	S46	S47	S48
PF SAG/ano	R\$ 1.544.965	R\$ 1.514.311	R\$ 1.537.538
PF SDI/ano	R\$ 887.513	R\$ 1.028.179	R\$ 735.608
PF LDI/ano	R\$ 802.911	R\$ 842.741	R\$ 768.692
PF SAG_SDI_LDI/ano	R\$ 3.235.390	R\$ 3.385.231	R\$ 3.041.838
FEC/ano	4,16	4,48	3,84
DEC/ano	11,38	12,24	10,51
END_kWh/ano	18708,42	20457,68	16924,63
Transitórios/Ano	0	0,2	0
Afundamentos de Tensão/Ano	25	24,8	25
Temporárias/Ano	9,3	10,7	7,7
Interrupções Permanentes/Ano	15,7	14,2	17,3

Total de Eventos/Ano	50	50	50
----------------------	----	----	----

Fonte: Elaborado pelo autor.

A figuras 26 e 27 detalham os resultados obtidos quando analisada a metodologia salva fusível.

Na Figura 26 são apresentados os resultados detalhados do ponto de vista de perdas financeira. Nesses casos é observado que o cenário que obteve melhor performance, ou seja, com menores perdas totais reflete a simulação S18. O valor absoluto de perda financeira por efeitos transitórios se mostra inferior aos demais casos e estável, no que tange interrupções momentâneas e permanentes. Com isso, a somatória final acaba sendo favorável para menores impactos financeiros em oscilações de tensão transitórias e afundamentos de tensão.

Essas observações vão de encontro com os resultados detalhados na Figura 27. Como os parâmetros comparativos entre os três melhores resultados apresentam apenas substancial mudança em interrupções transitórias e afundamentos de tensão, os impactos nos indicadores de serviço FEC e DEC não possuem efetiva mudança. Porém, quando avaliado o impacto financeiro, observa-se um cenário favorável em todos os parâmetros constatados em S18.

Da Figura 26, o cenário com menor resultado de perdas financeiras totais é o S18 (salva fusível). Por sua vez, da Figura 28 o cenário com menor resultado de perdas financeiras totais é o S48 (queima fusível).

Para ambos os cenários, podem ser observadas variações importantes nos indicadores de desempenho da rede. Em outras palavras, quando é realizada a substituição da configuração da metodologia salva fusível pela metodologia queima fusível, o nível de sensibilidade ao qual a rede é submetida também se altera drasticamente.

Por exemplo se a rede for submetida a um curto-circuito nas barras 888 e 890, o sistema será submetido a um índice de afundamento de tensão maior, devido ao tempo de exposição até a falta ser extinta, no caso onde a atuação primária parte do religador.

Outra motivação para a justificativa do maior nível de sensibilidade na rede para salva fusível se dá no ponto de instalação do religador. Na metodologia salva fusível, qualquer curto-circuito em qualquer ponto da rede gerará uma ICDs e/ou ILDs primariamente bem como, aumento de transitórios, afetando assim todos os

consumidores. Para os casos onde a metodologia queima fusível é empregada, apesar de ocorrer uma elevação do tempo de permanência do curto-circuito e, conseqüentemente, elevação global de afundamentos de tensão, interrupções temporárias e transitórios são praticamente extintos, ocorrendo apenas no ramal principal.

Interrupções permanentes passam a ocorrer apenas na ramificação sob a proteção direta de seu fusível, justificando assim seu nível de perda financeira praticamente idêntico ao caso salva fusível mesmo com mais que o dobro de incidência de ocorrências de ILDs e a diferenciação de resultados. Tal justificativa é sustentada por meio da análise da Tabela 10 em complemento com as figuras 28 e 29, onde são observados os aumentos significativos de afundamentos de tensão e reduções de transitórios com relação aos casos salva fusível.

4.3 COMPARAÇÃO COM A INCLUSÃO DE DISPOSITIVOS DE PROTEÇÃO AO LONGO DA REDE ELÉTRICA DE DISTRIBUIÇÃO

As curvas tempo-corrente escolhidas para cada dispositivo de proteção utilizando a metodologia salva fusível e inclusão de religadores adicionais são ilustradas nas figuras 30 e 31.

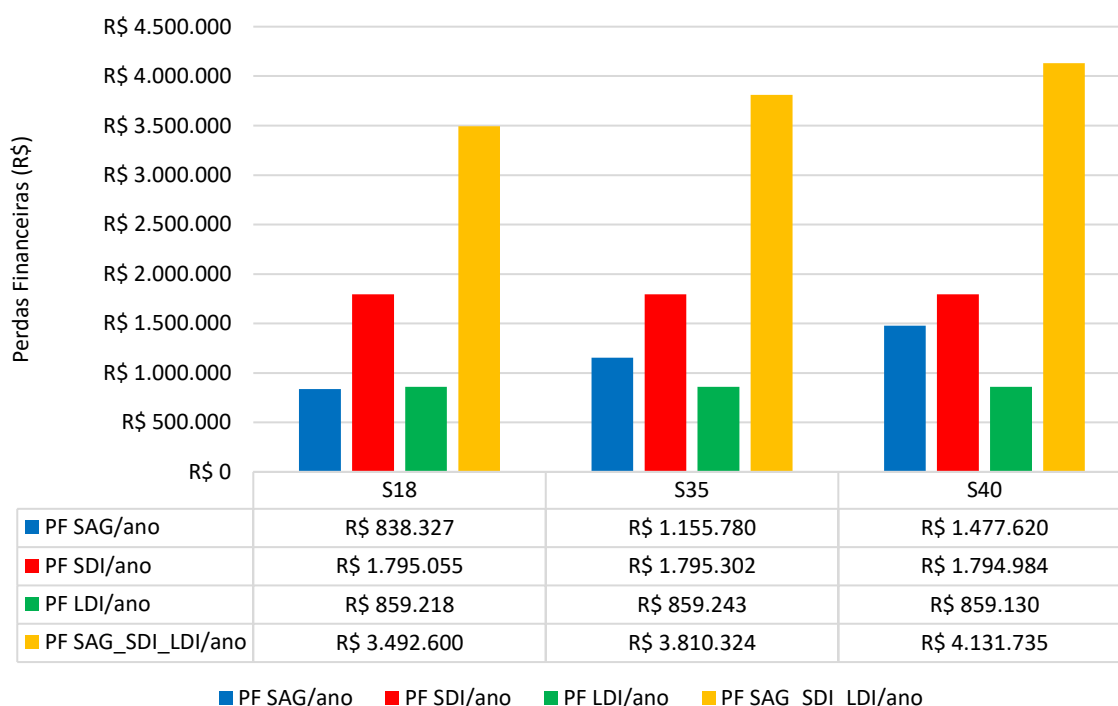
A linha tracejada vertical em azul claro, representa a parcela máxima de corrente de carga, diagnosticada no software de simulação, dentro da rede elétrica de distribuição simulada. As duas linhas verticais pretas representam os valores máximos e mínimos de corrente de curto-circuito, diagnosticados para essa rede, assim como explicado no item 3.7, limitando a chamada zona de coordenação. A linha horizontal tracejada com a cor ciano representa os pontos de corrente de curto-circuito em 300 s (ou graficamente $3 \times 10^5 \text{ ms}$), essa linha permite visualizar umas das restrições das curvas tempo-corrente implementadas, conforme (39) no item 3.7.

Os parâmetros de configuração dos fusíveis e dos religadores encontram-se detalhados nas tabelas 11 e 12, respectivamente.

As simulações retratadas na Tabela 13 elevam o número de afundamentos de tensão/ano e transitórios ao qual a rede é submetida. Porém, reduzem o número interrupções temporárias e permanentes, como resultante os valores de FEC e DEC também apresentam reduções, bem como os indicadores de perda financeira. Esse fenômeno apresenta melhor performance global na simulação S54, esta que

inclui 3 religadores na rede. A justificativa, para esta substancial melhora em todos os parâmetros, se deve pela inclusão de dispositivos de proteção ao longo do tronco principal o que transforma as atuações dos religadores em um seccionamento de menor impacto como um todo. Com a inclusão destes dispositivos como observado na Tabela 14 e na simulação S54, salva fusível passa a ser a melhor configuração desta rede. Por fim variou-se o posicionamento dos religadores a fim de se observar o melhor posicionamento dos mesmos na rede, a varredura ocorreu do ponto mais distante dos dispositivos protegidos ao mais próximo, com o religador 2 posicionado primeiramente em L5 e posteriormente em L24 e o religador 3 posicionado primeiramente em L27 e posteriormente em L16. A Tabela 15 reflete o comparativo, observa-se que o cenário onde os dispositivos protetores e protegidos estão mais próximos é o mais favorável.

Figura 26 - Comparativo de Perdas Financeiras Entre Cenários 1 Religador - Salva Fusível.



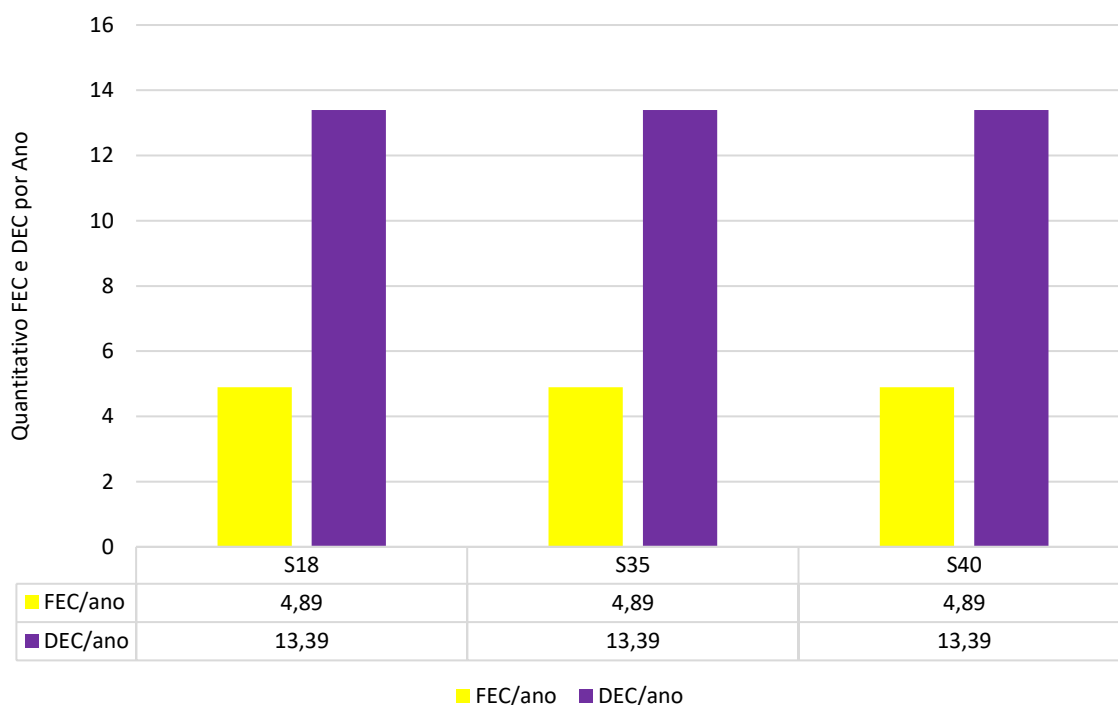
Fonte: Elaborado pelo autor.

As figuras 32, 33 e 34 demonstram graficamente o comparativo entre todos os cenários simulados com a inclusão de três religadores. Nelas é possível ser observado que a simulação S54 de fato apresentou os menores indicadores de perdas

financeiras, FEC e DEC. Este fato está atrelado a maior quantidade de incidência de transitórios ano e afundamentos de tensão, bem como menor incidência de interrupções de curta e longa duração.

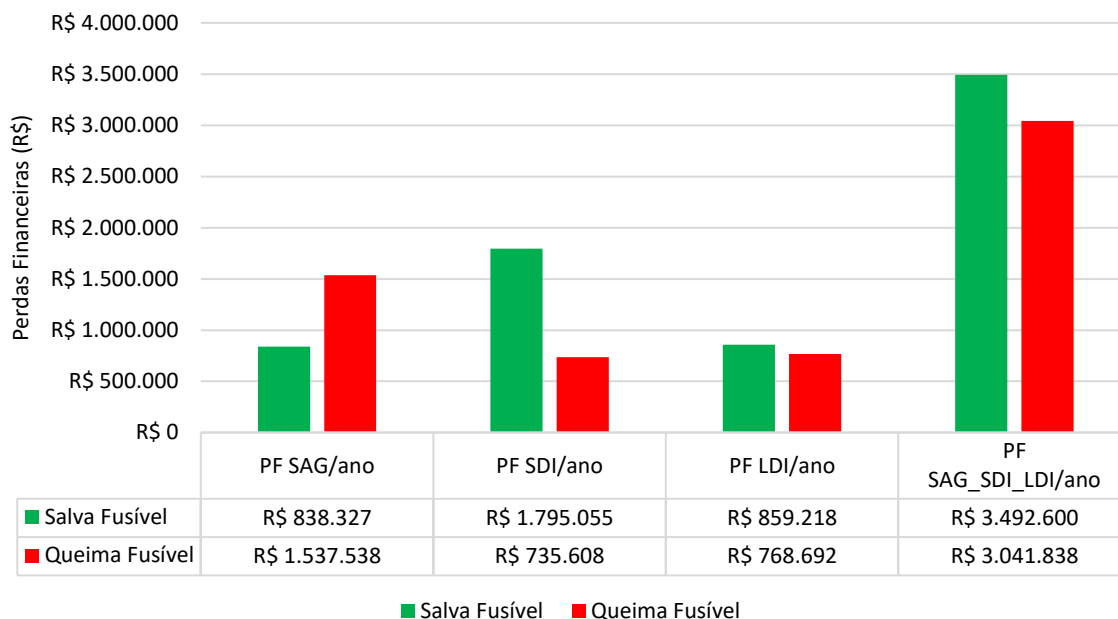
As figuras 35, 36 e 37 demonstram graficamente o comparativo entre todos os cenários simulados com a inclusão de dois religadores. Nelas é possível ser observado que as simulações S62 e S64 apresentaram os menores indicadores de perdas financeiras, FEC e DEC. Este fato está atrelado a maior quantidade de incidência de transitórios ano e afundamentos de tensão, bem como menor incidência de interrupções de curta e longa duração.

Figura 27 - Comparativo de Continuidade Entre Cenários 1 Religador - Salva Fusível.



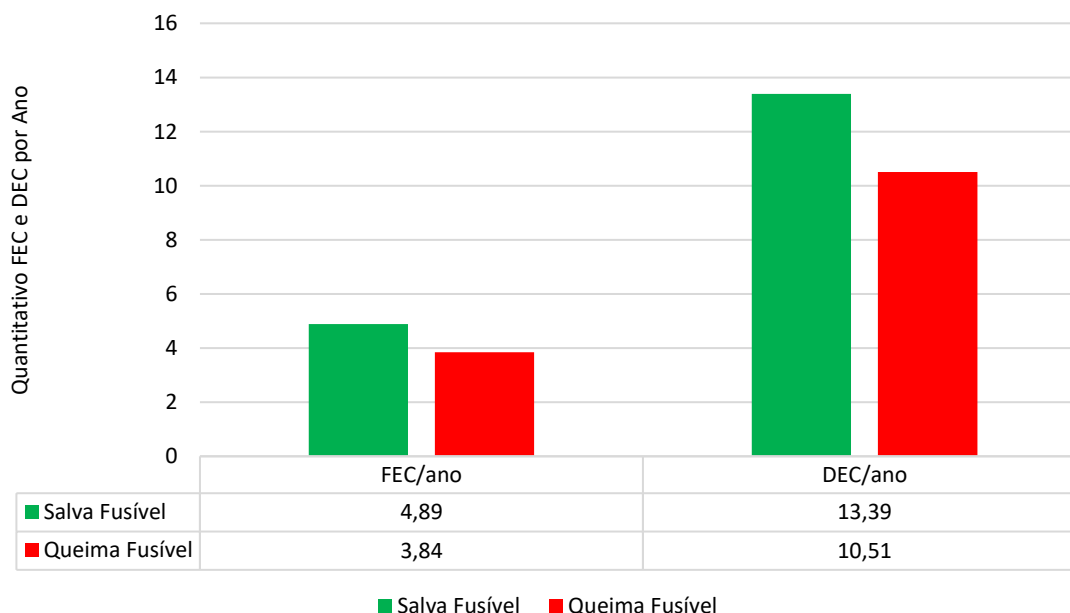
Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 28 - Comparativo de Perdas Financeiras Entre Cenários 1 Religador - Salva Fusível e 1 Religador - Queima Fusível.



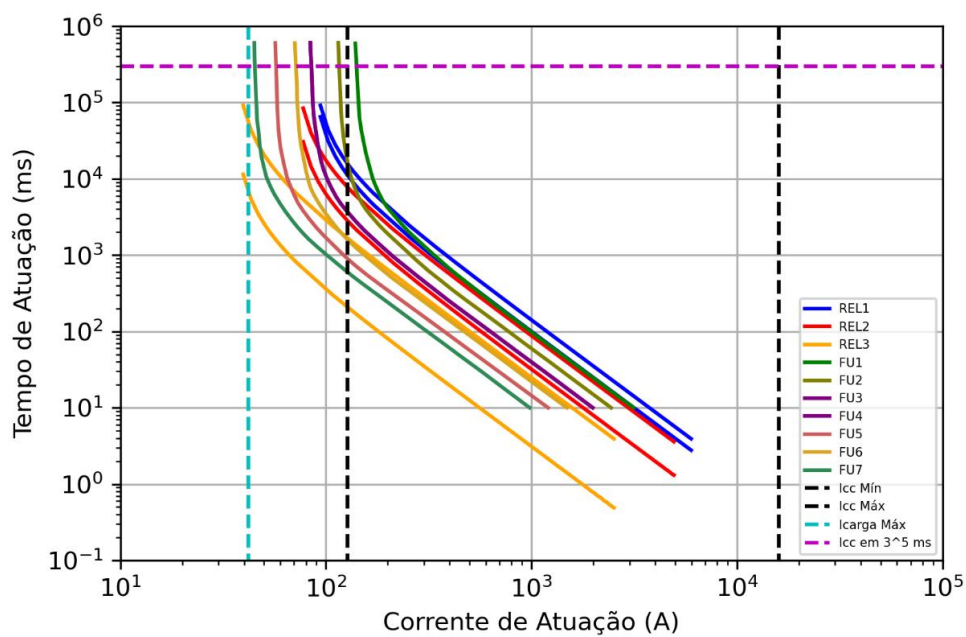
Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 29 - Comparativo de Continuidade Entre Cenários 1 Religador - Salva Fusível e 1 Religador - Queima Fusível.



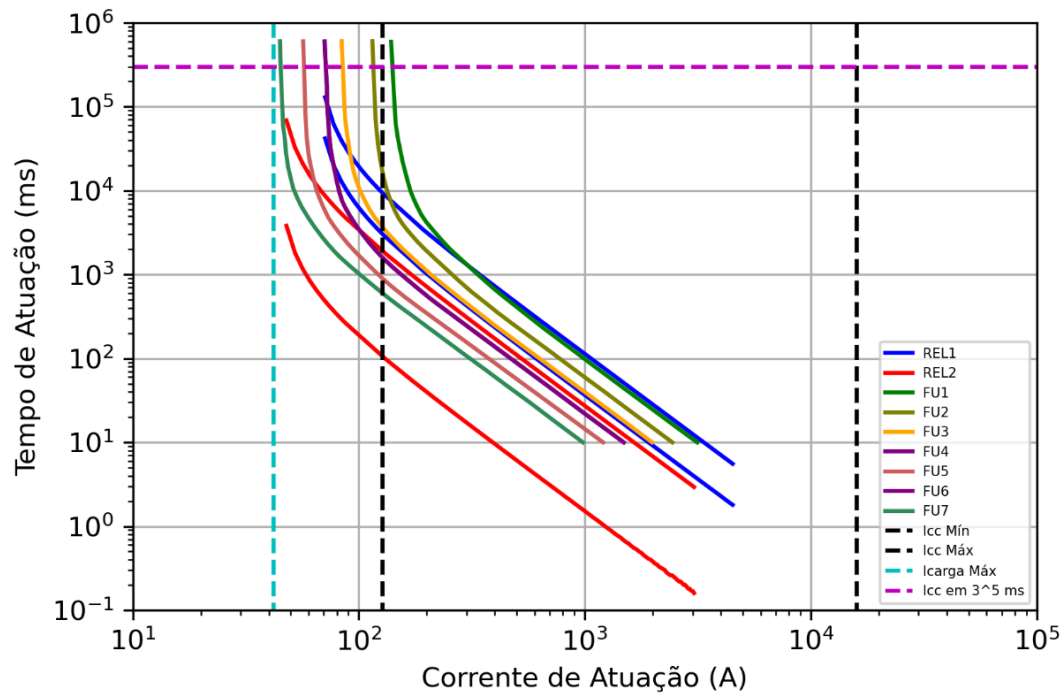
Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 30 - Simulação S54: 3 Religadores – Salva Fusível.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 31 - Simulação S62: 2 Religadores – Salva Fusível.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Tabela 11 - Parametrização Fusíveis: 3 Religadores - Salva Fusível.

ID Fusível	I Fusível S54	I Fusível S62
FU1	65K	65K
FU2	50K	50K
FU3	40K	40K
FU4	40K	30K
FU5	25K	25K
FU6	30K	30K
FU7	20K	20K

Fonte: Elaborado pelo autor.

Tabela 12 - Parametrização Religador : 3 Religadores – Salva Fusível.

Simulação	ID Religador	I Religador	DT Curva	DT Curva	Tipo de Curva
			Temporizada	Instantânea	
S54	REL1	85,5 A	0,24	0,17	EI
	REL2	70,5 A	0,22	0,08	EI
	REL3	36 A	0,24	0,03	EI
S62	REL1	64,5 A	0,34	0,11	EI
	REL2	43,5 A	0,18	0,01	EI

Fonte: Elaborado pelo autor.

Tabela 13 - Comparativo Resultados Simulados: 1 Religador, 2 Religadores e 3 Religadores – Salva Fusível.

	S18	S54	S62
PF SAG/ano	R\$ 838.327,00	R\$ 1.785.407,87	R\$ 1.146.186,04
PF SDI/ano	R\$ 1.795.055,00	R\$ 505.440,01	R\$ 1.315.642,82
PF LDI/ano	R\$ 859.218,00	R\$ 285.860,13	R\$ 631.186,35
PF SAG_SDI_LDI/ano	R\$ 3.492.600,00	R\$ 2.576.708,01	R\$ 3.093.015,16
FEC/ano	4,89	1,69	3,45
DEC/ano	13,39	4,61	9,45

END_kWh/ano	23538,67	8032,87	18081,54
Transitórios/Ano	11,17	13,10	12,70
Afundamentos de Tensão/Ano	14,70	29,10	16,80
Temporárias/Ano	18,70	5,90	15,30
Interrupções Permanentes/Ano	6,20	2,00	5,10
Total de Eventos/Ano	50	50	50

Fonte: Elaborado pelo autor.

Tabela 14 - Comparativo Resultados Simulados: 3 Religadores – Salva Fusível e 1 Religador - Queima Fusível.

	S48	S54
PF SAG/ano	R\$ 1.537.538	R\$ 1.785.407
PF SDI/ano	R\$ 735.608	R\$ 505.440
PF LDI/ano	R\$ 768.692	R\$ 285.860
PF SAG_SDI_LDI/ano	R\$ 3.041.838	R\$ 2.576.708
FEC/ano	3,84	1,69
DEC/ano	10,51	4,61
END_kWh/ano	16924,63	8032,87
Transitórios/Ano	0	13,10
Afundamentos de Tensão/Ano	25	29,10
Temporárias/Ano	7,7	5,90
Interrupções Permanentes/Ano	17,3	2,00
Total de Eventos/Ano	50	50

Fonte: Elaborado pelo autor.

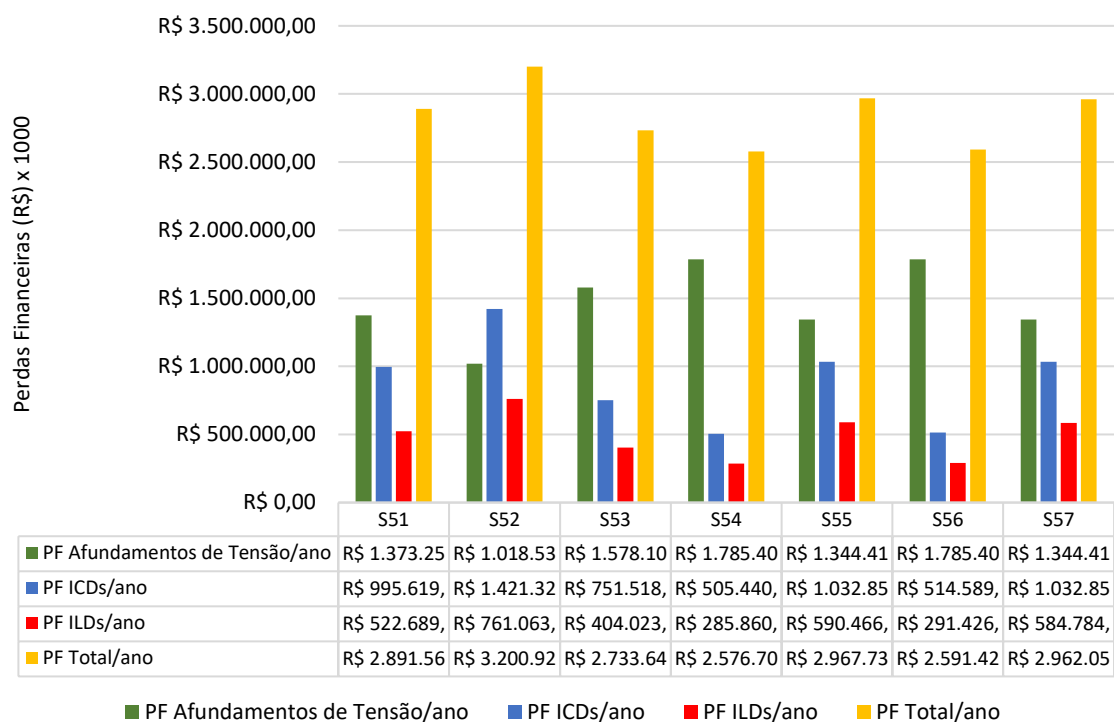
Tabela 15 - Comparativo Resultados Simulados Com Variação de Posicionamento:
3 Religadores – Salva Fusível.

	S54 (L24 e L16)	S54 (L5 e L27)
PF SAG/ano	R\$ 1.785.407	R\$ 1.344.415
PF SDI/ano	R\$ 505.440	R\$ 1.032.855
PF LDI/ano	R\$ 285.860	R\$ 590.466
PF SAG_SDI_LDI/ano	R\$ 2.576.708	R\$ 2.967.737
FEC/ano	1,69	3,15
DEC/ano	4,61	8,61
END_kWh/ano	8032,87	16861,26
Transitórios/Ano	13,10	13,10
Afundamentos de Tensão/Ano	29,10	21,10
Temporárias/Ano	5,90	11,80
Interrupções Permanentes/Ano	2,00	3,90
Total de Eventos/Ano	50	50

Fonte: Elaborado pelo autor.

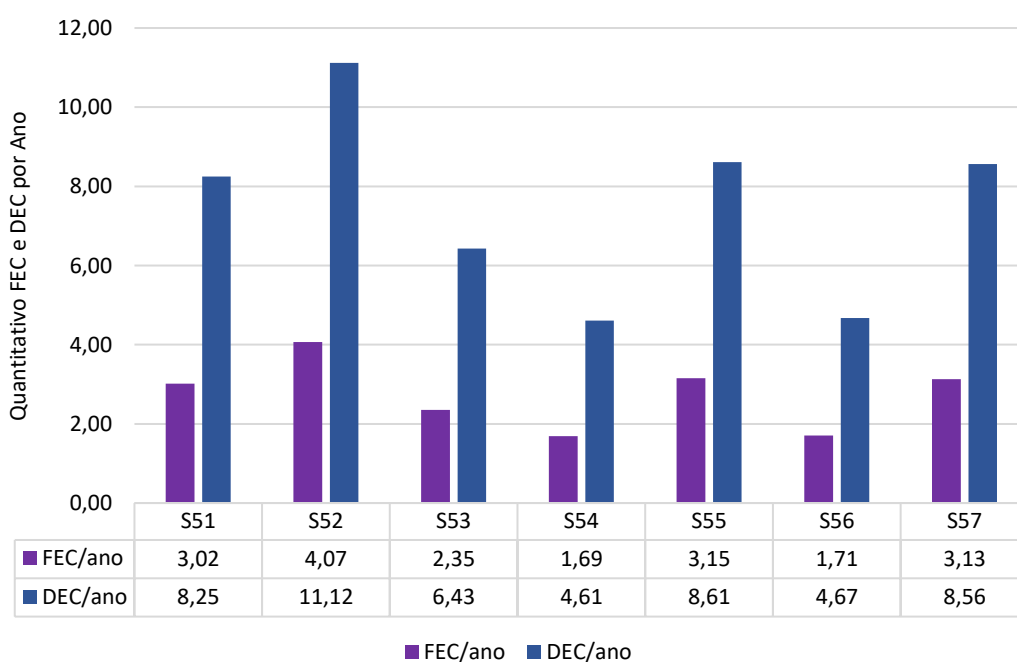
As figuras 38, 39 e 40 demonstram graficamente o comparativo entre todos os melhores cenários simulados neste trabalho. Nelas é possível ser observado que a simulação S54 apresenta os menores indicadores gerais de perdas financeiras, FEC e DEC. Este fato está atrelado a maior quantidade de incidência de transitórios ano e afundamentos de tensão, bem como menor incidência de interrupções de curta e longa duração devido a substancial melhoria de sensibilidade da rede com a inclusão de mais dispositivos de proteção.

Figura 32 - Comparativo por Cenário: Perdas Financeiras 3 Religadores – Salva Fusível.



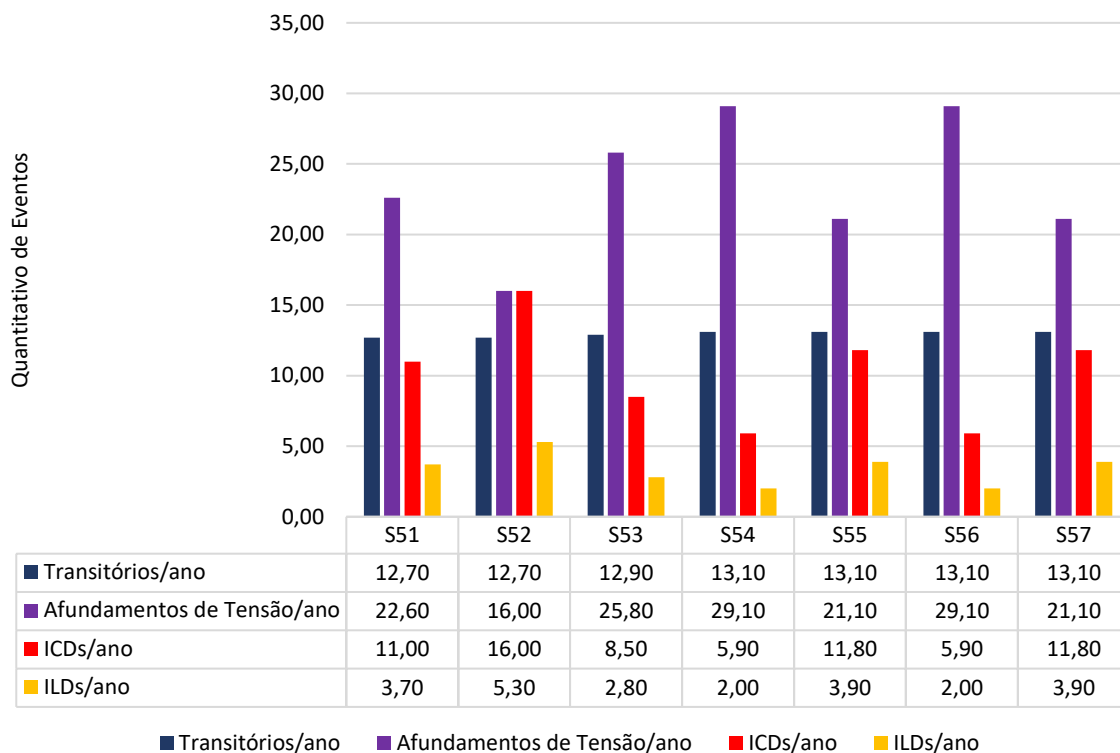
Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 33 - Comparativo por Cenário: FEC e DEC 3 Religadores – Salva Fusível.



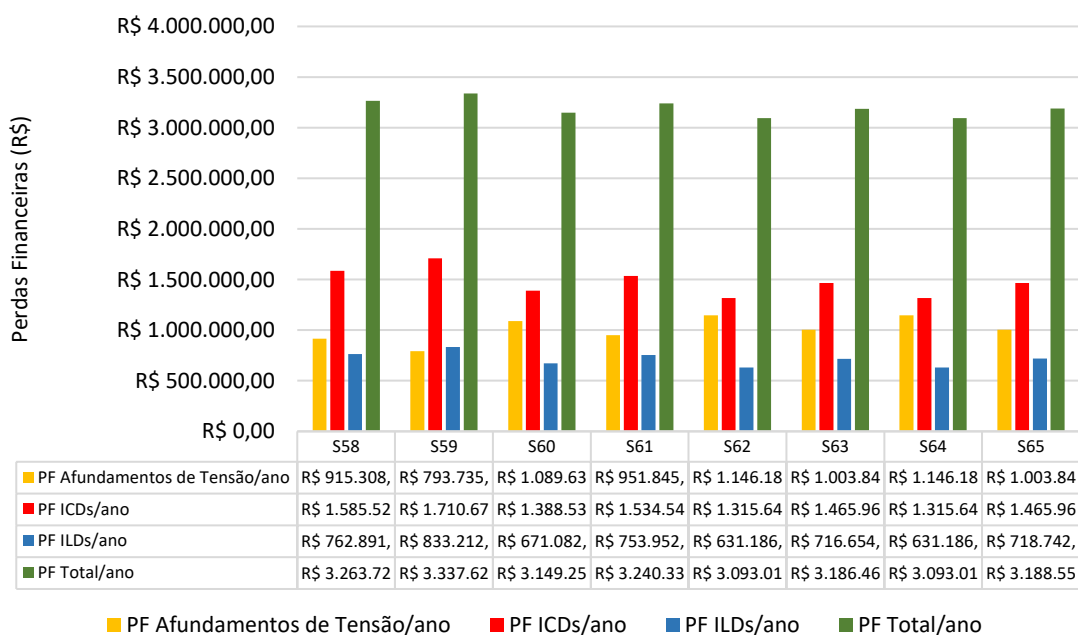
Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 34 - Comparativo por Cenário: Oscilações e Interrupções de Energia 3 Religadores – Salva Fusível.

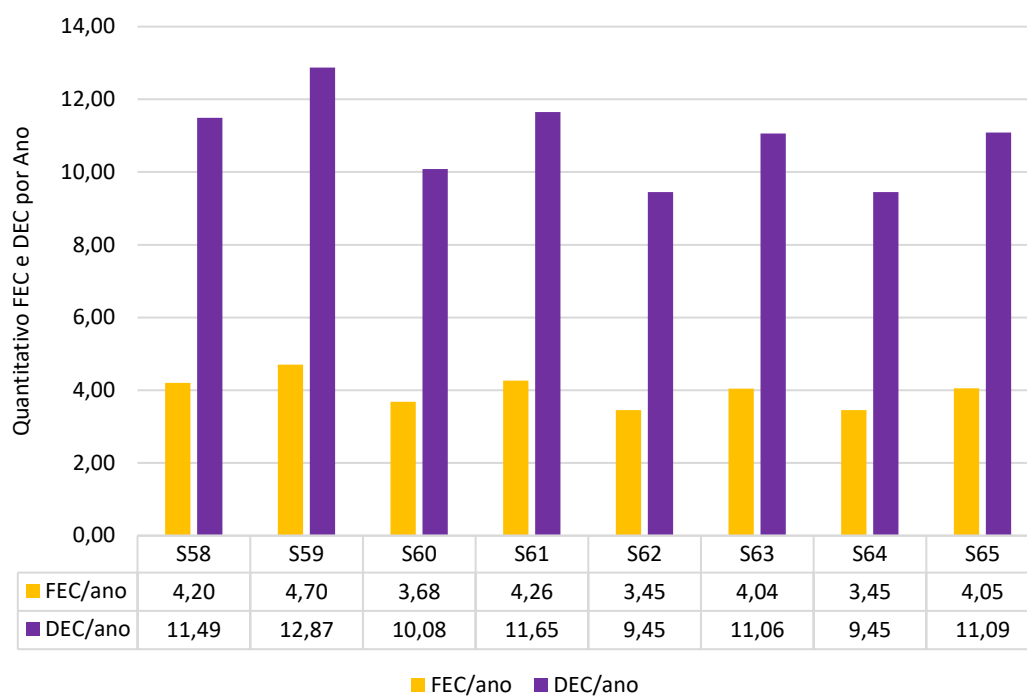


Fonte: Elaborado pelo autor.

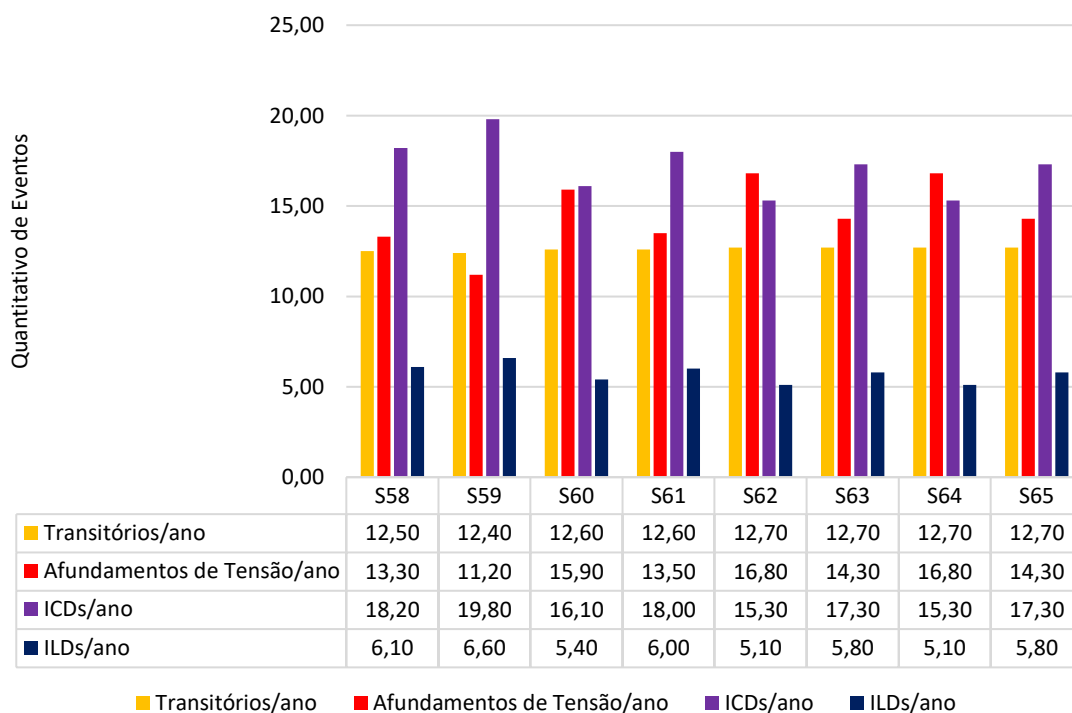
Figura 35 - Comparativo por Cenário: Perdas Financeiras 2 Religadores – Salva Fusível.



Fonte: Elaborado pelo autor.

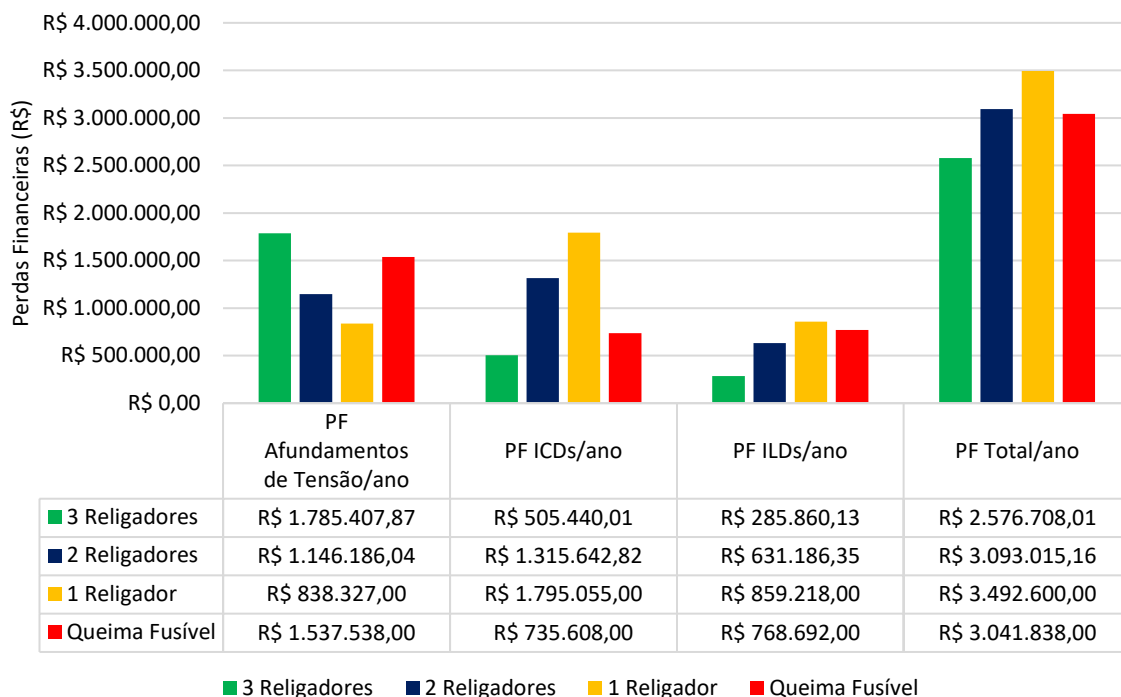
Figura 36 - Comparativo por Cenário: FEC e DEC 2 Religadores – Salva Fusível.

Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 37 - Comparativo por Cenário: Oscilações e Interrupções de Energia 2 Religadores – Salva Fusível.

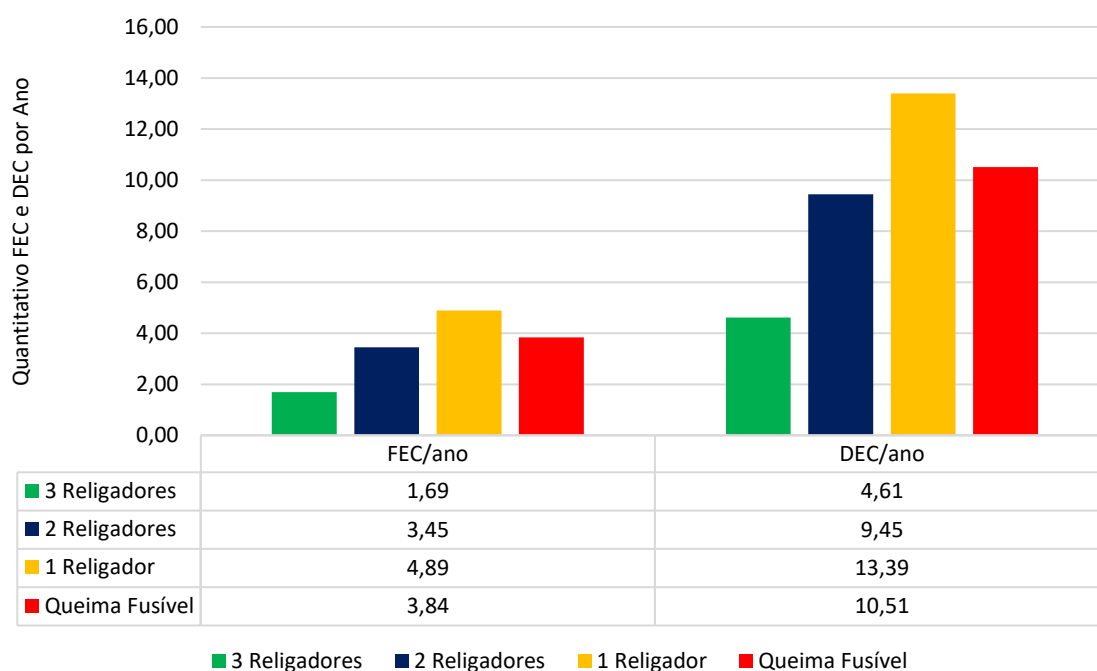
Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 38 - Comparativo Melhores Cenários: Perdas Financeiras 1,2 e 3 Religadores – Salva Fusível e 1 Religador – Queima Fusível.



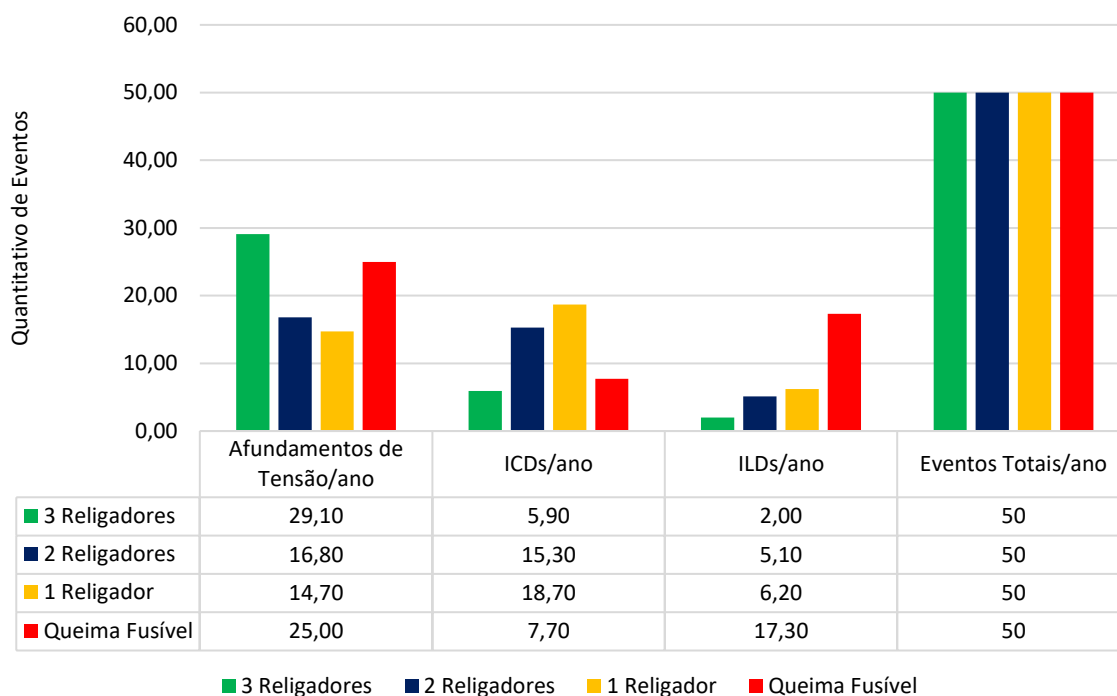
Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 39 - Comparativo Melhores Cenários: FEC e DEC 1,2 e 3 Religadores – Salva Fusível e 1 Religador – Queima Fusível.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 40 - Comparativo Melhores Cenários: Oscilações e Interrupções de Energia 1,2 e 3 Religadores – Salva Fusível e 1 Religador – Queima Fusível.



Fonte: Elaborado pelo autor.

4.4 INJEÇÃO DE POTÊNCIA ATRAVÉS DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Por fim após avaliados todos os pontos de coordenação e seletividade foram observados os efeitos da injeção de potência através de geração distribuída em todas as barras da rede elétrica de distribuição estudada.

A Tabela 16 e as figuras 41 e 42 trazem 2 efeitos observados neste contexto, a quantidade de potência injetada necessária para gerar uma sobretensão em qualquer ponto da rede elétrica de distribuição, bem como a quantidade de potência elétrica injetada necessária para fazer com que qualquer ponto desta mesma rede elétrica perca sua coordenação e/ou seletividade. Pode-se observar em destaque outro ponto de atenção de contribuição deste trabalho, em alguns casos como nas barras 802 e 806 a perda de coordenação por potência injetada ocorre anteriormente à sobrecarga de tensão. Esse fato ocorre primordialmente pelo fato da injeção de potência reduzir na maioria dos casos a corrente de carga o que reflete diretamente nos parâmetros de coordenação e seletividade, por exemplo a corrente de pick up, na equação (40) teria de sofrer uma alteração dada

essa mudança na corrente de carga, caso não seja realizada, ocorrerá a alteração da ordem de atuação dos dispositivos de proteção.

Neste caso em específico o ponto de descoordenação ocorreu entre o religador 1, REL1 e o fusível 1, FU1.

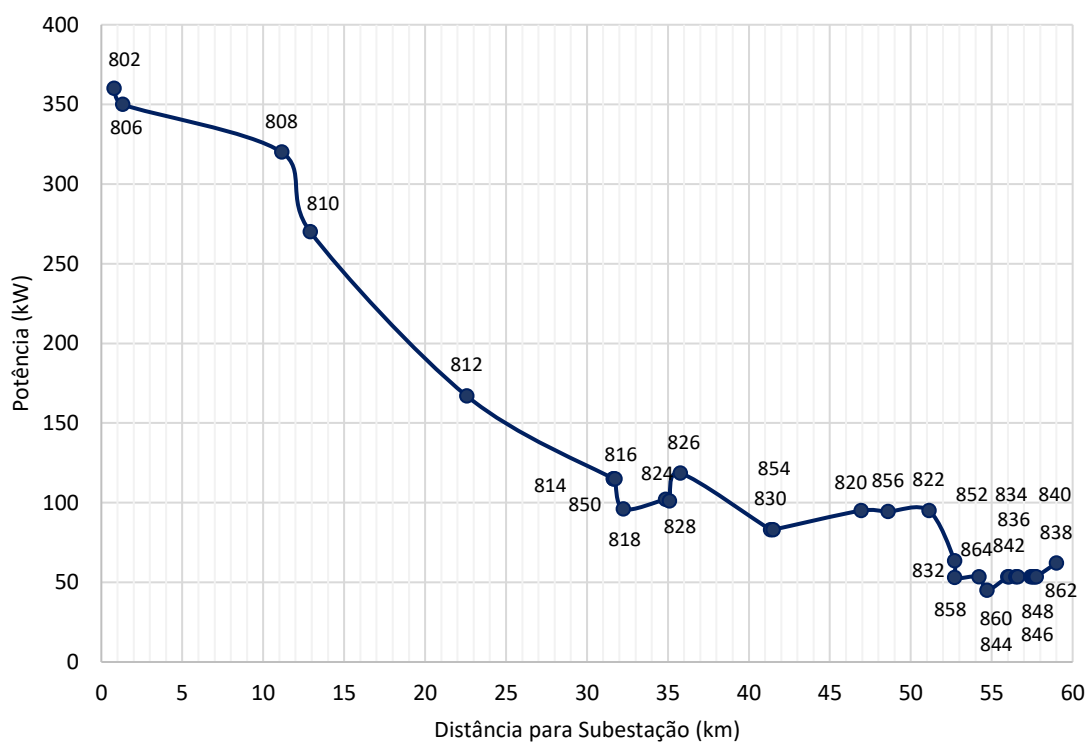
Tabela 16 - Injeção de Potência por Geração Distribuída e Seus Efeitos.

Barra Avaliada	Distância para a Subestação (km)	Hosting Capacity (kW)	Perda de Coordenação e/ou Seletividade (kW)
802	0,79	360	200
806	1,31	350	300
808	11,14	320	400
810	12,91	270	4000
812	22,57	167	400
814	31,63	115	400
850	31,63	115	400
816	31,73	115	400
818	32,25	96	2000
824	34,84	102	400
828	35,09	101	400
826	35,76	118,5	400
830	41,32	83	400
854	41,48	83	400
820	46,92	95	4000
856	48,59	94,5	400
822	51,11	95	3000
852	52,71	63,5	400
832	52,71	53	400
858	54,21	53,5	400
864	54,70	45	2000
834	55,98	53,5	400

842	56,07	53,5	400
844	56,48	53,5	400
860	56,60	53,5	400
836	57,42	53,5	400
862	57,50	53,5	400
846	57,59	53,5	400
840	57,68	53,5	400
848	57,75	53,5	400
838	58,98	62	400

Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 41 - Potência Injetada em GD x Hosting Capacity.



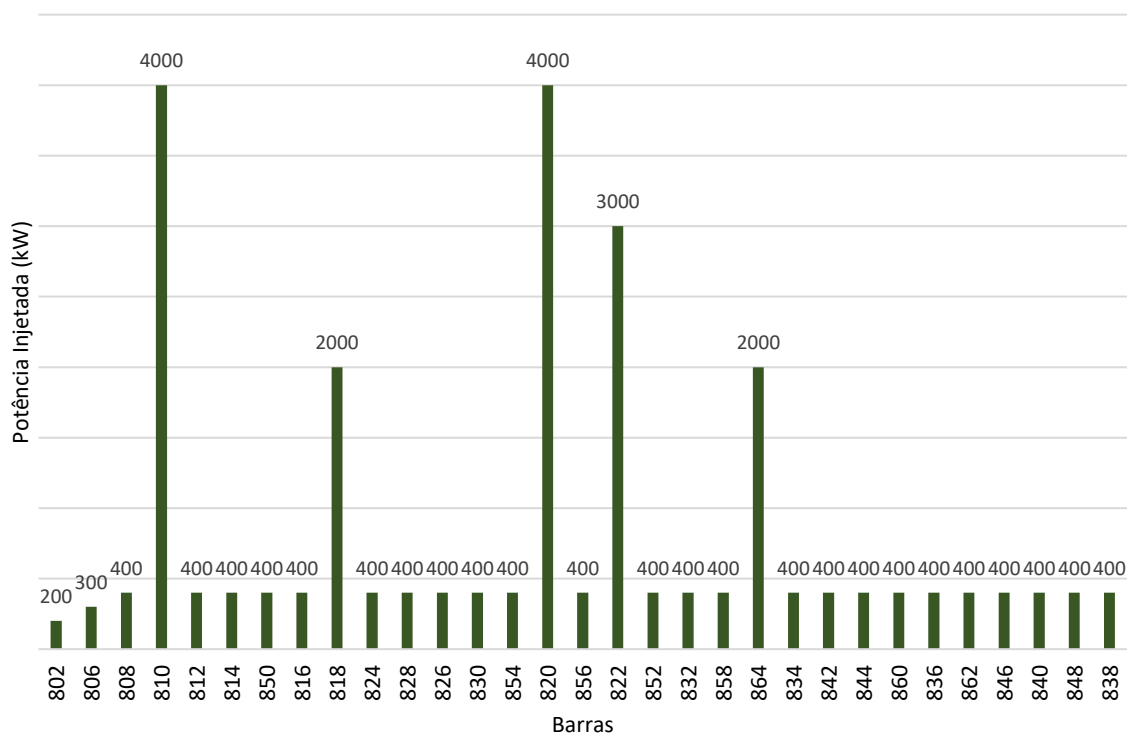
Fonte: Elaborado pelo autor.

A Tabela 17 e a Figura 43 trazem outro efeito observado neste contexto, a quantidade de potência injetada necessária para gerar uma corrente de carga suficiente, ao ponto de superar a capacidade de corrente da própria linha. Para

este estudo aplicou-se uma injeção de potência em uma amostragem das barras. A Tabela 18 traz a capacidade nominal de cada linha da rede elétrica de distribuição.

Assim entende-se que a injeção de potência através de potência gerou três efeitos na rede de distribuição avaliada: perda de coordenação e seletividade, sobretensão e alocação máxima de capacidade de corrente. Como os limites de cada uma dessas características foram atingidos em ordens distintas, dependendo do ponto de injeção, deve-se correlacionar os três para assim poder entender-se as reais limitações de uma rede elétrica com relação a sua capacidade de injeção de potência.

Figura 42 - Perda de Coordenação e Seletividade por Injeção de Potência em GD.



Fonte: Elaborado pelo autor.

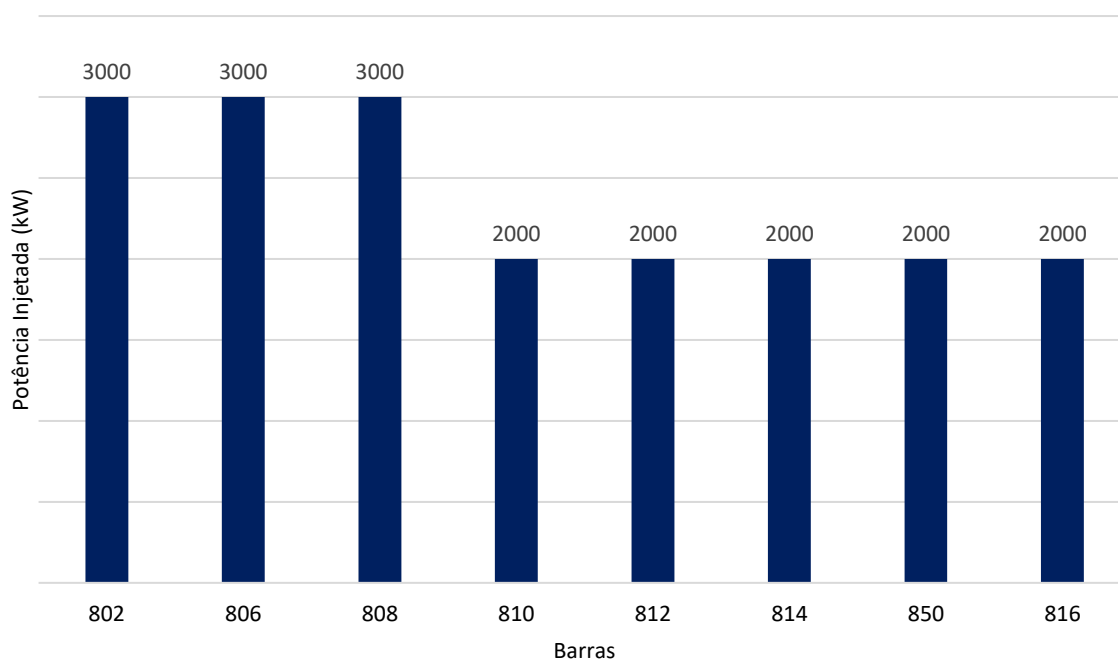
Tabela 17 - Potência Injetada em GD x Capacidade da Linha.

Barra Avaliada	Potência Injetada Para Superar Capacidade de Corrente Da Linha (kW)
802	3000

806	3000
808	3000
810	2000
818	2000
820	2000
822	2000
864	2000

Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 43 - Potência Injetada Para Superar Capacidade de Corrente Da Linha.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Tabela 18 – Capacidade Nominal de Cada Linha.

Linha	Capacidade Nominal (A)
1	120
2	120
3	120
4	80

5	120
6	120
7	100
8	80
9	80
10	80
11	80
12	80
13	100
14	100
15	100
16	100
17	100
18	100
19	100
20	100
21	100
22	100
23	100
24	100
25	100
26	80
27	100
28	80
29	100
30	100
31	60

Fonte: Elaborado pelo autor.

5 CONCLUSÃO

Este trabalho propõe uma metodologia probabilística para avaliar possíveis ajustes nos sistemas de proteção com o intuito de reduzir os indicadores de continuidade coletivos e as perdas financeiras nos consumidores devido a interrupções de energia. Sendo assim, são realizadas simulações a partir da variação de parametrização e posicionamento dos dispositivos de proteção visando encontrar aqueles necessários para reduzir os indicadores de continuidade coletivos e financeiros. Além disso, este trabalho estuda os impactos da injeção de potência a partir de geração distribuída na coordenação e seletividade do sistema de proteção.

Este trabalho também faz uma comparação quantitativa das metodologias salva e queima fusível em relação ao número de afundamentos de tensão, interrupções momentâneas e permanentes que a rede elétrica de distribuição enfrenta quando afetada por curtos-circuitos. Essa comparação permite as concessionárias de energia selecionar a metodologia de coordenação que melhor se adapte as características das suas redes elétricas localizadas nas suas áreas de concessão.

É importante destacar que, na metodologia queima fusível, os consumidores enfrentam afundamentos de tensão por um período substancialmente maior quando comparado ao caso salva fusível. Em tal contexto, em redes elétricas de distribuição com uma maior quantidade de consumidores e perfis de sensibilidade maiores, os impactos nas perdas financeiras serão substancialmente maiores em comparação com os indicadores de continuidade coletivos. Sendo assim, a duração do afundamento de tensão é um parâmetro importante para definir, por um lado, o impacto na sensibilidade dos equipamentos e processos industriais e, por outro lado, a seleção da melhor metodologia de proteção, seja salva ou queima fusível.

Para os casos em que a metodologia queima fusível é empregada, apesar de ocorrer uma elevação do tempo de permanência do curto-circuito e, conseqüentemente elevação global de afundamentos de tensão, as interrupções temporárias e os transitórios são praticamente extintos, ocorrendo apenas no ramal principal.

Assim, nem sempre o cenário de mínima parametrização, ou seja, aquele que atende primariamente os requisitos de coordenação, seletividade e seus

respectivos critérios restritivos, apresenta os melhores indicadores de continuidade e perda financeira.

A topologia da rede elétrica também tem impacto crucial na melhor escolha da metodologia proposta, assim como a seleção adequada dos parâmetros dos religadores, isso para determinar o melhor desempenho do sistema de proteção.

Nas simulações em que ocorreram a inclusão de mais religadores, pode-se observar uma melhora substancial nos indicadores de continuidade e financeiros, principalmente pela redução do tempo de interrupção permanente. Outro efeito observado é a redução de transitórios e afundamentos de tensão na rede. A inclusão de mais religadores permitiu uma melhora do processo de seccionamento o que também afeta diretamente a melhora dos aspectos de qualidade de energia, ou seja, perdas financeiras e de continuidade.

A inclusão de injeção de potência através de geração distribuída permitiu evidenciar três fenômenos adversos na rede elétrica de distribuição estudada: elevação de tensão, perda de coordenação e/ou seletividade e sobrecarga na linha.

Pode-se assim observar que em algumas barras, efeitos como perda de coordenação e seletividade podem ocorrer. Tal efeito foi atrelado ao fluxo reverso como consequência da injeção de potência das GDs. Nestas situações, é necessário um novo estudo de parametrização dos dispositivos de proteção.

5.1 TRABALHOS FUTUROS

Para os próximos trabalhos pretende-se:

- 1) Desenvolver uma técnica de otimização que permita explorar de forma eficiente alternativas de parametrização dos dispositivos de proteção, com o intuito de minimizar os indicadores de continuidade coletivos e as perdas financeiras causadas por paradas de processo.

- 2) Avaliar cenários relativos as redes elétricas inteligentes, ou seja, com a presença de recursos energéticos distribuídos, microrredes, sistemas de armazenamento de energia, programas de resposta a demanda, entre outros, isso como a finalidade de obter um sistema de proteção mais eficaz e resiliente que possa refletir o seu desempenho na redução constante dos indicadores de continuidade e coletivos e individuais.

REFERÊNCIAS

- Abdi, S., Afshar, K., Ahmadi, S., Bigdeli, N., & Abdi, M. (2014). Optimal recloser and autosectionalizer allocation in distribution networks using IPSO–Monte Carlo approach. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 55, 602-611.
- Aiello, I. F., Carneiro, C. A., & Cebrian, J. C. (2020, December). Análise Comparativa da Aplicação das Metodologias de Proteção Salva Fusível e Queima Fusível no Desempenho das Redes Elétricas de Distribuição. In *Congresso Brasileiro de Automação-CBA* (Vol. 2, No. 1).
- Alam, A., Pant, V., & Das, B. (2020). Optimal placement of protective devices and switches in a radial distribution system with distributed generation. *IET Generation, Transmission & Distribution*, 14(21), 4847-4858.
- Alcala-Gonzalez, D., García del Toro, E. M., Más-López, M. I., García-Salgado, S., & Pindado, S. (2022). Linear programming coordination for overcurrent relay in electrical distribution systems with distributed generation. *Applied Sciences*, 12(9), 4279.
- ANEEL. Prodist: Módulo 8 – Qualidade do Fornecimento de Energia Elétrica.[S.l.]: [s.n.], 2021. 13 p.
- BARAN, M. E. Accommodating High PV Penetration on Distribution Feeders. *IEEE TRANSACTIONS ON SMART GRID*, 3, Junho 2012. 8.
- Bastos, A. F., Lao, K. W., Todeschini, G., & Santoso, S. (2018). Accurate identification of point-on-wave inception and recovery instants of voltage sags and swells. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 34(2), 551-560.
- Berman, A., & Xu, W. (1998). Analysis of faulted power systems by phase coordinates. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 13(2), 587-595.
- Bollen, M., McMichael, I., Stephens, M., Stockman, K., Djokic, S., Zavoda, F., ... & Neumann, R. (2008, September). CIGRE/CIREN/UIE JWG C4. 110-voltage dip immunity of equipment in installations-status April 2008. In *2008 13th International Conference on Harmonics and Quality of Power* (pp. 1-8). IEEE.
- Burian, R., de Moraes, C. C., Hetem Jr, A., & de Galles, A. P. (2009). Algoritmos genéticos na alocação de dispositivos de proteção de distribuição de energia elétrica (Doctoral dissertation, Ph. D. dissertation, Universidade de São Paulo, Brazil).

- Carneiro, C. A., Silva, G. B., Junior, J. G., Cebrian, J. C., & Morales-Paredes, H. K. (2022, June). Impact of Distributed Energy Resources on Fault Location, Isolation, and Service Restoration. In 2022 17th International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems (PMAPS) (pp. 1-6). IEEE.
- Catlett, R., Martin, D., & Wilson, R. A. (2012, September). Improving relay protection levels in medium voltage switchgear. In 2012 Petroleum and Chemical Industry Conference (PCIC) (pp. 1-10). IEEE.
- Cebrian, J. C., & Kagan, N. (2010). Hybrid method to assess sensitive process interruption costs due to faults in electric power distribution networks. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 25(3), 1686-1696.
- Cebrian, J. C., Milanovic, J. V., & Kagan, N. (2015, July). Case studies of application of process immunity time in assessment of Financial Losses due to system faults induced industrial Process Interruptions. In 2015 IEEE Power & Energy Society General Meeting (pp. 1-5). IEEE.
- Cebrian, J. C., Rahman, S., & Kagan, N. (2016). Restoration in distribution systems to reduce financial losses related to process trips. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 8(1), 219-227.
- Cebrian, J. C., Kagan, N., & Milanović, J. V. (2016). Probabilistic estimation of distribution network performance with respect to voltage sags and interruptions considering network protection setting—Part I: The methodology. *IEEE transactions on Power delivery*, 33(1), 42-51.
- Chan, J. Y., & Milanovic, J. V. (2007, June). Severity indices for assessment of equipment sensitivity to voltage sags and short interruptions. In 2007 IEEE Power Engineering Society General Meeting (pp. 1-7). IEEE.
- Comassetto, L. (2008). Algoritmos heurísticos de otimização da proteção e manobra em redes de distribuição de energia (Doctoral dissertation, Universidade Federal de Santa Maria).
- Driesen, J., & Belmans, R. (2006, June). Distributed generation: challenges and possible solutions. In 2006 IEEE power engineering society general meeting (pp. 8-pp). IEEE.
- Eletric, T. Religador de Circuito Automático Rec15/25_A11_5p. [S.l.]: [s.n.], 2021.
- Faria, W. R. (2020). Planejamento do sistema de proteção de redes de distribuição ativas

considerando o gerenciamento do risco de perda da coordenação (Doctoral dissertation, Universidade de São Paulo).

Ferreira, G. D., Bretas, A. S., & Cardoso, G. (2010, September). Optimal distribution protection design considering momentary and sustained reliability indices. In 2010 Modern Electric Power Systems (pp. 1-8). IEEE.

Ribeiro Filho, H. K. (2017). Impacto de Diferentes Filosofias de Proteção nos Indicadores de Qualidade da Energia Elétrica.

Fritzen, P. C. (2022) Critérios para a Seleção das Chaves e Elos Fusíveis. [S.l.].

GAJBHIYE, R. K.; KULKARNI, P.; SOMAN, S. A. Analysis of faulted power systems in three phase coordinates - a generic approach. International Power Engineering Conference, Singapore, 29-02 Novembro-Dezembro 2005.

Gomez, J. C., & Morcos, M. M. (2005). Coordination of voltage sag and overcurrent protection in DG systems. IEEE Transactions on Power Delivery, 20(1), 214-218.

Gönen, T. (2014). Electric power distribution engineering. (No Title).

Gupta, C. P., & Milanovic, J. V. (2006). Probabilistic assessment of equipment trips due to voltage sags. IEEE Transactions on power delivery, 21(2), 711-718.

IEEE. Subcommittee, DSA. PES Summer Meeting. (2000) [S.l.]: [s.n.].

IEEE Recommended Practice for the Design of Reliable Industrial and Commercial Power Systems. IEEE Std. 493-1990.

Kersting, W. H. Radial distribution test feeders. IEEE Trans. Power Syst., 6, n. 3, Agosto 1991. 975-985.

Kindermann, G. Curto-Circuito. 2. ed. Porto Alegre: Sagra Luzzatto, 1997.

Küfeoğlu, S.; Lehtonen, M. Comparison of different models for estimating the residential sector customer interruption costs. Electric Power Systems Research, 122, 2015. 50-55.

Malagoli, C. V. S. Proteção de Redes Aéreas de Distribuição - Sobrecorrente. CPFL Energia. [S.l.], p. 5-6. 2016.

Mamede, J. Filho & Mamede, D. R. (2000). Proteção de sistemas elétricos de potência. Grupo Gen-LTC.

Mardegan, C. (2011). Proteção e seletividade. O Setor Elétrico. Edição, 64. McCarthy, C.

- A., & Meisinger, M. J. (2012). Intelligent fuse-saving.
- Medeiros, C. (2017). 5 Curtos-Circuitos Trifásicos no Sistema Elétrico. Escola de Engenharia Elétrica-PUC GOIÁS, atualização.
- Milanovic, J. V., & Zhang, Y. (2009). Global minimization of financial losses due to voltage sags with FACTS based devices. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 25(1), 298-306.
- Milanovic, J. V., & Gupta, C. P. (2006). Probabilistic assessment of financial losses due to interruptions and voltage sags-part I: the methodology. *IEEE Transactions on power delivery*, 21(2), 918-924.
- Milanovic, J. V., & Gupta, C. P. (2006). Probabilistic assessment of financial losses due to interruptions and voltage sags-part II: practical implementation. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 21(2), 925-932.
- Nunes, M. T. L. (2017). Impacto da localização de geração distribuída nos dispositivos de proteção de um sistema elétrico.
- Oliveira, R., Ferraz, B. P., Agustini, R., Ferraz, R., & Leborgne, R. C. (2018, May). Comparative overview of voltage sags standards: IEEE 1564 versus Brazilian regulatory procedures. In *2018 Simposio Brasileiro de Sistemas Eletricos (SBSE)* (pp. 1-6). IEEE.
- O'Meally, C. A., & Burke, J. (2009, April). The impact of a “fuse blow” scheme on overhead distribution system reliability and power quality. In *2009 IEEE Rural Electric Power Conference* (pp. A1-A1). IEEE.
- Ortmeyer, T. H., Reeves, J. A., Hou, D., & McGrath, P. (2010). Evaluation of sustained and momentary interruption impacts in reliability-based distribution system design. *IEEE transactions on Power delivery*, 25(4), 3133-3138.
- Paulilo, G. (2013). Capítulo I Conceitos gerais sobre qualidade da energia. *Qualidade de Energia*, 84.
- Raymond, O., & Redfern, M. (2005, June). The impact of distributed generation on voltage control in distribution systems. In *CIREN 2005-18th International Conference and Exhibition on Electricity Distribution* (pp. 1-6). IET.
- Ribeiro Filho, H. K. (2017). Impacto de Diferentes Filosofias de Proteção nos Indicadores

de Qualidade da Energia Elétrica.

Rolim, F. B., Trindade, F. C., & Rider, M. J. (2020). Novo Modelo para Obtenção do Ajuste Ótimo de Proteção de Sobrecorrente em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica. *Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos-SBSE*, 1(1).

Sato, F., & Freitas, W. (2015). *Análise de curto-circuito e princípios de proteção em sistemas de energia elétrica*. Rio de Janeiro: Elsevier.

Soudi, F., & Tomsovic, K. (2001). Optimal trade-offs in distribution protection design. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 16(2), 292-296.

Styvaktakis, E., Bollen, M. H., & Gu, I. Y. (2000, October). Classification of power system events: Voltage dips. In *Ninth International Conference on Harmonics and Quality of Power*. Proceedings (Cat. No. 00EX441) (Vol. 2, pp. 745-750). IEEE.

Styvaktakis, E., Gu, I. Y., & Bollen, M. H. (2001, July). Voltage dip detection and power system transients. In *2001 Power Engineering Society Summer Meeting*.

Conference Proceedings (Cat. No. 01CH37262) (Vol. 1, pp. 683-688). IEEE.

Teixeira, M. D. *Tópicos Especiais em Qualidade de Energia Elétrica*. , 2020. [S.l.]: [s.n.]

Walling, R. A., Saint, R., Dugan, R. C., Burke, J., & Kojovic, L. A. (2008). Summary of distributed resources impact on power delivery systems. *IEEE Transactions on power delivery*, 23(3), 1636-1644.

Wämundsson, M. (2007). Calculating voltage dips in power systems using probability distributions of dip durations and implementation of the Moving Fault Node method.

Westin, N. D. O. P. (2020). Alocação ótima de religadores em rede de distribuição considerando variações de tensão de curta duração.

Westin, N. D. O. P. (2020). Alocação ótima de religadores em rede de distribuição considerando variações de tensão de curta duração.

Williams, C. (2006). Electronic Fuse Overcurrent Protection. In *2005/2006 IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exhibition*.