

**Universidade Federal do Rio Grande do Norte
Departamento de Engenharia Elétrica
Curso de Graduação em Engenharia Elétrica**

VIVIANE STEFANY DOS SANTOS LEÃO

**ANÁLISE IMPACTUAL DA REDE DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA: UMA
PERSPECTIVA DA PROTEÇÃO ELÉTRICA**

Natal/RN
Agosto de 2024

VIVIANE STEFANY DOS SANTOS LEÃO

**ANÁLISE IMPACTUAL DA REDE DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA: UMA
PERSPECTIVA DA PROTEÇÃO ELÉTRICA**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Curso de Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Rio Grande do Norte como parte dos requisitos para obtenção do título de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. Marcos Antonio Dias de Almeida

Natal/RN
Agosto de 2024

Universidade Federal do Rio Grande do Norte - UFRN
Sistema de Bibliotecas - SISBI
Catalogação de Publicação na Fonte. UFRN - Biblioteca Central Zila Mamede

Leao, Viviane Stefany Dos Santos.

Análise impactual da rede de geração distribuída: uma perspectiva da proteção elétrica / Viviane Stefany Dos Santos Leao. - 2024.

88f.: il.

Monografia (Graduação) - Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Centro de Tecnologia, Engenharia Elétrica, Natal, 2024.

Orientação: Dr. Marcos Antonio Dias de Almeida.

1. Geração Distribuída - Monografia. 2. Redes de Distribuição Elétrica - Monografia. 3. Proteção de Sistemas - Monografia. 4. Coordenação de Proteção - Monografia. 5. Religadores - Monografia. I. Almeida, Marcos Antonio Dias de. II. Título.

RN/UF/BCZM

CDU 621.3

VIVIANE STEFANY DOS SANTOS LEÃO

**ANÁLISE IMPACTUAL DA REDE DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA: UMA
PERSPECTIVA DA PROTEÇÃO ELÉTRICA**

Este Trabalho de Conclusão de Curso foi julgado adequado para a obtenção do grau de Engenheira Eletricista, e aprovado em sua forma final pelo professor orientador e pelo Curso de Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Rio Grande do Norte.

Orientador: Prof. Dr. Marcos Antonio Dias de Almeida

Natal/RN, 19 de agosto de 2024.

BANCA EXAMINADORA

Prof. Dr. Marcos Antonio Dias de Almeida (UFRN)
Dr. pela Universidade Federal do Rio Grande do Norte
Orientador

Prof. Dr. Max Chianca Pimentel Filho (UFRN)
Dr. pela Universidade Federal do Rio Grande do Norte

Prof. Dr. José Wanderson Oliveira Silva (UFRN)
Dr. pela Universidade Federal do Rio Grande do Norte

AGRADECIMENTOS

Em primeiro lugar, agradeço a Deus, por toda sabedoria, saúde e força, por iluminar meus caminhos e me conceder a coragem e perseverança para chegar até aqui.

À minha querida família, expresso a minha mais profunda gratidão. O apoio ao longo desta jornada foi fundamental para que eu pudesse alcançar este sonho. Vocês foram e sempre serão minha maior inspiração.

Aos colegas de faculdade e estágio, com quem compartilhei incontáveis momentos de aprendizado, deixo meu sincero agradecimento. O companheirismo e a troca de conhecimentos foram essenciais para tornar esta caminhada mais leve e enriquecedora.

Aos professores, que com dedicação e paixão pelo ensino, me guiaram nesta trajetória acadêmica, transmitindo não apenas conhecimentos técnicos, mas também valores que levarei para toda a vida. Suas lições foram muito além das salas de aula, moldando-me como profissional e ser humano.

RESUMO

A crescente penetração da Geração Distribuída (GD) nas redes de distribuição elétrica traz desafios significativos para a proteção desses sistemas, projetados originalmente para operar de forma radial com único sentido de energia. A integração de fontes de GD, altera esse paradigma, impactando a coordenação, seletividade e sensibilidade dos dispositivos de proteção, como os relés de disjuntores, religadores e fusíveis. Este estudo investiga os principais problemas enfrentados pelos sistemas de proteção, como a coordenação, seletividade e sensibilidade dos dispositivos, e propõe modificações nos esquemas de proteção para garantir a eficiência e segurança da rede. Com base em uma revisão detalhada dos conceitos e regulamentações sobre GD, o trabalho desenvolve uma metodologia para avaliar os critérios de proteção em uma rede de distribuição real, utilizando simulações e análises de dados. Os resultados destacam a necessidade de ajustes nas configurações dos dispositivos de proteção e sugerem práticas otimizadas para melhorar o sistema diante da presença de GD. Este estudo contribui para o aprimoramento dos processos de proteção em redes de distribuição, alinhando-se às exigências regulatórias e operacionais vigentes.

Palavras-chave: Geração Distribuída, GD, Redes de Distribuição Elétrica, Proteção de Sistemas, Coordenação de Proteção, Seletividade, Sensibilidade, Religadores.

ABSTRACT

The increasing penetration of Distributed Generation (DG) in electrical distribution networks presents significant challenges for the protection of these systems, which were originally designed to operate radially with unidirectional energy flow. The integration of DG sources alters this paradigm, impacting the coordination, selectivity, and sensitivity of protection devices such as circuit breakers, reclosers, and fuses. This study investigates the main issues faced by protection systems, including the coordination, selectivity, and sensitivity of these devices, and proposes modifications to protection schemes to ensure the efficiency and safety of the network. Based on a detailed review of DG concepts and regulations, the work develops a methodology to evaluate protection criteria in a real distribution network, utilizing simulations and data analysis. The results highlight the need for adjustments in the settings of protection devices and suggest optimized practices to enhance the system's resilience in the presence of DG. This study contributes to the improvement of protection processes in electrical distribution networks, aligning with current regulatory and operational requirements.

Keywords: Distributed Generation, DG, Electrical Distribution Networks, System Protection, Protection Coordination, Selectivity, Sensitivity, Reclosers.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Acréscimos de capacidade de eletricidade renovável por tecnologia e segmento no mundo.....	10
Figura 2 - Evolução do crescimento de Geração Distribuída no Brasil (2012-2022).....	12
Figura 3 - Fluxo de potência em um alimentador radial de distribuição.....	17
Figura 4 - Fluxo de potência em um alimentador radial de distribuição com geração distribuída.....	17
Figura 5 - Aumento do nível de curto-circuito em função das contribuições da GD.....	19
Figura 6 - Sensibilidade do relé de sobrecorrente mediante a presença, ou não, da GD.....	20
Figura 7 - Típica rede de distribuição radial e seus elementos de proteção.....	22
Figura 8 - Alimentador de distribuição com zonas de proteção.....	25
Figura 9 - Metodologia desenvolvida.....	27
Figura 10 - Rede de distribuição e seus elementos.....	29
Figura 11 - Diagrama unifilar do alimentador.....	32
Figura 12 - Alcance máximo de unidade instantânea.....	35
Figura 13 - Coordenação das curvas do disjuntor KIJ-11T2 e do religador KIJ-21S5.....	36
Figura 14 - Religadores instalados ao longo do alimentador.....	39
Figura 15 - Coordenação das curvas dos religadores KIJ-21S5 e R2.....	43
Figura 16 - Coordenação das curvas dos religadores KIJ-21S5 e R3.....	48

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Principais funções dos dispositivos de proteção.....	23
Tabela 2 - MMGD no alimentador.....	29
Tabela 3 - Níveis de curto-circuito com e sem geração na subestação.....	30
Tabela 4 - Ajustes dos relés de fase, neutro e neutro sensível do religador KIJ-21S5.....	30
Tabela 5 - Dados dos religadores de linha instalados no alimentador KIJ-01S5.....	31
Tabela 6 - Religamentos automáticos dos religadores de linha.....	31
Tabela 7 - Ajustes do religador KIJ-21S5.....	33
Tabela 8 - Novos ajustes do religador KIJ-21S5.....	38
Tabela 9 - Ajustes dos religadores S1 e R2.....	39
Tabela 10 - Novos ajustes dos religadores S1 e R2.....	42
Tabela 11 - Ajustes do religador R3.....	45
Tabela 12 - Novos ajustes do religador R3.....	47
Tabela 13 - Ajustes do seccionalizador S4.....	50
Tabela 14 - Novos ajustes do seccionalizador S4.....	51
Tabela 15 - Ajustes do religador R5.....	52
Tabela 16 - Novos ajustes do religador R5.....	53

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO.....	10
1.1 JUSTIFICATIVA.....	13
1.2 OBJETIVOS.....	14
1.2.1 Geral.....	14
1.2.2 Específicos.....	14
2 ESTADO DA ARTE.....	15
2.1 DEFINIÇÃO DOS CONCEITOS DA GD NO BRASIL.....	15
2.2 IMPACTO DA GD SOBRE SISTEMAS DE PROTEÇÃO.....	16
2.2.1 Impactos da GD nos níveis de curto-circuito.....	19
2.2.2 Impactos da GD na perda de coordenação, seletividade e sensibilidade.....	20
2.3 REQUISITOS TÉCNICOS PARA A PROTEÇÃO DE GD NA MÉDIA TENSÃO...21	
2.4 PRÁTICA DE PROTEÇÃO DOS SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA.....	22
2.4.1 Seletividade.....	25
2.4.2 Sensibilidade.....	26
2.4.3 Coordenação.....	26
3 METODOLOGIA.....	27
3.1 SISTEMA ESTUDADO.....	28
3.2 DADOS DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO.....	28
3.3 MODELAGEM E SIMULAÇÕES DO ALIMENTADOR KIJ-01S5.....	32
3.4 ESTUDO DE PROTEÇÃO NA REDE DE DISTRIBUIÇÃO COM A GERAÇÃO DISTRIBUÍDA.....	33
3.4.1 Elaboração do estudo de proteção geral do alimentador.....	33
3.4.2 Elaboração dos estudos de proteção dos religadores de linha do alimentador	38
4 RESULTADOS E DISCUSSÕES.....	40
4.1 SÍNTESE DO CAPÍTULO.....	54
5 CONCLUSÕES.....	56

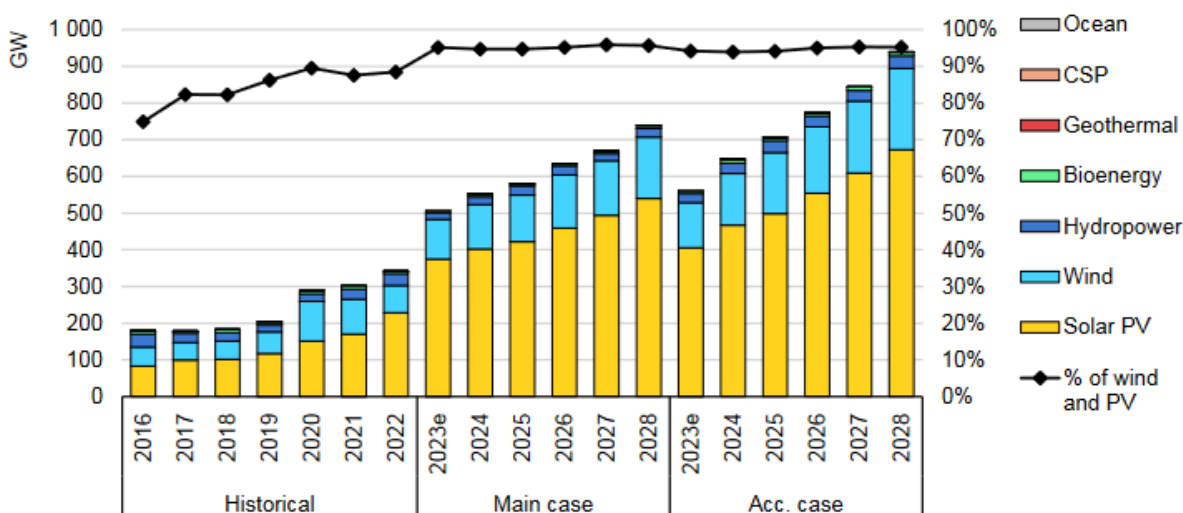
REFERÊNCIAS.....	58
APÊNDICES.....	61
APÊNDICE A - CORRENTES DE CARGA MEDIDAS.....	61
APÊNDICE B - CÁLCULOS.....	67
APÊNDICE C - MODELAGEM SINAPGRID.....	75
ANEXOS.....	79
ANEXO A - CRITÉRIOS PARA O ESTUDO DE PROTEÇÃO DE REDE DE DISTRIBUIÇÃO COM A GERAÇÃO DISTRIBUÍDA.....	79
ANEXO B - FUNÇÕES ANSIS.....	84

1 INTRODUÇÃO

A forte integração de Geração Distribuída (GD) à rede de distribuição de energia tem levado a um considerável impacto na operação e proteção do sistema. A volatilidade das variáveis desse novo paradigma energético é ilustrada por uma série de dados que demonstram a magnitude e complexidade do fenômeno. Segundo a Agência Internacional de Energia – IEA, em informe Renewables 2023, a capacidade mundial instalada de geração distribuída, incluindo sistemas solares, eólicos, biogás e plantas de outras fontes renováveis, é superior a 500 gigawatts (GW) em 2023. Esse crescimento é impulsionado por políticas de incentivo, avanços tecnológicos e redução nos custos de instalação de sistemas de geração distribuída.

Logo, o aumento da capacidade de produção de energia renovável continuará a aumentar nos próximos cinco anos, com a energia solar fotovoltaica e a energia eólica a representarem um recorde de 96%, porque os seus custos de produção são inferiores aos das alternativas fósseis e não fósseis na maioria dos países e as políticas continuam a apoiá-los. A Figura 1 demonstra a capacidade de eletricidade renovável por tecnologia e segmento no mundo gerada por cada fonte, no período de 2016 a 2028.

Figura 1 - Acréscimos de capacidade de eletricidade renovável por tecnologia e segmento no mundo



Fonte: Renewables 2023, IEA.

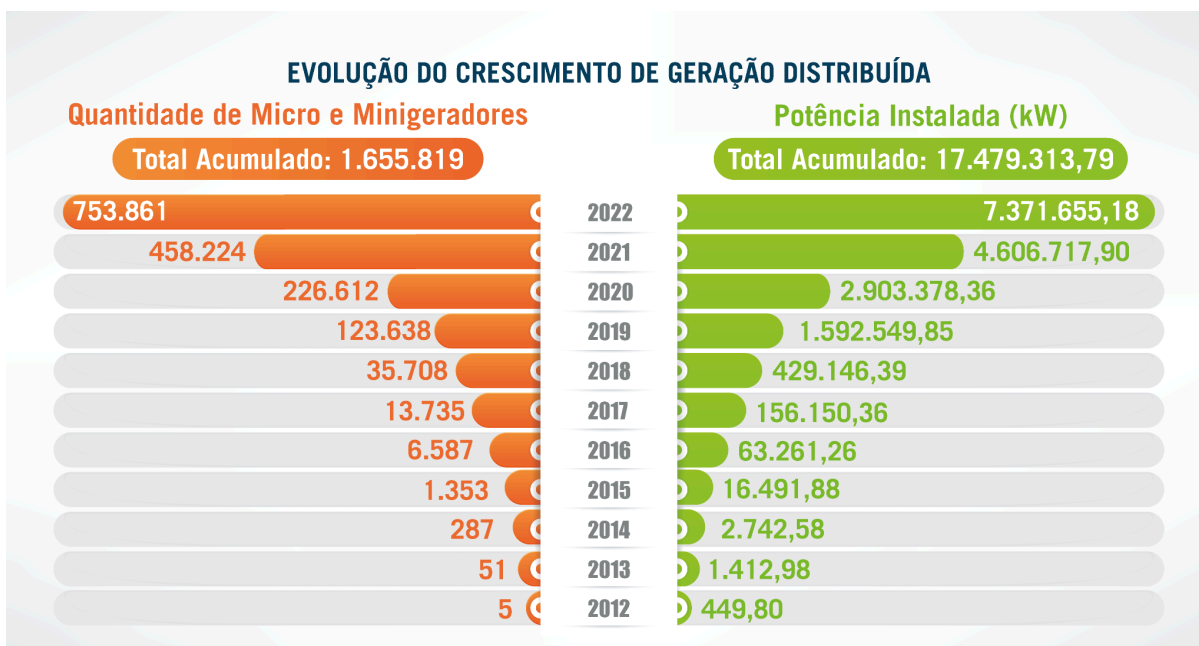
Desse modo, o crescimento da geração distribuída está redefinindo os problemas enfrentados nos sistemas de proteção da rede de distribuição elétrica. Segundo dados reunidos pelo IEEE (Institute of Electrical and Electronics Engineers), tem havido um aumento no número de ocorrência de problemas com a proteção, como falhas de coordenação, operação inadequada de dispositivos de proteção e sensibilidade a perturbações causadas pela inserção de GD. De acordo com M. Coddington et al. (2010), alguns dos principais aspectos a serem considerados nos estudos sobre o impacto do aumento na penetração de painéis solares fotovoltaicos incluem:

- Regulação de tensão;
- Correntes de curto-circuito e coordenação da proteção (impacto nas correntes de curto-circuito, coordenação dos dispositivos de proteção, correntes de interrupção);
- Ilhamento¹ (particularmente em situações complexas com a presença de múltiplos geradores distribuídos e religamento rápido sem verificação de tensão).

Com a implementação do Marco Legal da Micro e Minigeração Distribuída - MMSGD (Lei 14.300/2022), a GD começou a aparecer com mais frequência no sistema de distribuição de energia do Brasil. Desde a publicação da Lei 14.300, em 7 de janeiro de 2022, já foram efetivadas pelas distribuidoras de todo o Brasil mais de 780 mil conexões de micro e minigeração distribuída, totalizando mais de 7,6 GW de potência instalada, cerca de 47% do total de conexões e de 44% da potência instalada de todo o histórico registrado desde 2009, ocorreu após a publicação da Lei (Aneel, 2023). Um exemplo é a evolução de GD de 2012 a 2022, que pode ser observada na Figura 2.

¹ Ilhamento em sistemas de energia radiais refere-se à condição em que uma parte do sistema continua a operar isoladamente da rede principal após uma falha, mantendo o fornecimento de energia de forma independente.

Figura 2 - Evolução do crescimento de Geração Distribuída no Brasil (2012-2022)



Fonte: Aneel, 2023.

Recentemente, devido às melhorias na viabilidade econômica, incentivos governamentais e regulamentações das comissões de serviços públicos que incentivam a consideração da GD como uma alternativa às atualizações de infraestrutura tradicionais e aos padrões estaduais de energia renovável, os sistemas fotovoltaicos distribuídos se tornaram mais prevalentes. Embora os engenheiros de distribuição estejam agora mais familiarizados com os desafios de projeto e operação associados à GD, a integração de altas penetrações de energia fotovoltaica apresenta um desafio menos conhecido devido à sua natureza variável e, por vezes, imprevisível.

Nesse sentido, a necessidade de compreender e abordar os impactos da GD na proteção da rede de distribuição torna-se cada vez mais premente. Este trabalho tem o intuito de avaliar, de forma abrangente, os critérios necessários para a realização dos estudos de proteção em equipamentos de redes de distribuição, considerando a presença da geração distribuída conectada ao sistema. O objetivo é identificar problemas e propor modificações nos estudos de coordenação e seletividade, visando a melhoria da eficiência e segurança das redes de distribuição.

1.1 JUSTIFICATIVA

Nos últimos anos, a crescente integração de fontes de geração distribuída (GD) nas redes de distribuição de energia elétrica tem sido um tema de grande relevância e interesse no setor elétrico. A geração distribuída, que engloba uma variedade de tecnologias de geração de energia, como sistemas fotovoltaicos, turbinas eólicas e sistemas de cogeração, tem se mostrado uma alternativa promissora para diversificar a matriz energética, reduzir as emissões de gases de efeito estufa e promover a eficiência do sistema elétrico.

No entanto, a integração em larga escala da GD apresenta desafios significativos para as redes de distribuição de energia elétrica, especialmente no que diz respeito à proteção elétrica. A adição de múltiplas fontes de geração distribuída pode afetar os níveis de curto-circuito, introduzir novos padrões de operação e aumentar a complexidade dos sistemas de proteção existentes.

Nesse contexto, o presente trabalho propõe uma análise detalhada dos critérios de proteção para equipamentos de redes de distribuição, levando em consideração a presença da geração distribuída conectada ao sistema. A partir dessa análise, busca-se identificar os principais problemas e desafios enfrentados, propondo modificações nos estudos de coordenação, seletividade e sensibilidade para melhorar a eficiência e a segurança da rede. Além disso, o trabalho sugere a atualização das proteções conforme orientação técnica da concessionária, garantindo que os sistemas de proteção estejam alinhados com as exigências regulatórias e operacionais.

1.2 OBJETIVOS

1.2.1 Geral

Assim, o objetivo deste trabalho é apresentar os principais impactos causados pela GD à proteção de redes de média tensão e avaliar os critérios da filosofia de proteção para redes de distribuição considerando a integração da geração distribuída, com o intuito de identificar problemas, propor modificações nos estudos de coordenação, seletividade, e sensibilidade, além de sugerir atualizações das proteções conforme a orientação técnica da concessionária.

1.2.2 Específicos

- Analisar os impactos da geração distribuída na proteção da rede de distribuição, visando entender como a conexão de GD na média tensão afeta os sistemas de proteção existentes.
- Identificar os critérios necessários para a realização dos estudos de proteção para equipamentos de redes de distribuição com geração distribuída, realizando um levantamento dos critérios fundamentais para conduzir um estudo técnico de proteção do sistema com a conexão de GD, incluindo a coleta de dados, modelagem e simulação.
- Avaliar a necessidade de alterações nos esquemas de proteção através de um estudo de caso, buscando determinar se são necessárias modificações nos esquemas de proteção existentes para acomodar a inserção de GD na média tensão, considerando critérios de coordenação, seletividade e sensibilidade.
- Propor soluções para otimizar os esquemas de proteção, com base na análise realizada, apresentando recomendações e soluções para melhorar a proteção da rede de distribuição, garantindo uma operação mais segura e eficaz diante da integração da GD.

2 ESTADO DA ARTE

2.1 DEFINIÇÃO DOS CONCEITOS DA GD NO BRASIL

Conforme a ANEEL, a GD é definida como a produção de energia elétrica proveniente de pequenas centrais geradoras, usinas eólicas, solares, de biomassa e outras fontes renováveis de energia, conectadas à rede de distribuição ou instaladas próximas ao local de consumo (ANEEL, 2023).

O ONS define GD como o conjunto de pequenas usinas de geração de energia elétrica conectadas à rede de distribuição, caracterizando-se por estarem próximas aos centros de carga e possuírem múltiplas tecnologias de geração, incluindo fontes renováveis como solar, eólica e biomassa (ONS, 2023).

Segundo a IEA (International Energy Agency), GD é a geração de energia elétrica em pequena escala, geralmente próxima ao local de consumo, utilizando uma variedade de tecnologias de geração, incluindo solar, eólica, hidrelétrica de pequena escala e outras fontes renováveis, bem como sistemas de cogeração (IEA, 2023).

Em diferentes regiões do mundo, são usadas diversas expressões para descrever o mesmo conceito. Por exemplo, na Europa e em partes da Ásia, é comum usar o termo "geração descentralizada" (*decentralised generation*). Já nos países anglo-americanos, pode-se ouvir falar em "geração embutida" (*embedded generation*). Nos Estados Unidos e em outros lugares, também é mencionada a "geração dispersa" (*dispersed generation*), uma expressão bastante presente na literatura sobre o assunto (Ackermann et al., 2001).

Partindo desse ponto, existem dois tipos de geração distribuída a serem distinguidos: microgeração e minigeração. A diferença básica entre eles está relacionada à quantidade de energia elétrica produzida e no tipo de consumidor a que cada uma delas é direcionada. A microgeração distribuída significa a geração de eletricidade em pequena escala, normalmente para casas, pequenos negócios e empresas pequenas. Por outro lado, a minigeração distribuída significa eletricidade gerada em uma escala um pouco maior, usada principalmente por médias empresas, indústrias de médio porte e instalações de tamanho intermediário (Souza, 2023). A minigeração distribuída possui uma capacidade instalada superior em relação à microgeração, variando de 75 kW a 5 MW no Brasil, dependendo das regras estabelecidas localmente.

2.2 IMPACTO DA GD SOBRE SISTEMAS DE PROTEÇÃO

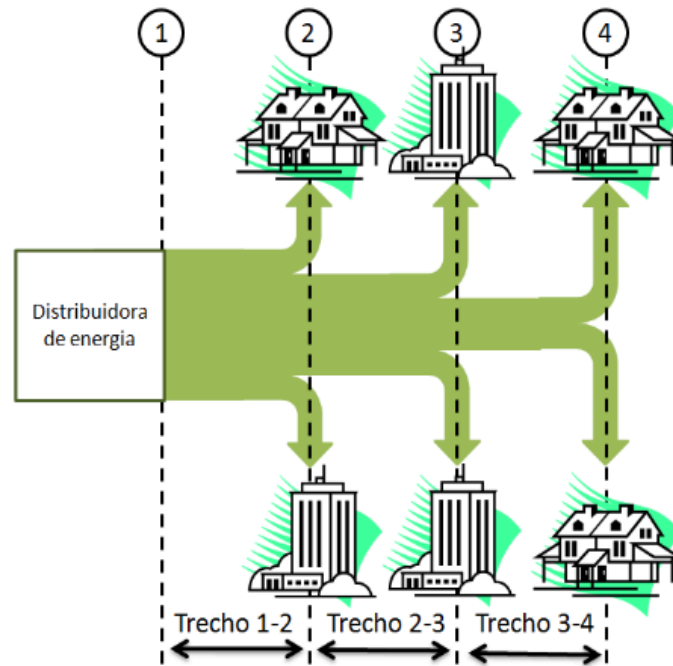
A geração distribuída oferece uma série de vantagens significativas, que vão desde a redução das perdas de energia e aumento da resiliência do sistema até a criação de empregos e a promoção do desenvolvimento econômico local. Segundo Ilo, Schultis e Schirmer (2018), apesar disso, são identificadas algumas dificuldades, tais como o aumento de tensão. Além disso, Alves (2020) complementa, destacando desafios adicionais, como sobrecarga nos alimentadores, mudanças no padrão de operação das redes, desbalanço dos valores de tensão e corrente, variação da tensão, alterações nas correntes de curto-circuito, elevação da distorção harmônica, entre outros.

A crescente adoção de sistemas de geração distribuída tem transformado os sistemas elétricos, introduzindo uma série de desafios para a proteção e qualidade de energia. Dentre tais agravos causados pela notada inserção de sistemas fotovoltaicos, pode-se destacar: níveis de curto-circuito, ilhamento, sobretensão, correntes harmônicas, variação de tensão de curta duração e regulação de tensão e controle de reativos (Quiroga, 2019).

A literatura também destaca, conforme George, Ashok e Bandyopadhyay (2013), os impactos da geração distribuída na proteção das redes de distribuição, especialmente no desempenho inadequado dos relés de proteção. Dentre os problemas identificados estão as variações nos níveis de curto-circuito, o fluxo de potência reversa, o ilhamento da rede, a falta de coordenação entre os dispositivos de proteção, a redução da sensibilidade e a atuação incorreta dos equipamentos de proteção.

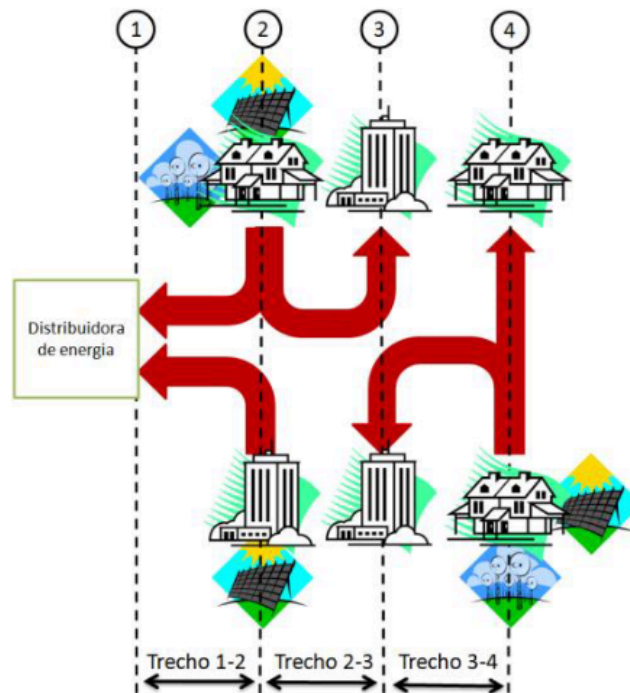
Por décadas, as concessionárias de energia elétrica operam com sistemas de distribuição que utilizam alimentadores radiais para fornecer energia aos consumidores. Esses sistemas foram projetados considerando um fluxo de energia unidirecional (Figura 3). No entanto, a introdução da geração distribuída na rede de distribuição resultou em uma reversão do fluxo de energia, ou seja, o fluxo de energia tornou-se bidirecional (Figura 4).

Figura 3 - Fluxo de potência em um alimentador radial de distribuição



Fonte: Shayani, 2010.

Figura 4 - Fluxo de potência em um alimentador radial de distribuição com geração distribuída



Fonte: Shayani, 2010.

Nesse cenário, o aumento da integração de GD pode acarretar em graves flutuações nos níveis de corrente de falta, o que pode limitar o funcionamento dos relés de proteção e suas opções de atuação quando os métodos de proteção convencionais não são mais adequados. Por isso, essa mudança na configuração do sistema pode ter diferentes repercussões, tanto positivas quanto negativas e pode influenciar o fluxo de energia, o padrão de tensão, as perdas de energia, os níveis de distorção harmônica e até mesmo a capacidade de resposta em caso de curto-circuito no sistema (Vargas, 2018).

Como resultado, surgiram diversos desafios para a proteção do sistema elétrico. Isso inclui a possibilidade de ilhamento não intencional, alterações na capacidade de curto-circuito, fluxo bidirecional de energia, falha no religamento automático, cobertura limitada dos relés de impedância, disparos inoportunos, saturação dos dispositivos de proteção e dificuldades na coordenação dos relés (Cisneros-Saldana et al., 2024). Além disso, os conflitos entre GD e o sistema de proteção geralmente são devidos a um aumento imprevisto das correntes de curto-circuito, perda de coordenação entre os elementos de proteção, religamento ineficaz da rede após uma falta e ilhamento não-intencional (Vargas, 2018).

Para determinar até que ponto a geração distribuída pode afetar o sistema de proteção, é necessário primeiro identificar quais são os impactos potenciais. Segundo Quiroga (2019), dentre os principais impactos na proteção das redes de distribuição elétrica, incluem a perda da coordenação da proteção, sobretensão, perda de sensibilidade da proteção, bidirecionalidade e queima inesperada de fusíveis.

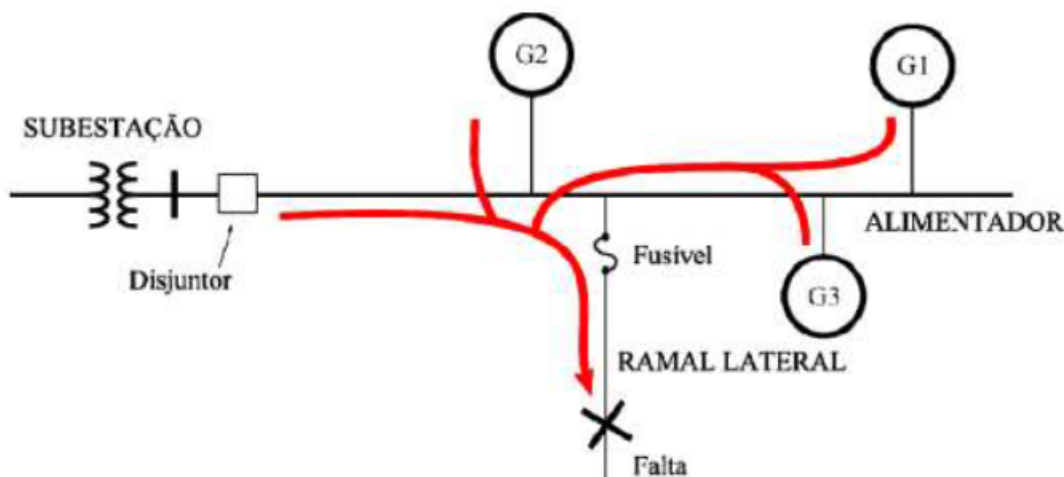
Logo, o aumento da utilização de sistemas de geração distribuída está alterando a maneira como nos relacionamos com a eletricidade, o que acarreta em desafios importantes para assegurar a proteção e a qualidade da energia. Portanto, os principais impactos na proteção das redes de distribuição de energia elétrica, abordados neste estudo, incluem o aumento das correntes de curto-circuito, a perda da coordenação, da seletividade e da sensibilidade da proteção.

2.2.1 Impactos da GD nos níveis de curto-circuito

Um dos principais impactos da GD é observado nos níveis de curto-circuito. Quando a GD está conectada ao alimentador, durante a ocorrência de uma falta, a GD pode contribuir² para a corrente de defeito, podendo ocorrer atuação indevida ou até mesmo uma não atuação das proteções (Naeim, 2011). Esse efeito pode comprometer significativamente a operação segura e confiável da rede de distribuição. Por isso, a presença de múltiplas fontes de geração conectadas ao sistema de distribuição pode alterar os fluxos de corrente, resultando em novos pontos críticos que não foram considerados nas configurações originais das proteções.

Além disso, o aumento do nível de curto-circuito em função das contribuições da GD é um aspecto que não pode ser ignorado. A Figura 5 ilustra como as contribuições da GD podem elevar os níveis de curto-circuito, impactando diretamente a operação e a segurança da rede. Esses aumentos nos níveis de curto-circuito exigem ajustes nas configurações de proteção e, em alguns casos, a instalação de novos equipamentos de proteção para garantir que o sistema opere de maneira segura e eficiente.

Figura 5 - Aumento do nível de curto-circuito em função das contribuições da GD



Fonte: Luiz, 2012.

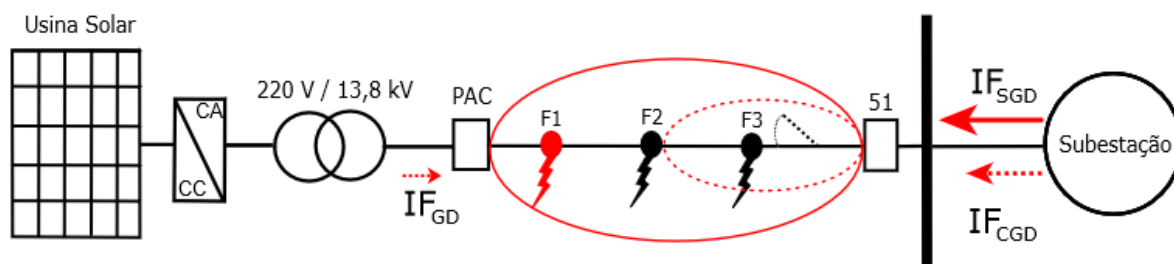
² A geração distribuída (GD) pode contribuir com até 2 p.u. para a corrente de falta (curto-circuito). Esse valor de contribuição depende da capacidade instalada da GD, do tipo do inversor, da topologia da rede, e da impedância entre a GD e o ponto de curto-circuito.

2.2.2 Impactos da GD na perda de coordenação, seletividade e sensibilidade

A perda de coordenação entre dispositivos de proteção é outro impacto relevante da GD. A presença da GD pode alterar a sensibilidade ajustada nesses equipamentos, como religadores e fusíveis, levando à perda de coordenação entre religadores e fusíveis e entre religadores e outros religadores (Braga, 2017). Essa descoordenação pode resultar em interrupções não planejadas, diminuindo a confiabilidade do sistema de distribuição e aumentando o risco de danos aos equipamentos.

Mesmo que a duração da contribuição da GD seja de apenas alguns ciclos³, esse tempo pode ser suficiente para fundir o fusível e provocar descoordenação com os disjuntores/religadores a montante (Salesse, 2006). Esse fenômeno ocorre porque a contribuição transitória da GD pode ser suficiente para alterar os tempos de resposta dos dispositivos de proteção, resultando em descoordenação e possíveis falhas na proteção da rede. Além disso, a conexão de GD no sistema de distribuição pode prejudicar o alcance dos relés de proteção, devido a contribuição da corrente de falta fornecida pelas GDs, uma vez que, essa pode contribuir com a redução da corrente de falta proveniente da fonte principal (subestação), comprometendo assim a sensibilidade do relé (Fulan, 2019). A Figura 6 ilustra a situação descrita:

Figura 6 - Sensibilidade do relé de sobrecorrente mediante a presença, ou não, da GD



Fonte: Fulan, 2019.

³ O tempo suficiente para fundir um fusível e provocar descoordenação com relés de disjuntores/religadores a montante pode ser de 3 a 10 ciclos de 60 Hz. Esse tempo depende de fatores como a magnitude da corrente de curto-circuito, as características do fusível (como a corrente nominal e a curva de fusão), e a configuração da proteção a montante.

De acordo com Fulan (2019), nota-se que antes da conexão da GD, a sensibilidade do relé alcançava toda a extensão do sistema, sendo o módulo da corrente fornecida pela subestação nesta situação de falta F1 representado pela seta contínua *IFSGD*. Com a adição da GD, observou-se uma redução significativa no módulo da corrente fornecida pela fonte principal *IFCGD* (indicada pela seta pontilhada) para a falta em F1, uma vez que o gerador também começou a contribuir para essa falta através da corrente *IFGD* (representada pela seta pontilhada).

2.3 REQUISITOS TÉCNICOS PARA A PROTEÇÃO DE GD NA MÉDIA TENSÃO

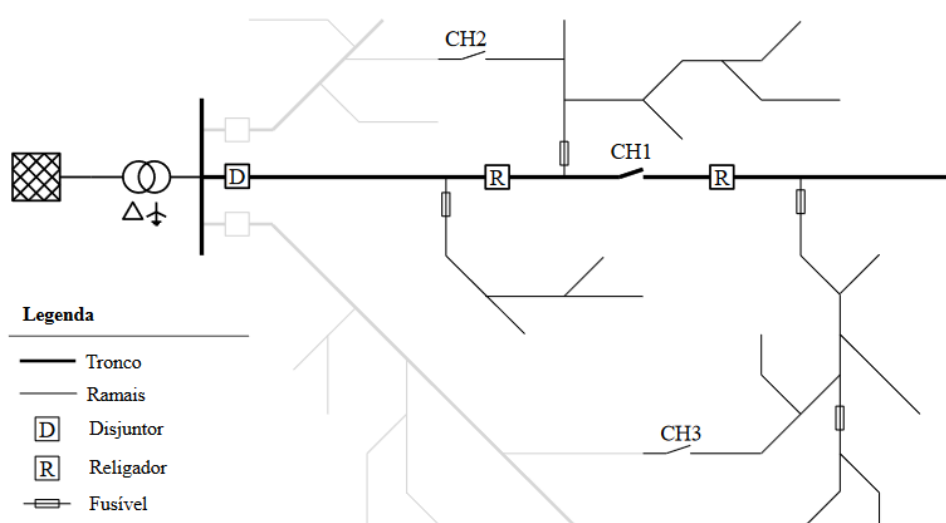
A Resolução Normativa ANEEL nº 1.000/2021 (Regras de Prestação do Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica) é o principal documento regulatório que estabelece os direitos e deveres dos consumidores, bem como outros usuários do serviço de distribuição de energia elétrica, abordando temas como conexão, contratos, tarifa social, medição, faturamento, suspensão, serviço de atendimento (SAC), fornecimento para iluminação pública, ressarcimento de danos, procedimentos irregulares e veículos elétricos. Entrou em vigor em 3 de janeiro de 2022, substituindo a Resolução Normativa nº 414/2010 e outras resoluções anteriores sobre o assunto (ANEEL, 2023).

A resolução Normativa ANEEL nº 956/2021 (Procedimento de Distribuição - Prodist) estabelece os Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - Prodist entrou em vigor em 1º de janeiro de 2022 e substituiu as resoluções anteriores sobre o assunto. O Prodist tem como objetivo normatizar e padronizar as atividades técnicas relacionadas ao funcionamento e desempenho dos sistemas de distribuição de energia elétrica. Ele aborda questões técnicas detalhadas, desde a operação e manutenção dos sistemas até os critérios de planejamento e expansão da rede de distribuição.

2.4 PRÁTICA DE PROTEÇÃO DOS SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Para eliminar ou minimizar os efeitos produzidos pelas correntes de curto-circuito e sobrecarga, é comum utilizar os seguintes equipamentos: religadores automáticos, relés com disjuntores, relés de religamento e relés de sobrecorrente (Vargas, 2018). Em geral, as concessionárias de distribuição de energia elétrica adotam a proteção por sobrecorrente como prática principal em seus alimentadores. Para a proteção por sobrecorrente, são utilizados os seguintes equipamentos: Chave Fusível/Elo Fusível (no início dos ramos), Disjuntor/Relé (nas subestações), Religador (ao longo dos alimentadores principais) e Seccionalizador. Além disso, os religadores podem ser instalados quer em subestações de distribuição ou em circuitos de distribuição, basicamente em circuitos radiais. Esse conceito é ilustrado na Figura 7, que mostra uma típica rede de distribuição radial e seus elementos de proteção.

Figura 7 - Típica rede de distribuição radial e seus elementos de proteção



Fonte: Salgado, 2015.

Na Tabela 1 constam as principais funções dos dispositivos de proteção das redes elétricas de distribuição:

Tabela 1 - Principais funções dos dispositivos de proteção

Função	Descrição
Função 27	Proteção de subtensão
Função 50	Proteção de sobrecorrente instantânea de fase
Função 50N	Proteção de sobrecorrente instantânea de neutro
Função 51	Proteção de sobrecorrente temporizada de fase
Função 51N	Proteção de sobrecorrente temporizada de neutro
Função 59	Proteção de sobretensão
Função 67	Proteção de sobrecorrente direcional de fase
Função 79	Proteção de religamento automático

Fonte: Adaptado de Mamede, 2011.

Vale ressaltar que outras concessionárias de energia elétrica podem adotar práticas de proteção diferentes, mas é comum que os alimentadores de distribuição de energia sejam protegidos principalmente por meio de dispositivos de sobrecorrente.

Dessa forma, e dada a característica radial das redes de distribuição e a simplicidade na condução dos estudos de proteção e ao adequado custo benefício para sua implementação, verifica-se a proteção de sobrecorrente, em termos de funções ANSI 51/51N e 50/50N, apropriadas para prover o correto funcionamento do sistema se o objetivo é estar apto a eliminar a maior parte dos defeitos em redes de distribuição radiais. Para alcançar os objetivos mencionados anteriormente, é crucial que o sistema de proteção atenda a alguns requisitos básicos em termos de desempenho, tais como (ELEKTRO, 2014):

- Sensibilidade: A proteção deve ser suficientemente sensível a defeitos que ocorram no sistema;
- Velocidade: Após o instante da ocorrência do defeito a proteção deve detectar e desligar o trecho no menor tempo possível, obedecendo a um intervalo de tempo preestabelecido;
- Seletividade: O sistema de proteção deve ter a capacidade de selecionar as condições em que devem operar ou não operar, sendo seletivo para faltas permanentes;
- Coordenação: Os equipamentos de proteção dispostos em série devem estar coordenados, ou seja, atuando segundo uma sequência de operação preestabelecida;

- Confiabilidade: O sistema de proteção não deve falhar por dimensionamento inadequado, no caso de defeitos na rede, ou atuar indevidamente sob condições normais de operação e energização;
- Compatibilidade de custo: O sistema de proteção deve possuir equipamentos que garantam o custo-benefício operacional do sistema explorando filosofias de proteção que sejam compatíveis com tais equipamentos.

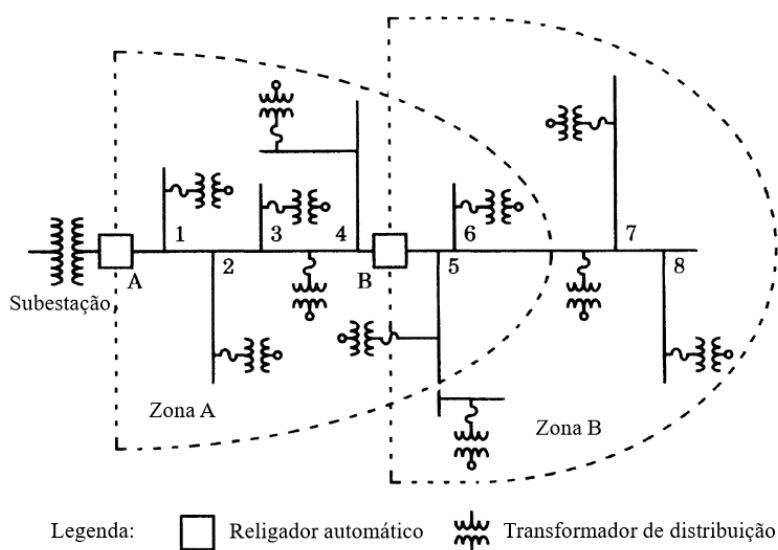
Portanto, a aplicação das filosofias de proteção em sistemas elétricos é bastante defensiva, assegurando que, em caso de falha de um dispositivo de proteção, o dispositivo a montante opere como *backup*. Segundo Mamede (2011), as terminologias utilizadas no contexto de proteção e seletividade são definidas da seguinte forma:

- Sensibilidade: Trata-se da precisão com a qual o elemento de proteção identifica a sua faixa de operação;
- Velocidade: Rapidez de atuação do elemento de proteção, respeitando um tempo mínimo definido, a qual deve proporcionar o menor tempo possível de atuação para que reduza os danos causados ao sistema, evitar um tempo prolongado de subtensão e permitir a resincronização dos motores;
- Seletividade: Capacidade do equipamento de proteção e coordenação mais próximo do defeito de atuar de forma a desconectar e isolar a parte defeituosa do sistema elétrico de modo que a menor parcela possível do sistema seja interrompida;
- Coordenação: Ato de dispor dois ou mais equipamentos de proteção em série, seguindo uma determinada ordem de operação, estabelecida de acordo com uma filosofia e característica dos sistemas a serem protegidos;
- Confiabilidade: Característica do elemento cumprir com segurança e exatidão as funções definidas a ele;
- Proteção Coordenada: Proteção projetada e ajustada que permite o restabelecimento automático em caso de faltas momentâneas e seletivas para as faltas sustentadas;
- Proteção Seletiva: Proteção projetada e ajustada para que, na ocorrência de quaisquer tipos de faltas, o equipamento protetor atue antes do dispositivo protegido, isolando assim o trecho defeituoso.

2.4.1 Seletividade

De acordo com Cotocsk (2007), a seletividade é uma expressão associada ao arranjo dos dispositivos de proteção de forma que somente o elemento em falta seja retirado do sistema, mantendo os demais elementos conectados. Logo, o principal objetivo da seletividade é restringir a interrupção apenas dos componentes do sistema que estão em falta. Sendo assim, a "proteção seletiva" é aquela projetada e ajustada para que, em qualquer tipo de falta, o dispositivo de proteção mais próximo ao local de falta atue, isolando somente o trecho defeituoso, sendo os consumidores afetados diretamente pela falta os únicos interrompidos (CEMIG, 2017). A Figura 8 mostra o diagrama unifilar de um alimentador convencional, onde podem ser verificadas as zonas de proteção para cada equipamento. No entanto, a perda de sensibilidade dos dispositivos de proteção pode influenciar cada uma dessas zonas, devido à redução das contribuições de curto-circuito do alimentador, devido as contribuições de GD.

Figura 8 - Alimentador de distribuição com zonas de proteção



Fonte: Adaptado de Anderson, 1999.

2.4.2 Sensibilidade

Segundo Leão (2009), a sensibilidade é a capacidade do sistema de proteção de identificar uma condição anormal que excede um valor limite ou de *pickup* para a qual inicia uma ação de proteção. Assim, é a capacidade de resposta dentro de uma faixa esperada de ajuste, ou seja, é a capacidade da proteção de responder às anormalidades nas condições de operação e aos curtos-circuitos para os quais foi projetada.

2.4.3 Coordenação

Mamede (2005) define a coordenação como a estratégia usada para garantir a proteção do sistema, pois o sistema de proteção está suscetível a faltas. Por isso, deve existir uma escada de tempo para que, caso o relé de vanguarda falhe, o relé de retaguarda atue. A coordenação envolve a operação de dois ou mais equipamentos de proteção numa sequência determinada previamente, quando ocorre uma falta no sistema (CPFL, 2003). A "proteção coordenada" é aquela projetada e ajustada de tal forma que elimina as faltas temporárias ou intermitentes através do religamento automático do dispositivo de proteção de retaguarda e elimina as faltas permanentes através da operação do dispositivo mais próximo ao ponto de falta (CEMIG, 2017).

O estudo da coordenação é realizado através da superposição das curvas características tempo x corrente, visando definir o tempo mais adequado de ação de cada equipamento. Por isso, para isolar uma falta, é necessário que exista um tempo mínimo de diferença entre os dois relés mais próximos da cadeia de proteção, garantindo a coordenação (Encinas Riveros; José Alejandro, 2023). Este tempo é denominado Tempo de Coordenação (Δt)⁴ e deve obedecer ao seguinte critério:

$$t_{relé\ à\ montante} - t_{relé\ à\ jusante} \geq 0,2\ \text{segundo} \quad (1)$$

A rede de distribuição de energia elétrica conta com uma grande quantidade de equipamentos de proteção ao longo do circuito. Portanto, é essencial empregar a coordenação adequada para evitar a desenergização desnecessária de determinados trechos.

⁴ Nas concessionárias, o Δt comumente utilizado é de 0,2 segundo. A atuação do religador deve ser, no mínimo, 0,2 segundo mais rápida que a do equipamento de proteção da retaguarda, tanto para fase quanto para neutro.

3 METODOLOGIA

A metodologia utilizada para este trabalho será através de uma revisão bibliográfica, estudo de caso e simulações computacionais. Desse modo, foi utilizado o *software* SINAPgrid para facilitar a aplicação dos procedimentos conforme as diferentes abordagens. O SINAPgrid é uma plataforma desenvolvida para auxiliar na análise de redes elétricas, especialmente no planejamento dos sistemas de distribuição. Com essa ferramenta, é possível modelar a rede elétrica de forma integrada e abrangente, incluindo todos os componentes, desde a geração até a carga, permitindo uma representação completa de qualquer topologia (SINAPSIS, 2024). A versão utilizada é original e licenciada, adquirida especificamente para o estudo e planejamento das redes da concessionária. O *software* foi desenvolvido pela Sinapsis, uma empresa de base tecnológica, que foi criada por uma equipe de pesquisadores e engenheiros formados pela Escola Politécnica da Universidade de São Paulo (USP).

Nesta fase, será apresentada a rede elétrica elaborada para o estudo, construída com o uso do *software*. Serão destacadas as características e parâmetros de operação da rede. Ao compreender os desafios associados à integração da geração distribuída, espera-se contribuir para o desenvolvimento de soluções eficazes de proteção de sistemas elétricos, baseadas em critérios de ajustes no estudo de coordenação, seletividade e sensibilidade entre a proteção geral do alimentador e os religadores a jusante. A Figura 9 ilustra a sequência do roteiro desenvolvido.

Figura 9 - Metodologia desenvolvida



Fonte: Autora, 2024.

3.1 SISTEMA ESTUDADO

Para iniciar a modelagem do estudo de caso torna-se necessário conhecer os dados físicos do alimentador, suas características elétricas, dados de equipamentos instalados, filosofia de proteção adotada e as políticas de religamentos automáticos praticadas. Neste estudo de caso, será realizado uma análise dos critérios a serem utilizados na realização de estudos de proteção para equipamentos de redes de distribuição com geração distribuída (GD). Dessa forma, a fim de avaliar o impacto da alta penetração de unidades de geração distribuída (GD) no sistema de proteção do alimentador.

Para isso, será utilizado um alimentador existente, denominado ficticiamente de KIJ-01S5, composto por redes de média e baixa tensão, juntamente com todos os seus possíveis consumidores. Para a alocação da GD, foi considerado um caso específico onde a GD está localizada no alimentador com maior impacto identificado.

Para a modelagem do circuito, foram utilizados dados reais extraídos do banco de dados de uma base georreferenciada de uma concessionária de energia brasileira. Com o auxílio da ferramenta de simulação SINAPGrid, buscou-se identificar possíveis perdas de coordenação, seletividade e sensibilidade da proteção dos religadores envolvidos. Os resultados das simulações serão apresentados através de coordenogramas de proteção, utilizando os valores de corrente com a GD conectada ao sistema, com o objetivo de identificar os problemas e propor soluções visando mitigar estes impactos.

3.2 DADOS DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO

Para o estudo de caso foi utilizado um alimentador real como ambiente de simulação. O alimentador em questão é composto por 931 pontos geográficos (PGs)⁵ e atende a 6.663 clientes, dos quais 1.645 possuem geração distribuída (GD). A demanda máxima registrada é de 11,8 MW, com uma extensão total da rede de 39,237 km, aproximadamente 142 transformadores em operação e tensão na rede de média tensão de 13,8 kV.

A Tabela 2 apresenta as informações sobre a potência da GD (MMGD) em megavolt-ampères (MVA) no alimentador sob estudo, das unidades consumidoras (UCs) e a geração média por unidade consumidora:

⁵ Pontos geográficos (PGs) referem-se a todos os postes da rede elétrica, que servem como referências para a localização e o mapeamento das infraestruturas de distribuição.

Tabela 2 - MMGD no alimentador

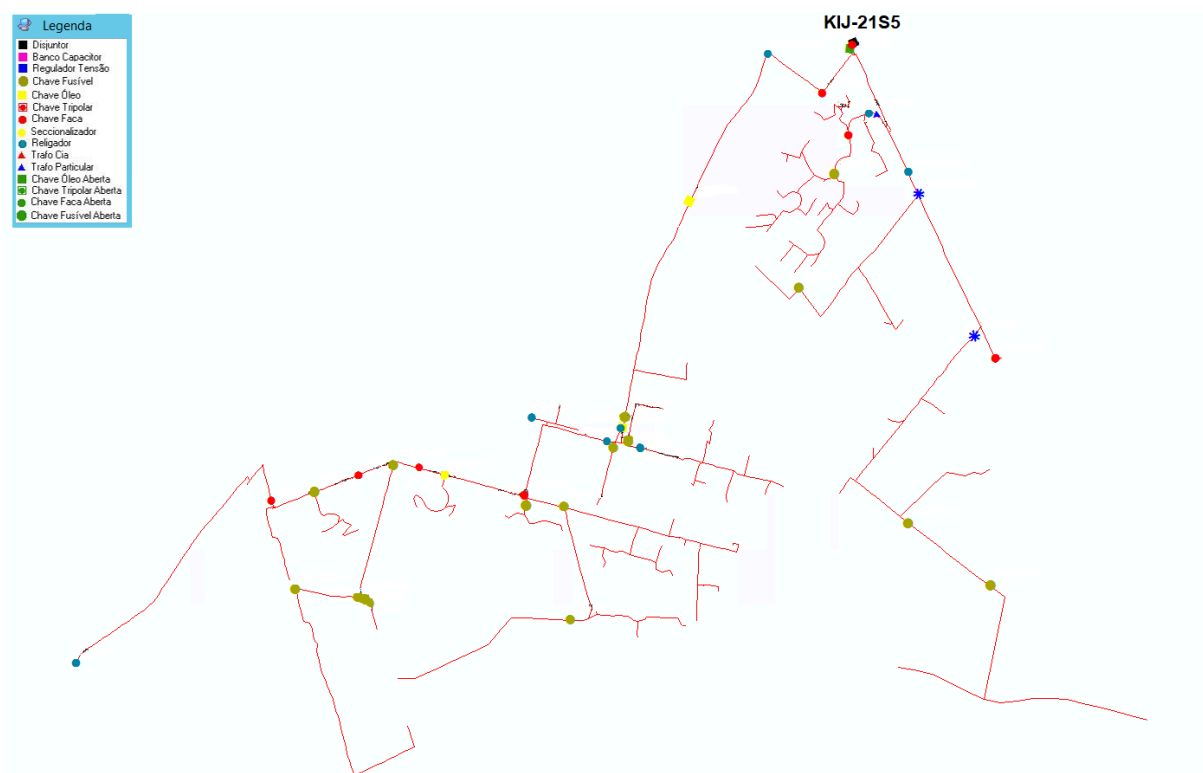
BARRA	ALIMENTADOR	MMGD[MVA]	UCs COM MMGD	kW/UC
KIJ-02T2	KIJ-01S5	11,80	1645	7,17

Fonte: Elaboração própria com fonte do SINAPgrid.

No estudo de caso realizado para investigar o impacto das perdas de coordenação, seletividade e sensibilidade, foi utilizado o religador KIJ-21S5 da rede de distribuição, juntamente com toda a sua zona de proteção. Esse religador está situado na extremidade inicial da rede de distribuição.

A topologia da rede de média tensão (13,8 kV) pode ser visualizada na Figura 10:

Figura 10 - Rede de distribuição e seus elementos



Fonte: Autora, 2024.

Os níveis de curto-circuito trifásico e fase-terra simétricos na subestação deste alimentador são de 5456 A e 5837 A.

A Tabela 3 apresenta um comparativo dos valores de curto-circuito trifásico e fase-terra simulados na barra de 13,8 kV da subestação KIJ, com e sem a geração.

Tabela 3 - Níveis de curto-circuito com e sem geração na subestação

Tipo de Falta	Sem Geração (A)	Com Geração (A)
Trifásico	5456	5950
Fase-terra	5837	6331

Fonte: Elaboração própria com fonte do SINAPgrid.

A Tabela 4 apresenta os ajustes dos relés de fase, neutro e neutro sensível que dão comando de abertura no religador de saída da subestação, KIJ-01S5.

Tabela 4 - Ajustes dos relés de fase, neutro e neutro sensível do religador KIJ-21S5

RTC	AJUSTES DE FASE			AJUSTES DE NEUTRO				NEUTRO SENSÍVEL		
	Unid. Temporizada TAP (A) ⁷	DIAL ⁸	CURVA	Unid. Instantânea	Unid. Temporizada TAP (A)	DIAL	CURVA	Unid. Instantânea ⁶	TAP (A)	Tempo (s)
600/5	3,8	0,16	MI IEC ⁹	31	0,6	0,3	NI IEC	16	0,1	10

Fonte: Autora, 2024.

⁶ **Unidade de Sobrecorrente Instantânea:** Dispositivo de proteção que atua imediatamente ao detectar correntes excessivas, como em casos de altas correntes de curtos-circuitos. Sua resposta rápida, sem retardo, é essencial para isolar rapidamente a falha, protegendo o sistema elétrico e prevenindo danos maiores.

⁷ **TAP (Tap Setting):** É o ajuste da corrente nominal do relé de proteção (valor secundário).

⁸ **DIAL (Time Multiplier Setting - TMS):** É o ajuste que modifica o tempo de operação do relé após ser atingido o valor de corrente definido pelo TAP. O DIAL ajusta o tempo de retardo antes da atuação do relé, permitindo coordenação com outras proteções no sistema.

⁹ **Curvas MI IEC, NI IEC e EI IEC:** São curvas de tempo-corrente usadas em relés de proteção da norma IEC.

A Tabela 5 exibe os ajustes de sobrecorrente de fase, neutro e neutro sensível parametrizados nos religadores de linha instalados ao longo da rede de distribuição.

Tabela 5 - Dados dos religadores de linha instalados no alimentador KIJ-01S5

RL	AJUSTES DE FASE			AJUSTES DE NEUTRO				NEUTRO SENSÍVEL		
	Unid. Temporizada TAP (A)	DIAL	Unid. Instantânea CURVA	Unid. Temporizada TAP (A)	DIAL	Unid. Instantânea CURVA	Unid. Instantânea	TAP (A)	Tempo (s)	
S1	410	0,1	T Def	0	54	0,1	T Def	0	9	2
R2	400	0,07	MI IEC ¹⁰	2300	60	0,2	NI IEC ¹¹	950	9	9
R3	120	0,15	MI IEC	2400	54	0,23	EI IEC ¹²	1620	10	9,5
S4	220	0,05	T Def	0	24	0,05	T Def ¹³	0	9,6	2
R5	140	0,1	MI IEC	4200	54	0,23	EI IEC	1620	8	8

Fonte: Autora, 2024.

A Tabela 6 detalha a política de religamentos automáticos, incluindo a sequência de operação e os tempos de religamento implementados para cada equipamento.

Tabela 6 - Religamentos automáticos dos religadores de linha

Religador	Nº Total de Aberturas	Sequência de Operação	Tempos de Religamento (s)		
			1º	2º	3º
S1	1	Não há	-	-	-
R2	3	4	5	15	20
R3	3	4	5	15	20
S4	1	Não há	-	-	-
R5	3	4	5	15	20

Fonte: Autora, 2024.

¹⁰ **MI IEC:** Curva Muito Inversa IEC.

¹¹ **NI IEC:** Curva Normal Inversa IEC.

¹² **EI IEC:** Curva Extremamente Inversa IEC.

¹³ **Tempo Definido:** Refere-se a uma característica de operação de relés em que o tempo de resposta é fixo, para um valor de corrente ajustado, e não varia com o aumento da corrente de falta.

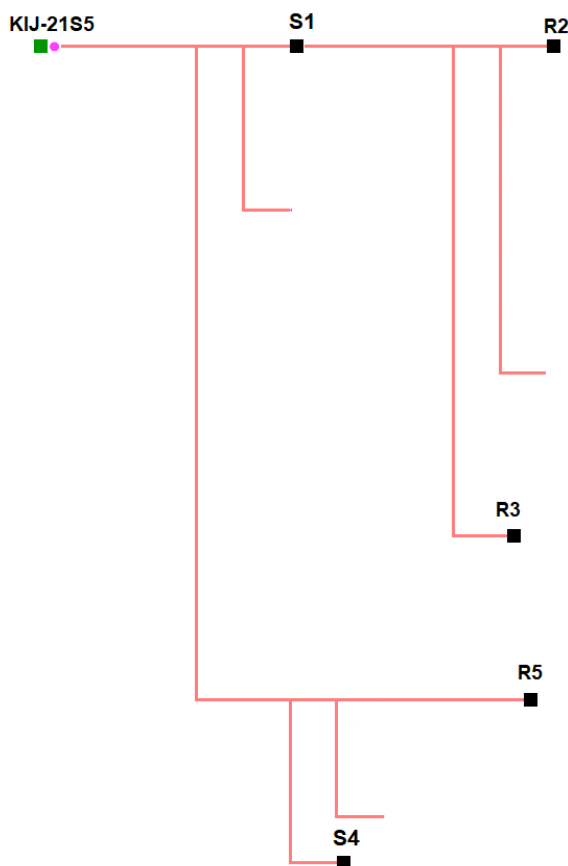
3.3 MODELAGEM E SIMULAÇÕES DO ALIMENTADOR KIJ-01S5

Para a modelagem do estudo de caso, foram utilizadas orientações técnicas estabelecidas pelas concessionárias brasileiras, conforme apresentado no Anexo A. Esses critérios atualizados são aplicados nos estudos de proteção para equipamentos em redes de distribuição.

No contexto deste estudo de caso, foi utilizado o *software* SINAPgrid para modelar e executar as simulações, onde os dados reais do alimentador poderão ser confrontados considerando a presença da Geração Distribuída (GD) e ainda avaliados os efeitos sobre a proteção por meio de representações gráficas dos coordenogramas de proteção.

Na Figura 11, mostra o diagrama unifilar do alimentador, destacando os principais religadores instalados:

Figura 11 - Diagrama unifilar do alimentador



Fonte: Autora, 2024.

3.4 ESTUDO DE PROTEÇÃO NA REDE DE DISTRIBUIÇÃO COM A GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

3.4.1 Elaboração do estudo de proteção geral do alimentador

Para a análise do estudo no religador do alimentador KIJ-01S5, os ajustes atuais do equipamento são apresentados na Tabela 7.

Tabela 7 - Ajustes do religador KIJ-21S5

RTC	AJUSTES DE FASE			AJUSTES DE NEUTRO				NEUTRO SENSÍVEL		
	Unid. Temporizada TAP (A)	DIAL	Unid. Instantânea CURVA	Unid. Temporizada TAP (A)	DIAL	Unid. Instantânea CURVA	Unid. Temporizada TAP (A)	Unid. Instantânea CURVA	TAP (A)	Tempo (s)
600/5	3,8	0,16	MI IEC	31	0,6	0,3	NI IEC	16	0,1	10

Fonte: Autora, 2024.

O Apêndice A.1 apresenta as correntes de carga medidas ao longo de um dia, divididas em intervalos de uma hora no religador KIJ-21S5. Esses dados foram utilizados para definir os pickups dos religadores do alimentador.

Logo, o maior valor da corrente de carga registrado foi de 379,173 A, ocorrido no intervalo das 21:00 às 22:00 horas. Como o *pickup* de fase já se encontra superior à corrente de carga máxima, conclui-se que o primeiro critério já está sendo atendido.

$$I_{Pickup, 51F} > \text{Corrente de carga}$$

$$456 \text{ A} > 374,173 \text{ A}$$

Além disso, o cabo coberto XLPE AL com bitola 185 mm² possui capacidade de corrente nominal de 438 A e capacidade de condução admissível em 481,8 A. Ainda, a subestação pode ser ajustada com um *pickup* no limite da corrente admissível, por isso o *pickup* do religador KIJ-21S5 da subestação foi ajustado em 456 A. Como atende a todos os critérios, será mantido.

Já, o novo ajuste da função temporizada de neutro (51N) foi modificado para possibilitar a seletividade com os elos de 25K/15K/10K. Ademais, foi evitado que as curvas de fase e neutro se cruzem.

A unidade instantânea deve ser ajustada para operar para qualquer defeito que ocorra na zona protegida pelo disjuntor (Mamede, 2011). No caso do religador KIJ-21S5, a unidade instantânea de fase deve atuar para qualquer corrente de defeito trifásica ou bifásica¹⁴ até o religador R5 (religador mais próximo). Para a unidade instantânea de neutro utiliza-se o valor de curto-circuito fase-terra. No entanto, as unidades instantâneas de fase e neutro não estão sensíveis aos níveis de curto-circuito trifásico e fase-terra considerando a corrente de curto-circuito com a contribuição de Geração Distribuída (GD) no alimentador.

Contudo, ao longo do estudo o religador R5 terá sua função modificada para seccionalizador¹⁵. Assim, a unidade instantânea do religador KIJ-21S5 passará a atuar para qualquer corrente de defeito até o religador R2 (depois de R5 é o religador mais próximo), já que o religador S1 é um seccionalizador.

Dessa forma, a corrente de ajuste da unidade instantânea de fase do religador da subestação deve ser superior à corrente de curto-circuito trifásica no ponto de instalação do religador de distribuição (Mamede, 2011).

Para fase:

$$I_{Pickup, 50F} \leq (\text{Curto-circuito trifásico no religador R2}) \times 1,2 / \text{RTC}$$

$$I_{Pickup, 50F} \leq 3293 \text{ A} \times 1,2 / 120$$

$$I_{Pickup, 50F} \leq 32,9 \text{ A (valor secundário)}$$

Para neutro:

$$I_{Pickup, 50N} \leq (\text{Curto-circuito fase-terra no religador R2}) \times 1,2 / \text{RTC}$$

¹⁴ As unidades instantâneas dos relés de fase e neutro não deverão ser sensíveis aos curtos-circuitos localizados após o primeiro religador de proteção instalado a jusante. Entretanto, podem ser ajustadas para atuar em curtos-circuitos bifásicos e trifásicos próximos ao primeiro equipamento de proteção a jusante para fases, bem como em curtos-circuitos fase-terra para neutro.

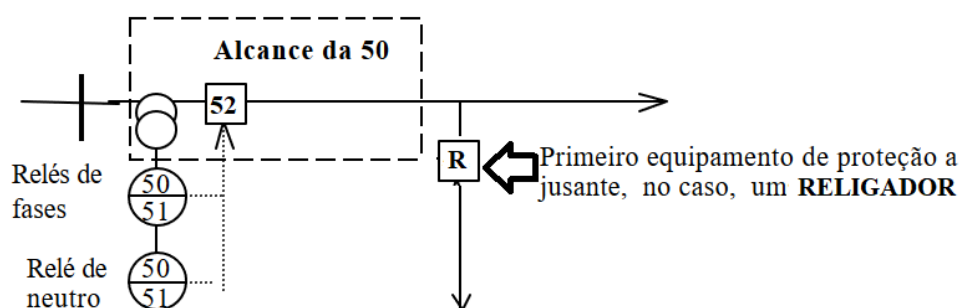
¹⁵ Os religadores com função de seccionalizador serão denominados, a partir deste ponto no trabalho, como Seccionalizador contando as operações de abertura do religador de retaguarda. Quando o número de contagem, previamente ajustado, for atingido, então o seccionalizador abre o circuito, com o mesmo já desenergizado pelo religador de retaguarda.

$$I_{Pickup, 50N} \leq 1085 \text{ A} \times 1,2 / 120$$

$$I_{Pickup, 50N} \leq 10,9 \text{ A (valor secundário)}$$

Logo, os ajustes de sobrecorrente instantâneos do religador KIJ-21S5 (50F/50N) não irão alcançar a zona de proteção dos equipamentos que operam como religadores a jusante, como demonstrado na Figura 12.

Figura 12 - Alcance máximo da unidade instantânea



Fonte: Autora, 2024.

Não havia medição de neutro disponível no alimentador e considerando a possibilidade de instalação de religadores na rede, o *pickup* da 51NS do alimentador foi definido em 12 A, conforme recomendado pela orientação técnica da concessionária apresentada no Anexo A.

$$I_{Pickup, 51NS} \text{ do Alimentador} = 12 \text{ A}$$

$$\text{Tempo definido da 51NS do Alimentador} = 10 \text{ s}$$

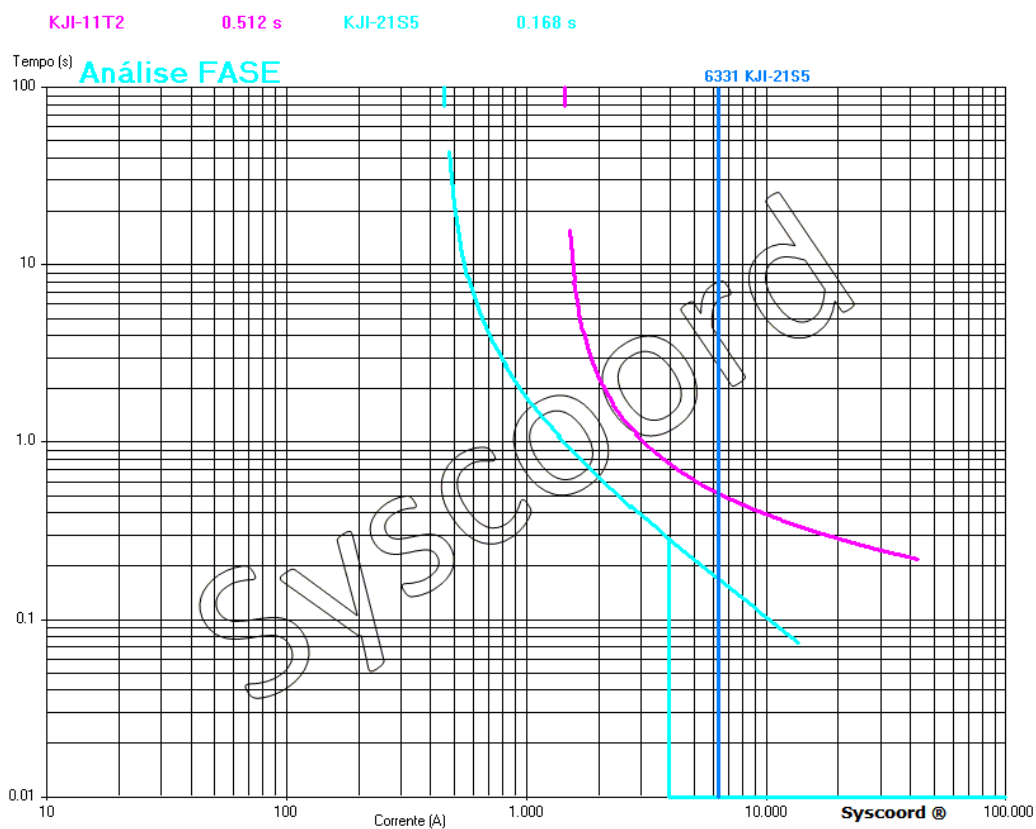
Sendo assim, as premissas para a determinação da coordenação das curvas de proteção do KIJ-11T2 (Disjuntor de proteção geral da subestação do lado de 69 kV, que também é proteção do transformador) e KIJ-21S5 (Proteção geral do alimentador) levaram em consideração os dados de entrada apresentados na Figura 13 para a parametrização do estudo de proteção.

Figura 13 - Coordenação das curvas do disjuntor KIJ-11T2 e do religador KIJ-21S5

(a) Ajustes das proteções de fase (51F)

Icc (A) --->>	6331		
Local --->>	KJI-21S5		
Descrição	Curva 1	Curva 2	
Equipamento	KJI-11T2	KJI-21S5	
RTC	240	120	
Modelo I x t	Relé Digital	Relé Digital	
Tap (A)	6	3.8	
TMS	0.11	0.16	
Curva	NI IEC	MI IEC	
Add Curva	0	0	
Tap Inst. (A)	0	32.9	
Tempo Inst.		0.01	
Pick-up (A)	1440	456	
Instant. (A)	desligado	3948	
Múltiplo 51	4.40	13.88	
50		1.60	
Tempo (s)	0.512	0.168	0.010
Seletividade (s) 51/51 ----->>	0.345		
51/50 ----->>	0.502		

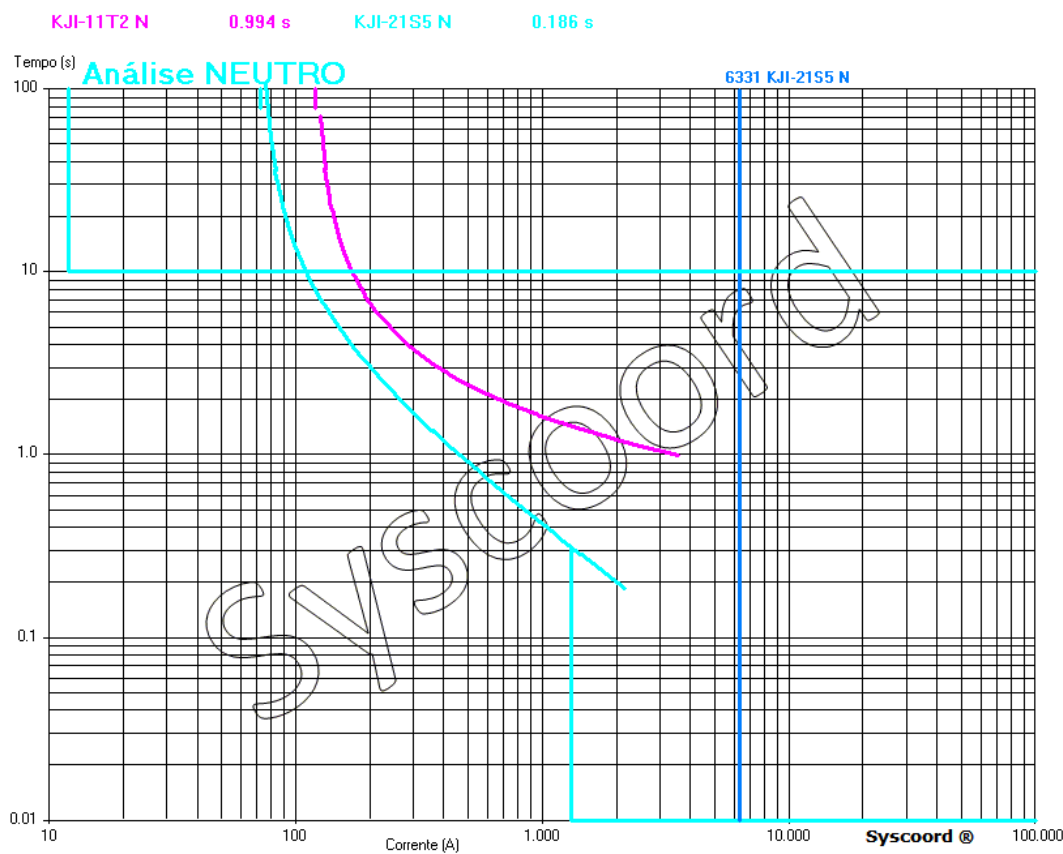
(b) Coordenograma com as curvas das unidades 51 de fase (51F)



(c) Ajustes das proteções de neutro (51N)

Icc (A) ---->	6331		
Local ---->	KJI-21S5 N		
Descrição	Curva 1	Curva 2	
Equipamento	KJI-11T2 N	KJI-21S5 N	
RTC	240	120	
Modelo I x t	Relé Digital	Relé Digital	
Tap (A)	0.5	0.6	
TMS	0.5	0.4	
Curva	NI IEC	MI IEC	
Add Curva	0	0	
Tap Inst. (A)	0	10.9	
Tempo Inst.		0.01	
Pick-up (A)	120	72	
Instant. (A)	desligado	1308	
Múltiplo 51	52.76	87.93	
50		4.84	
Tempo (s)	0.994	0.186	0.010
Seletividade (s) 51/51 ---->	0.808		
51/50 ---->	0.984		

(d) Coordenograma com as curvas das unidades 51 de neutro (51N)



Para ajustar a função temporizada de neutro (51N) e possibilitar a seletividade com os elos de 25K/15K/10K, foi utilizada, preferencialmente, a curva IEC muito inversa (dial 0,4) nos ajustes do religador, mantendo o ajuste do pickup em 72 A (valor primário).

Dessa forma, na concessionária o intervalo de coordenação utilizado para coordenação entre os relés é de no mínimo 0,3 segundo. Observa-se no coordenograma da Figura 13a que o intervalo de coordenação foi de 0,345 segundo para fase e na Figura 13c o intervalo foi de 0,808 segundo para neutro.

Sendo assim, na Figura 13b e 13d observam-se que as operações estão coordenadas. De acordo com as curvas, pode-se assegurar que o religador KIJ-21S5 irá atuar depois do disjuntor KIJ-11T2, promovendo seletividade entre as operações. Toda a coordenação de fase foi elaborada considerando o valor máximo de curto-circuito da subestação, que é o curto-circuito fase-terra de 6331 A, incluindo a contribuição da geração distribuída. Na Figura 13c mostra-se que houve uma melhoria significativa da sensibilidade para o curto-circuito fase-terra.

Além disso, os ajustes do relé associado ao disjuntor KIJ-11T2 também não foram modificados, tendo em vista que estes foram definidos, junto com os do relé do disjuntor do lado 69 kV, sobretudo para proteger o transformador contra danos térmicos e mecânicos.

Como apresentado na Tabela 8 abaixo, estão as novas configurações e parâmetros para o religador KIJ-21S5 da subestação.

Tabela 8 - Novos ajustes do religador KIJ-21S5

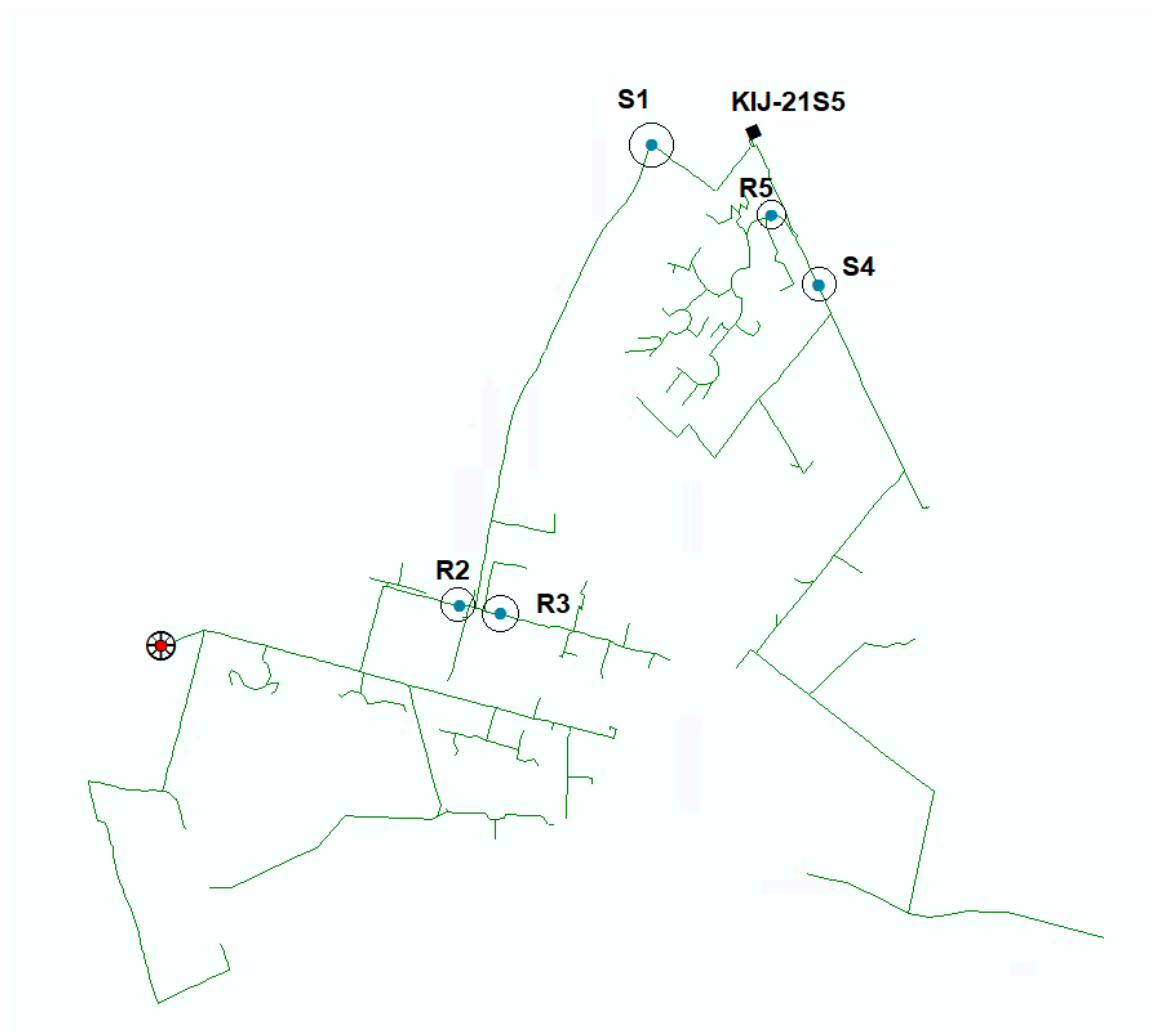
RTC	AJUSTES DE FASE			AJUSTES DE NEUTRO				NEUTRO SENSÍVEL		
	Unid. Temporizada TAP (A)	DIAL	CURVA	Unid. Instantânea	Unid. Temporizada TAP (A)	DIAL	CURVA	Unid. Instantânea	TAP (A)	Tempo (s)
600/5	3,8	0,16	MI IEC	32,9	0,6	0,4	MI IEC	10,9	0,1	10

Fonte: Autora, 2024.

3.4.2 Elaboração dos estudos de proteção dos religadores de linha do alimentador

A Figura 14 apresenta os locais dos religadores instalados ao longo do alimentador em estudo. Foram realizados quatro estudos para analisar a coordenação e seletividade dos equipamentos em diferentes ramais. No primeiro ramal estão instalados os religadores S1 e R2; no segundo S1 e R3; no terceiro S4; no quarto R5.

Figura 14 - Religadores instalados ao longo do alimentador



Fonte: Autora, 2024.

Para todos os estudos, foram considerados os critérios estabelecidos pela concessionária apresentados no Anexo A. Para a análise do primeiro estudo, os ajustes atuais dos equipamentos estão apresentados na Tabela 9:

Tabela 9 - Ajustes dos religadores S1 e R2

RL	AJUSTES DE FASE				AJUSTES DE NEUTRO				NEUTRO SENSÍVEL	
	PICKUP (A)	Unid. Temporizada DIAL	Unid. Temporizada CURVA	Unid. Instantânea	PICKUP (A)	Unid. Temporizada DIAL	Unid. Temporizada CURVA	Unid. Instantânea	PICKUP (A)	Tempo (s)
S1	410	0,1	T Def	0	54	0,1	T Def	0	9	2
R2	400	0,07	MI IEC	2300	60	0,2	NI IEC	950	9	9

Fonte: Autora, 2024.

4 RESULTADOS E DISCUSSÕES

Sendo assim, as premissas para a determinação da coordenação das curvas de proteção dos religadores S1 e R2 levaram em consideração os dados de entrada apresentados no Quadro 1 para o dimensionamento do primeiro estudo.

Quadro 1 - Dados de entrada dos religadores KIJ-21S5, S1 e R2

		1° Proteção	SECC 1	2° Proteção
Dados de entrada	Placa/Confiabilidade	<i>KIJ-21S5</i>	<i>S1</i>	<i>R2</i>
	Estudo novo	<i>sim</i>	<i>sim</i>	<i>sim</i>
	Icc máx 3F no ponto	<i>5.950</i>	<i>4.670</i>	<i>3.230</i>
	Icc máx FT Franco no ponto	<i>6.331</i>		<i>1.085</i>
	Icc mín 2F no final da zona	<i>2.852</i>	<i>2.852</i>	<i>1.227</i>
	Icc mín FT no final da zona	<i>199</i>	<i>199</i>	<i>179</i>
	Icarga	<i>374</i>	<i>130</i>	<i>67</i>
	Considerar Cabo	<i>sim</i>		<i>sim</i>
	Limite em Amperes do pior Cabo	<i>481,8</i>		<i>149</i>
	Curva Rápida	<i>não</i>		<i>não</i>
	Qtd. Religamentos?	<i>3</i>		<i>3</i>

Fonte: Autora, 2024.

O Apêndice A.2 mostra as correntes de carga medidas ao longo de um dia, divididas em intervalos de uma hora, no religador S1 que opera como seccionizador. O maior valor da corrente de carga máxima registrada foi de 129,948 A, ocorrido no intervalo das 19:00 às 20:00 horas.

Como o *pickup* de fase já está superior à corrente de carga máxima. O seccionizador S1, ajustado com curva de tempo definido, foi parametrizado com uma diferença mínima de 0,9x entre os *pickups* de fase (51F) e neutro (51N).

Além disso, segundo a Concessionária, o cabo coberto XLPE AL com bitola 185 mm² possui capacidade de corrente nominal de 438 A. Conforme a orientação técnica, o religador pode ser ajustado com um *pickup* no limite da corrente nominal, portanto, o valor será mantido em 410 A. Logo, os critérios foram atendidos conforme apresentado no Quadro 2.

O Apêndice A.3 apresenta as correntes de carga medidas ao longo de um dia, divididas em intervalos de uma hora do religador R2. Sendo assim, o maior valor da corrente de carga máxima registrada foi de 67,232 A, ocorrido no intervalo das 19:00 às 20:00 horas.

O religador R2 é um equipamento que já está ajustado com curvas, por isso ele foi parametrizado com uma diferença mínima de 0,9x entre os *pickups*, tanto de fase (51F) quanto de neutro (51N). No entanto, segundo a Concessionária, o cabo coberto AL XLPE/PROT 35 mm² possui uma capacidade de corrente nominal de 149 A, que é o limite em Amperes do pior cabo considerando o final da zona. Ainda, segundo a orientação técnica, o religador pode ser ajustado com um *pickup* no limite da corrente nominal, portanto, o valor foi modificado para um *pickup* de fase de 149 A.

Além disso, o ajuste de fase e neutro também devem ser sensíveis aos níveis de curto-circuito bifásico e fase-terra mínimo (considerando resistência de falta de 40 Ω ¹⁶ no final da zona de abrangência do religador). No entanto, as unidades instantâneas de fase e neutro não estão sensíveis aos níveis de curto-circuito bifásico e fase-terra mínimo.

Portanto, os resultados dos cálculos são detalhados no Apêndice B. O Quadro 2 apresenta um resumo dos cálculos realizados, conforme os critérios estabelecidos pela concessionária no Anexo A.

Quadro 2 - Resultado dos critérios estabelecidos para os religadores S1 e R2

Critérios	Fase	INSTANTÂNEO	1) 50F (AL ¹⁷) > CC Trifásico no ponto ?	zona 50F	ok
		SENSIBILIDADE	2) 51F (RL ¹⁸) < CC ¹⁹ Bifásico / 1,2	2.377	1.230
		SELETIVIDADE	3) 51F (RL) < 0,9 x 51F (AL)	410	410
		CARGA	4) 51F (RL) > Corrente no RL	130	67
		SELETIVIDADE	5) 51F (RL) < (51F(ret) - (I da ret - I no RL))		149
		Capac. Interrupção	6) Icc no ponto < Capacidade interrupção RL	12.500	12.500
		Inominal max	7) 51F (RL) < Inominal RL	600	600
		Limite de Cabo	8) 51F < Inominal cabo		149
	Neutro	INSTANTÂNEO	1) 50N (AL) > CC Fase Terra no ponto ?	ok	ok

¹⁶ Padronizado pela concessionária.

¹⁷ AL: Alimentador.

¹⁸ RL: Religador.

¹⁹ CC: Curto-circuito.

		SENSIBILIDADE	2) 51N (RL) < CC fase terra / 1,2	166	149
		SELETIVIDADE	3) 51N (RL) < 0,9 x 51N (Retaguarda)	65	65
	51NS	Corrente	1) I 51NS < 0,9 x I sef Ret. e no min 2A	11	10
		Tempo definido	2) Tempo def. 51NS < Tempo Retaguarda - 500ms		9,5

Fonte: Autora, 2024.

Outrossim, vale salientar que foi considerada a resistência mínima de falta de 5 Ω no religador R2 para o curto-circuito fase-terra de 1085 A. Além disso, para o ajuste de neutro foi modificado a curva preferencial IEC NI para a curva IEC MI para garantir a seletividade com a curva do elo fusível de 25K e o intervalo de tempo superior a 0,20 segundo entre as curvas considerando os novos ajustes parametrizados para o alimentador, como desenvolvido na Tabela 10 abaixo:

Tabela 10 - Novos ajustes dos religadores S1 e R2

RL	AJUSTES DE FASE			AJUSTES DE NEUTRO				NEUTRO SENSÍVEL		
	Unid. Temporizada PICKUP (A)	DIAL	CURVA	Unid. Instantânea	Unid. Temporizada PICKUP (A)	DIAL	CURVA	Unid. Instantânea	PICKUP (A)	Tempo (s)
S1	410	0,1	T Def	0	60	0,1	T Def	0	10	2
R2	149	0,17	MI IEC	1000	60	0,22	MI IEC	120	10	9

Fonte: Autora, 2024.

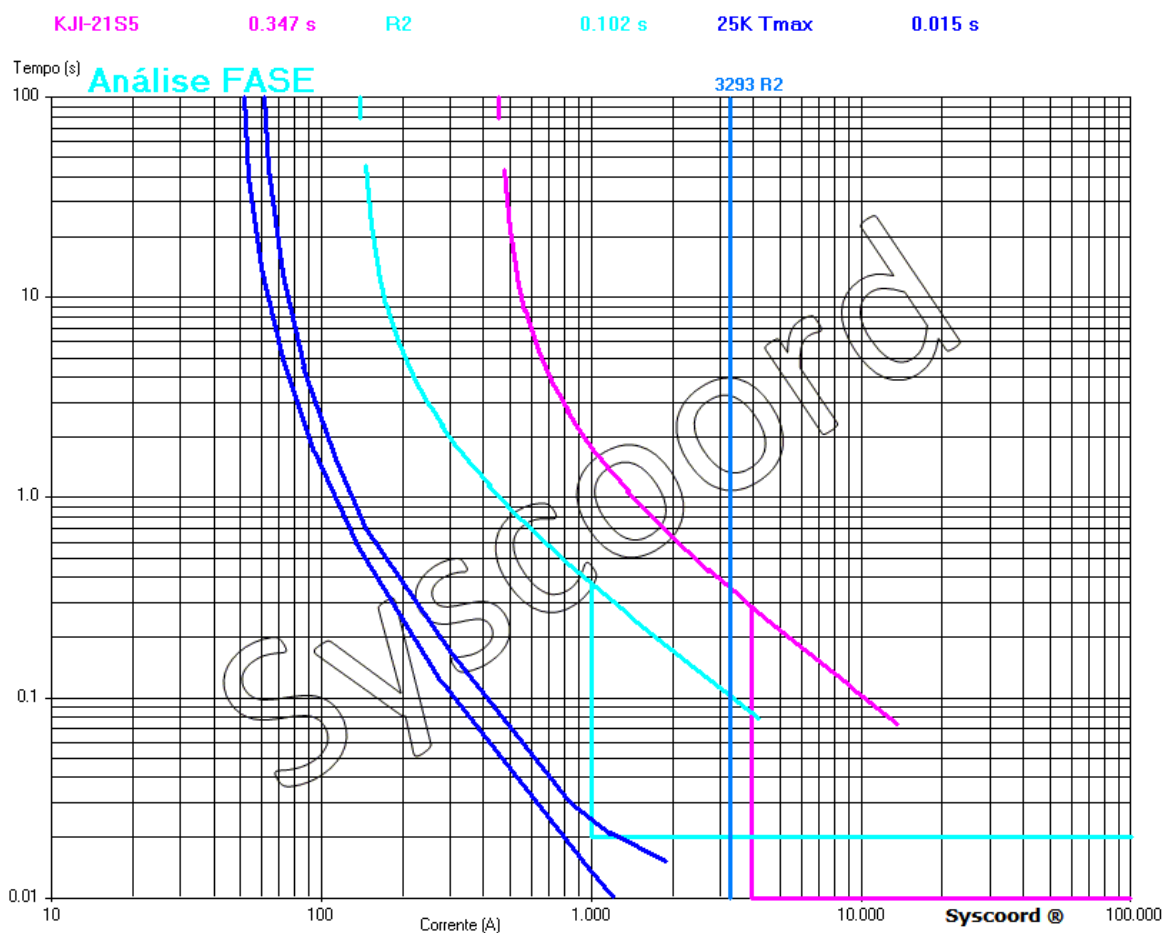
Com base nas premissas, nos valores de corrente de curto-circuito da Tabela 10, foi determinada a coordenação das curvas de proteção de sobrecorrente de fase e neutro dos relés do alimentador e R2 como mostrado nas Figuras 15a e 15b, respectivamente.

Figura 15 - Coordenação das curvas dos religadores KJI-21S5 e R2

(a) Ajustes das proteções de fase (51F)

Icc (A) --->>	3293		
Local --->>	R2		
Descrição	Curva 1	Curva 2	Curva 3
Equipamento	KJI-21S5	R2	25K Tmax
RTC	120	1	
Modelo I x t	Relé Digital	Relé Digital	25K Tmax
Tap (A)	3.8	149	1
TMS	0.16	0.170	
Curva	MI IEC	MI IEC	
Add Curva	0	0	
Tap Inst. (A)	32.9	1000	
Tempo Inst.	0.01	0.02	
Pick-up (A)	456	140	1
Instant. (A)	3948	1000	desligado
Múltiplo 51	7.22	23.52	
50	0.83	3.29	
Tempo (s)	0.347	0.102 0.020	0.015
Seletividade (s) 51/51 ----->	0.245	0.087	
51/50 ----->	0.327	0.005	

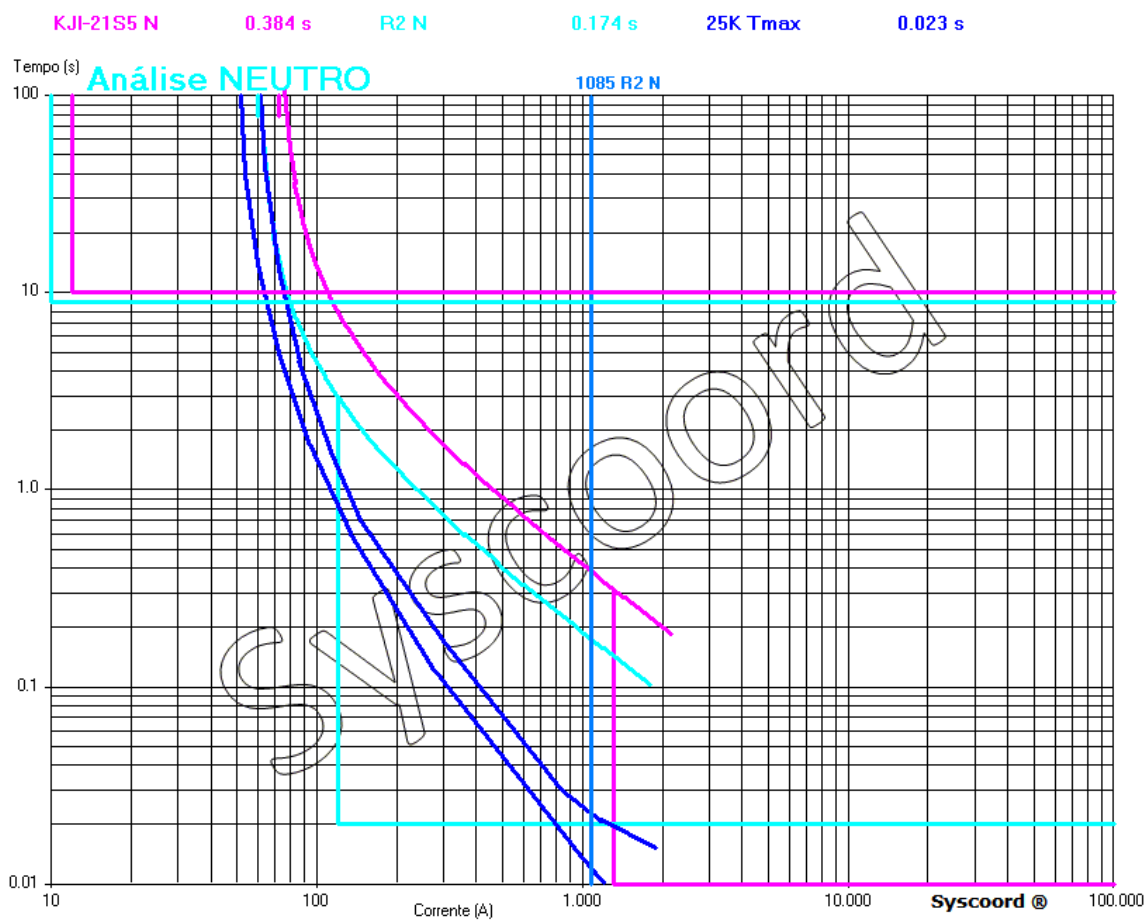
(b) Coordenograma com as curvas das unidades (51F)



(c) Ajustes das proteções de neutro (51N)

Icc (A) --->>	1085		
Local --->>	R2 N		
Descrição	Curva 1	Curva 2	Curva 3
Equipamento	KJI-21S5 N	R2 N	25K Tmax
RTC	120	1	
Modelo I x t	Relé Digital	Relé Digital	25K Tmax
Tap (A)	0.6	60	1
TMS	0.4 <input type="text" value="+ -"/>	0.22 <input type="text" value="+ -"/>	
Curva	MI IEC	MI IEC	
Add Curva	0	0	
Tap Inst. (A)	10.9	120	
Tempo Inst.	0.01	0.02	
Pick-up (A)	72	60	1
Instant. (A)	1308	120	desligado
Múltiplo 51	15.07	18.08	
50	0.83	9.04	
Tempo (s)	0.384	0.174 0.020	0.023
Seletividade (s) 51/51 ----->>	0.210	0.151	
51/50 ----->>	0.364	-0.003	

(d) Coordenograma com as curvas das unidades (51N)



Para o tempo de coordenação da proteção de fase, a atuação do religador R2 está 0,245 segundo mais rápida que o equipamento de proteção de retaguarda, que é o religador KIJ-21S5, em todos os pontos da curva, desde o maior até o menor nível de curto-circuito. Da mesma forma, para o neutro, a atuação do religador é 0,210 segundo mais rápida que o equipamento de proteção de retaguarda, que é o religador KIJ-21S5.

Logo, nos coordenogramas das Figura 15b e 15d, os ajustes propostos possuem seletividade com a curva do elo fusível de 25K, tanto para fase quanto para neutro. Além disso, foi evitado que as curvas de fase e neutro se cruzassem, e a proteção de neutro fosse mais rápida que a de fase.

Já para a análise do segundo estudo, os seguintes ajustes atuais dos equipamentos são apresentados na Tabela 11:

Tabela 11 - Ajustes do religador R3

RL	AJUSTES DE FASE				AJUSTES DE NEUTRO				NEUTRO SENSÍVEL	
	Unid. Temporizada PICKUP (A)	DIAL	CURVA	Unid. Instantânea	Unid. Temporizada PICKUP (A)	DIAL	CURVA	Unid. Instantânea	PICKUP (A)	Tempo (s)
R3	120	0,15	MI IEC	2400	54	0,23	EI IEC	1620	10	9,5

Fonte: Autora, 2024.

Sendo assim, as premissas para a determinação da coordenação das curvas de proteção do religador R3 levaram em consideração os dados de entrada apresentados no Quadro 3 para o dimensionamento do segundo estudo.

Quadro 3 - Dados de entrada dos religadores KIJ-21S5 e R3

		1° Proteção	2° Proteção
Dados de entrada	Placa/Confiabilidade	<i>KIJ-21S5</i>	<i>R3</i>
	Estudo novo	<i>sim</i>	<i>sim</i>
	Icc máx 3F no ponto	<i>5.950</i>	<i>3.230</i>
	Icc máx FT Franco no ponto	<i>6.331</i>	<i>1.074</i>
	Icc mín 2F no final da zona	<i>2.775</i>	<i>1.978</i>
	Icc mín FT no final da zona	<i>199</i>	<i>187</i>
	Icarga	<i>374</i>	<i>125</i>

	Considerar Cabo	<i>sim</i>	<i>sim</i>
	Limite em Amperes do pior Cabo	481,8	140
	Curva Rápida	<i>não</i>	<i>não</i>
	Qtd. Religamentos?	3	3

Fonte: Autora, 2024.

O Apêndice A.4 apresenta as correntes de carga medidas no ramal de R3 ao longo de um dia, divididas em intervalos de uma hora. Logo, o maior valor de corrente de carga registrado foi de 125,316 A, ocorrido no intervalo das 19:00 às 20:00 horas. No entanto, o *pickup* de fase não está superior à corrente de carga máxima. Para atender ao critério, foi alterado o valor do *pickup* de fase de 120 A para 140 A.

Outrossim, vale salientar que foi considerada a resistência mínima de falta de 5 Ω no religador R3 para o curto-circuito fase-terra de 1074 A. O ajuste de fase e neutro também devem ser sensíveis aos níveis de curto-circuito bifásico e fase-terra mínimo (considerando resistência de falta de 40 Ω no final da zona de abrangência do religador), respectivamente.

Segundo a concessionária, o cabo NU CAA 4 possui capacidade de corrente nominal de 140 A. Ainda, segundo a orientação técnica, o religador pode ser ajustado com um *pickup* no limite da corrente nominal, por isso, o valor foi ajustado com um *pickup* de fase de 140 A.

No religador R3, a unidade instantânea está desabilitada, uma vez que seus valores estão ajustados em 2400 A para fase e 1620 A para neutro, sendo esses valores considerados excessivamente altos para o sistema em questão. Dessa forma, os ajustes instantâneos de fase e neutro não estão sensíveis aos níveis de curto-circuito bifásico e fase-terra mínimo.

Conforme o critério estabelecido, o *pickup* da função 51NS adotado para o religador foi de 10 A. Para o tempo 51NS do religador foi escolhido o valor de 9 segundos.

Os resultados dos cálculos estão no Apêndice B. O Quadro 4 apresenta um resumo dos cálculos realizados, conforme os critérios estabelecidos pela concessionária no Anexo A.

Quadro 4 - Resultado dos critérios estabelecidos para o religador R3

Critérios	Fase	INSTANTÂNEO	1) 50F (AL) > CC Trifásico no ponto ?	ok
		SENSIBILIDADE	2) 51F (RL) < CC Bifásico / 1,2	1.648
		SELETIVIDADE	3) 51F (RL) < 0,9 x 51F (AL)	410
		CARGA	4) 51F (RL) > Corrente no RL	125
		SELETIVIDADE	5) 51F (RL) < (51F(ret) - (I da ret - I no RL))	207

		Capac. Interrupção	6) I_{cc} no ponto < Capacidade interrupção RL	12.500
		Inominal max	7) $51F$ (RL) < I nominal RL	600
		Limite de Cabo	8) $51F$ < Inominal cabo	140
	Neutro	INSTANTÂNEO	1) $50N$ (AL) > CC Fase Terra no ponto ?	ok
		SENSIBILIDADE	2) $51N$ (RL) < CC fase terra min R3 / 1,2	156
		SELETIVIDADE	3) $51N$ (RL) < $0,9 \times 51N$ (Retaguarda)	65
	51NS	Corrente	1) I_{51NS} < $0,9 \times I_{sef}$ Ret. e no min 2A	10
		Tempo definido	2) Tempo def. 51NS < Tempo Retaguarda - 500ms	9,5

Fonte: Autora, 2024.

Para o ajuste de neutro foi modificado a curva preferencial IEC EI para a curva IEC MI para garantir o intervalo de tempo superior a 0,20 segundo entre as curvas, considerando os novos ajustes parametrizados para o alimentador, como apresentado na Tabela 12 abaixo os novos ajustes para o religador R3:

Tabela 12 - Novos ajustes do religador R3

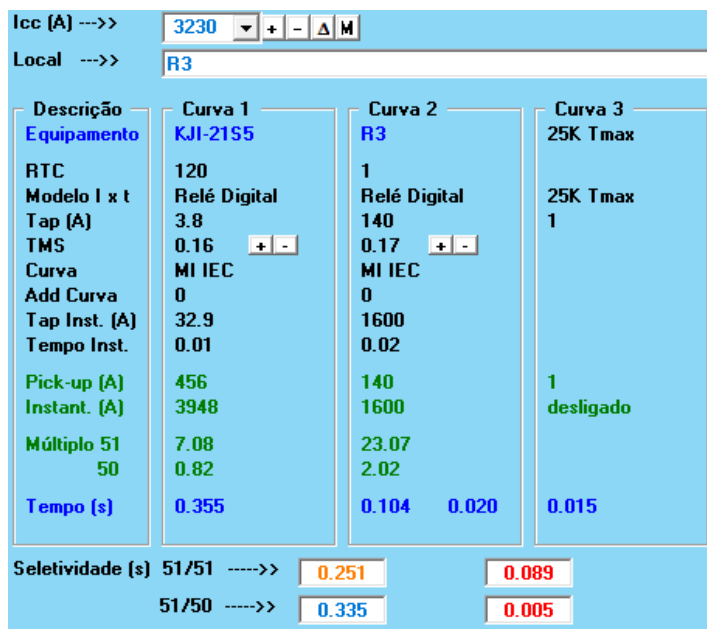
AJUSTES DE FASE				AJUSTES DE NEUTRO				NEUTRO SENSÍVEL		
RL	PICKUP (A)	DIAL	CURVA	Unid. Instantânea	PICKUP (A)	DIAL	CURVA	Unid. Instantânea	PICKUP (A)	Tempo (s)
R3	140	0,1	MI IEC	1600	60	0,22	MI IEC	120	10	9

Fonte: Autora, 2024.

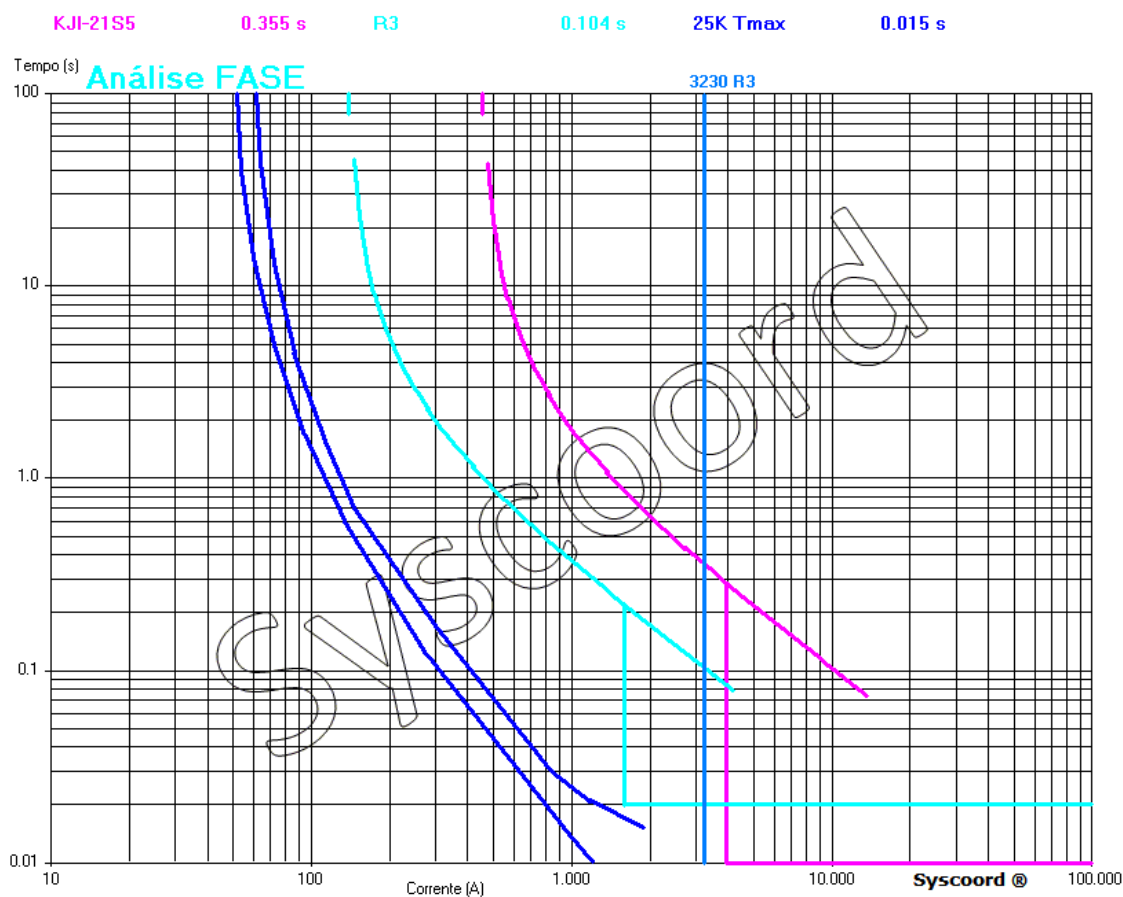
Com base nas premissas, nos valores de corrente de carga e nas correntes de curto-circuito, foi determinada a coordenação das curvas de proteção de sobrecorrente de fase e neutro do relé do alimentador e R3 como mostrado nas Figuras 16a e 16b, respectivamente.

Figura 16 - Coordenação das curvas dos religadores KIJ-21S5 e R3

(a) Ajustes das proteções de fase (51F)



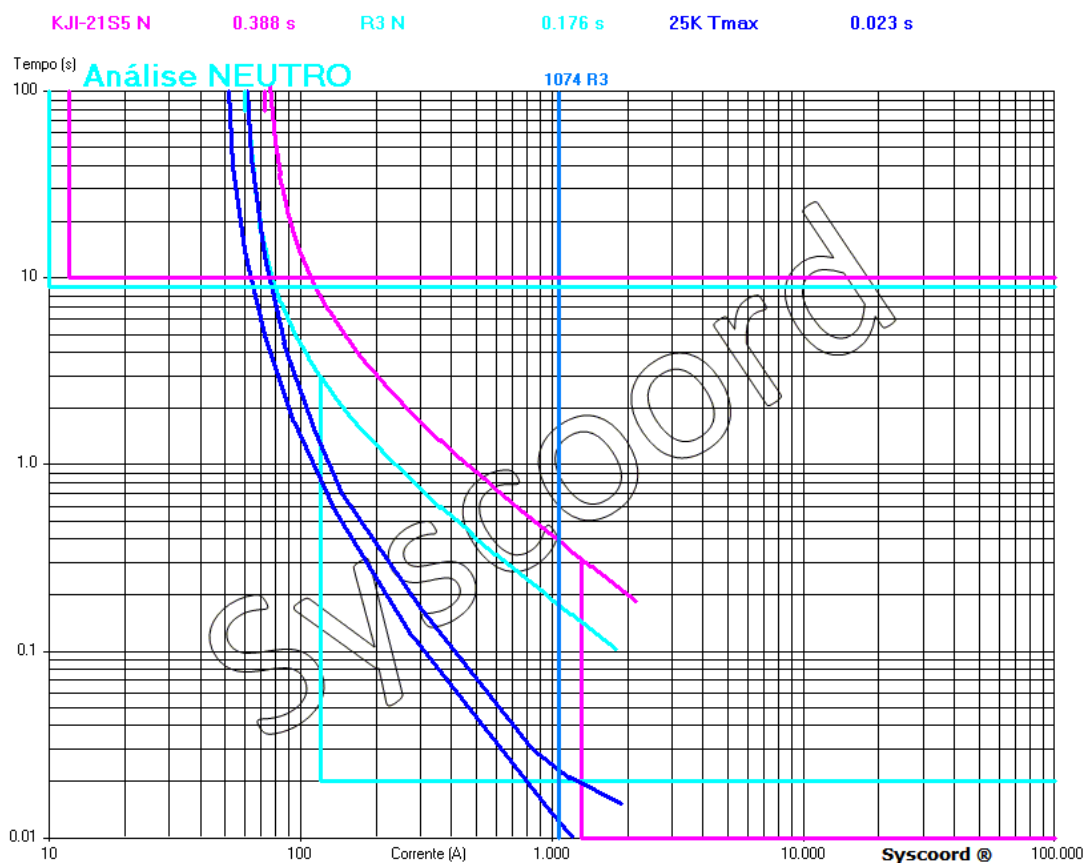
(b) Coordenograma com as curvas das unidades 51 de fase (51F)



(c) Ajustes das proteções de neutro (51N)

Icc (A) -->>	1074		
Local -->>	R3		
Descrição	Curva 1	Curva 2	Curva 3
Equipamento	KJI-21S5 N	R3 N	25K Tmax
RTC	120	1	
Modelo I x t	Relé Digital	Relé Digital	25K Tmax
Tap (A)	0.6	60	1
TMS	0.4	0.22	
Curva	MI IEC	MI IEC	
Add Curva	0	0	
Tap Inst. (A)	10.9	120	
Tempo Inst.	0.01	0.02	
Pick-up (A)	72	60	1
Instant. (A)	1308	120	desligado
Múltiplo 51	14.92	17.90	
50	0.82	8.95	
Tempo (s)	0.388	0.176 0.020	0.023
Seletividade (s) 51/51 ----->>	0.212	0.153	
51/50 ----->>	0.368	-0.003	

(d) Coordenograma com as curvas das unidades 51 de neutro (51N)



Fonte: Autora, 2024.

Logo, nos coordenogramas da Figura 16, os ajustes propostos possuem seletividade com a curva do elo fusível de 25K, tanto para fase quanto para neutro. Foi evitado que as curvas de fase e neutro se cruzassem, e a proteção de neutro fosse mais rápida que a de fase.

Para o tempo de coordenação da proteção de fase, na Figura 16a a atuação do religador R3 está 0,251 segundo mais rápida que o equipamento de proteção de retaguarda, que é o religador KIJ-21S5, em todos os pontos da curva, desde o maior até o menor nível de curto-circuito. Da mesma forma, na Figura 16c para o neutro, a atuação do religador é 0,212 segundo mais rápida que o equipamento de proteção de retaguarda, que é o religador KIJ-21S5.

Já para a análise do terceiro estudo, os seguintes ajustes atuais do equipamentos são apresentado na Tabela 13:

Tabela 13 - Ajustes do seccionalizador S4

RL	AJUSTES DE FASE				AJUSTES DE NEUTRO				NEUTRO SENSÍVEL	
	Unid. Temporizada TAP (A)	DIAL	Unid. Temporizada CURVA	Unid. Instantânea	Unid. Temporizada TAP (A)	DIAL	Unid. Temporizada CURVA	Unid. Instantânea	TAP (A)	Tempo (s)
S4	220	0,05	T Def	0	24	0,05	T Def	0	9,6	2

Fonte: Autora, 2024.

Sendo assim, as premissas para a determinação dos parâmetros de proteção do seccionalizador S4 levou em consideração os dados de entrada apresentados na Tabela 22 para o dimensionamento do terceiro estudo.

Quadro 5 - Dados de entrada dos religadores KIJ-21S5 e S4

		1° Proteção	SECC 1
Dados de entrada	Placa/Confiabilidade	KIJ-21S5	S4
	Estudo novo	sim	sim
	Icc máx 3F no ponto	5.950	4.378
	Icc máx FT Franco no ponto	6.331	
	Icc mín 2F no final da zona	2.852	2.852
	Icc mín FT no final da zona	199	199
	Icarga	374	155
	Considerar Cabo	sim	

	Limite em Amperes do pior Cabo	481,8	
	Curva Rápida	não	
	Qtd. Religamentos?	3	

Fonte: Autora, 2024.

O Apêndice A.5 apresenta as correntes de carga medidas no ramal de S4 ao longo de um dia, divididas em intervalos de uma hora. Logo, o maior valor da corrente de carga máxima registrada foi de 154,824 A ocorrido no intervalo das 17:00 às 18:00 horas. Como o *pickup* de fase já está superior à corrente de carga máxima, o primeiro critério é atendido.

Segundo a Concessionária, o cabo CAA 4/0 possui capacidade de corrente nominal de 395 A. Conforme a norma, o religador pode ser ajustado com um *pickup* no limite da corrente nominal, portanto, o valor será modificado para 300 A. O seccionizador S4, ajustado com curva de tempo definido, foi parametrizado com uma diferença mínima de 0,9x entre os *pickups* de fase (51F) e neutro (51N).

De acordo com a análise, apresentam-se os resultados na Tabela 14, que incluem parâmetros específicos de operação, visando melhorar a coordenação e a seletividade do sistema de proteção.

Tabela 14 - Novos ajustes do seccionizador S4

RL	AJUSTES DE FASE			AJUSTES DE NEUTRO				NEUTRO SENSÍVEL		
	Unid. Temporizada TAP (A)	DIAL	Unid. Instantânea CURVA	Unid. Temporizada TAP (A)	DIAL	Unid. Instantânea CURVA	Unid. Instantânea	TAP (A)	Tempo (s)	
S4	300	0,1	T Def	0	60	0,1	T Def	0	10	2

Fonte: Autora, 2024.

Já para a análise do último estudo, os ajustes atuais do equipamento são apresentados na Tabela 15.

Tabela 15 - Ajustes do religador R5

RL	AJUSTES DE FASE			AJUSTES DE NEUTRO				NEUTRO SENSÍVEL		
	Unid. Temporizada TAP (A)	DIAL	CURVA	Unid. Instantânea	Unid. Temporizada TAP (A)	DIAL	CURVA	Unid. Instantânea	TAP (A)	Tempo (s)
R5	140	0,1	MI IEC	4200	54	0,23	EI IEC	1620	8	8

Fonte: Autora, 2024.

No religador R5, a unidade instantânea está desativada, uma vez que seus valores estão ajustados em 4200 A para fase e 1620 A para neutro, sendo esses valores considerados excessivamente altos para o sistema em questão.

Além disso, devido aos altos valores de corrente de curto-circuito próximos à subestação, o religador R5 apresentou desafios significativos para a proteção do sistema. Uma das principais dificuldades foi o tempo de atuação do relé de proteção, que estava muito baixo, esse curto intervalo de tempo não apenas representa um desafio técnico para o equipamento, mas também pode resultar em respostas precipitadas e descoordenadas, aumentando o risco de desenergização desnecessárias ou falhas na proteção seletiva do sistema. Logo, essa situação levou à decisão de transformar o religador R5 em um seccionizador.

Sendo assim, as premissas para a mudança dos parâmetros de proteção do religador R5 para a função de seccionizador levou em consideração os dados de entrada apresentados no Quadro 6 para o dimensionamento do quarto estudo.

Quadro 6 - Dados de entrada dos religadores KIJ-21S5 e S5

		1º Proteção	SECC 1
Dados de entrada	Placa/Confiabilidade	KIJ-21S5	S5
	Estudo novo	sim	sim
	Icc máx 3F no ponto	5.950	4.591
	Icc máx FT Franco no ponto	6.331	
	Icc mín 2F no final da zona	2.547	2.547
	Icc mín FT no final da zona	196	196

	Icarga	374	113
	Considerar Cabo	sim	
	Limite em Amperes do pior Cabo	481,8	
	Curva Rápida	não	
	Qtd. Religamentos?	3	

Fonte: Autora, 2024.

O Apêndice A.6 apresenta as correntes de carga medidas no ramal de S5 ao longo de um dia, divididas em intervalos de uma hora. Logo, o maior valor da corrente de carga registrado foi de 113,125 A, ocorrido no intervalo das 23:00 às 24:00 horas. Como o *pickup* de fase já está superior à corrente de carga máxima, o primeiro critério é atendido.

Segundo a Concessionária, o cabo coberto AL 70 mm² possui capacidade de corrente nominal de 229 A. Conforme a norma, o religador pode ser ajustado com um *pickup* no limite da corrente nominal, portanto, o valor será modificado para 220 A.

De acordo com a análise, apresentam-se os resultados na Tabela 16, que incluem parâmetros específicos de operação, visando melhorar a coordenação e a seletividade do sistema de proteção.

Tabela 16 - Novos ajustes do religador R5

RL	AJUSTES DE FASE				AJUSTES DE NEUTRO				NEUTRO SENSÍVEL	
	Unid. Temporizada TAP (A)	DIAL	Unid. Instantânea CURVA	Unid. Instantânea	Unid. Temporizada TAP (A)	DIAL	Unid. Instantânea CURVA	Unid. Instantânea	TAP (A)	Tempo (s)
S5	220	0,1	T Def	0	60	0,1	T Def	0	10	2

Fonte: Autora, 2024.

4.1 SÍNTESE DO CAPÍTULO

Neste capítulo, são discutidos os resultados das simulações realizadas, com ênfase nos impactos causados pela integração da geração distribuída (GD) nos esquemas e/ou ajustes de proteção de sistemas de distribuição. Além disso, são apresentadas as soluções propostas para assegurar uma operação eficiente e segura entre o sistema elétrico e esses novos elementos. O objetivo principal foi analisar as melhorias e ajustes implementados nos religadores em derivações da rede, com o intuito de evitar a perda de coordenação, seletividade e sensibilidade das proteções.

Através da análise das curvas de proteção dos dispositivos instalados, foi possível constatar que a coordenação entre eles se mostrava insuficiente diante dos diferentes níveis de penetração de GD em diversas partes do sistema. A integração dessas unidades resultou em variações nas correntes de curto-circuito nos alimentadores, o que pode comprometer a operação adequada dos dispositivos de proteção. Um exemplo notável foi o caso do religador R5, que já apresentava altos valores de curto-circuito. Com a revisão do alimentador, observou-se que, para garantir a seletividade do sistema, sua função foi alterada para seccionalizador, uma vez que, mesmo com a contribuição da GD, seria necessária essa mudança para evitar problemas a longo prazo. Logo, sem essa alteração, a operação descoordenada do religador poderia resultar em interrupções desnecessárias e na ampliação da área afetada por uma falha.

Ademais, a variação nas correntes de falta no alimentador, associada à integração de GD, mostrou-se capaz de comprometer a coordenação, seletividade e sensibilidade do sistema de proteção. Essa situação pode levar a que os dispositivos de proteção operem quando não é desejado ou não operem quando necessário. Esse comprometimento da seletividade torna o sistema de proteção menos confiável e aumenta o risco de danos materiais.

Outro ponto crítico identificado foi o impacto do posicionamento de dispositivos de proteção em série. Embora a intenção seja aumentar a confiabilidade do sistema, essa prática pode causar um atraso na atuação dos dispositivos na subestação, resultando em potenciais danos ao sistema que não são recomendados. Em relação ao valor de *pickup* de fase calculado, se um fusível com valor superior a 40K fosse utilizado, a coordenação com as curvas lentas não seria possível, recomendando-se, assim, a não utilização de mais de três elos fusíveis em série na rede. Em casos como esse, deve-se optar em manter a coordenação entre os elos-fusíveis ou com o religador.

Além disso, no contexto de manobras automáticas de *self-healing*²⁰, durante uma transferência de carga entre alimentadores, a proteção do religador deve estar devidamente coordenada para os dois lados da manobra. O fechamento de um religador para restabelecer o fornecimento pode resultar em uma carga que exceda a capacidade do alimentador, dado que a rede pode não estar dimensionada para suportar a nova corrente de carga ou o novo nível de corrente de curto-circuito. Isso ressalta a importância de configurar os parâmetros de proteção do religador para operar de forma eficaz tanto em condições normais quanto em situações de contingência, evitando a falta de proteção em qualquer circunstância. Como soluções para os desafios identificados, destacam-se:

- Sempre que possível, nos equipamentos que operam de forma NF, aplicar a função de sobrecorrente direcional de fase 67 (frente) e a verificação de tensão para religamento rápido (quando o tempo de religamento for inferior a 5 segundos) em disjuntores e religadores, para facilitar a localização precisa da falha;
- Uso da função 67 (frente) nos religadores que emulam funções de seccionadores e indicadores de falta, para melhorar a coordenação e a resposta do sistema em situações de falta (curto-circuito);
- Aplicação de funções de proteção direcional em conexões mini GD (micro GD tem baixo controle), especialmente em sistemas que já apresentam alta concentração de geração distribuída, para mitigar os riscos de operação descoordenada.

A falta de coordenação causada pela presença de mini GD ou superiores pode ser abordada com a implementação da proteção direcional, dispositivos que são capazes de identificar o sentido da corrente, o que é particularmente relevante na presença de GDs. Esses relés de sobrecorrente direcional podem ser configurados para desligar os sistemas fotovoltaicos em caso de contribuições significativas de corrente de falta, evitando a queima de fusíveis e garantindo a seletividade e confiabilidade da proteção.

Em resumo, este estudo destacou a necessidade de uma análise cuidadosa das correntes máximas possíveis no sistema para que a parametrização dos dispositivos de proteção seja feita de forma precisa. Assim, em caso de operação fora dos limites planejados, os dispositivos podem atuar rapidamente para isolar a área afetada, minimizando os impactos no sistema como um todo. As soluções propostas e os ajustes de proteção implementados demonstraram ser eficazes em mitigar a perda de coordenação, permitindo que o sistema mantenha sua operação normal e segura, sem causar restrições operacionais significativas.

²⁰ **Self-healing**: Sistema automatizado que identifica falhas, isola o trecho defeituoso e restaura automaticamente o fornecimento de energia nas áreas não afetadas.

5 CONCLUSÕES

Diante dos desafios impostos pela integração da Geração Distribuída (GD) nos sistemas de distribuição, torna-se essencial que engenheiros de proteção e operadores de rede possuam um entendimento profundo sobre os impactos da GD nos níveis de curto-circuito. É fundamental desenvolver estratégias eficazes para mitigar esses efeitos, o que inclui a revisão e adaptação contínua dos esquemas de proteção. Logo, novas ações precisam ser implementadas, como a reavaliação dos ajustes de sensibilidade dos dispositivos de proteção, a modificação de estudos de coordenação e seletividade, a instalação de novos dispositivos com função direcional e, em certos casos, a substituição de fusíveis.

A exatidão do modelo do sistema também desempenha um papel crucial. Quanto mais próximo um modelo de sistema reflete a realidade, mais precisa será a análise dos cenários de falha. A eficiência na coordenação e seletividade das proteções requer que os estudos sejam baseados em condições que se aproximem ao máximo das situações reais, garantindo que os equipamentos de proteção atuem de maneira eficaz diante das diversas possibilidades de defeito. Além disso, é imprescindível o conhecimento prévio de cada estado da rede, o monitoramento em tempo real, e o cálculo preciso dos níveis de corrente de curto-circuito para cada alteração na configuração da rede. Isso assegura a operação eficiente e segura de qualquer sistema de proteção adaptável, minimizando os custos operacionais associados a intervenções desnecessárias das equipes de manutenção.

Estudos de proteção devem ser revistos caso ocorram as seguintes situações: aumento de carga de consumidores, alterações na configuração dos circuitos, mudanças significativas nos valores de impedância do sistema de transmissão e distribuição, instalação ou substituição de equipamentos de proteção, ocorrências de descoordenação e quando há elevação nos índices de continuidade (DEC e FEC). A melhoria desses indicadores de continuidade está diretamente relacionada ao investimento no setor de proteção. A ANEEL define metas rigorosas para DEC, FEC, DIC, FIC e DMIC, e o não cumprimento dessas metas pode resultar em penalidades financeiras para as concessionárias. Portanto, é imperativo que as concessionárias realizem revisões periódicas nos sistemas de proteção, considerando os impactos da alta penetração de GD, para garantir que a rede de distribuição de energia opere em condições ideais.

Compreender esses aspectos permite perceber como a GD está alterando a operação das redes elétricas e quais medidas são necessárias para garantir a confiabilidade, eficiência e segurança dos sistemas de energia em meio a essas mudanças. Nos próximos 10 anos,

profundas mudanças serão necessárias no planejamento, operação e proteção das redes de distribuição para que estas possam incorporar de forma segura e eficiente grandes volumes de GD. Para isso, é fundamental realizar medições periódicas (cargas e configurações), possibilitando a avaliação contínua dos ajustes dos equipamentos de proteção. O projeto de coordenação da proteção deve ser dinâmico, acompanhando o crescimento e as alterações da carga ao longo do tempo, assegurando a eficiência e a robustez do sistema elétrico frente às novas demandas energéticas.

REFERÊNCIAS

- ACKERMANN, Thomas; ANDERSSON, Göran; SÖDER, Lennart. Distributed generation: a definition. **Electric Power Systems Research**, v. 57, n. 3, p. 195–204, 2001.
- ALVES, M. **Aplicação de Sistemas de Armazenamento de Energia em Redes de Distribuição com Elevada Penetração de Geração Solar Fotovoltaica Distribuída**. 110 p. Dissertação (Mestrado) - Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ), Rio de Janeiro, 2020.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). ANEEL regulamenta marco legal da Micro e Minigeração Distribuída. 2023. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/noticias/2023/aneel-regulamenta-marco-legal-da-micro-e-minigeracao-distribuida>. Acesso em: 20 abr. 2024.
- ANDERSON, P. M. **Power System Protection**. McGraw-Hill, 1999. 1307 p.
- ANEEL. Módulo 1 - Introdução. Revisão: Motivo da Revisão; Instrumento de aprovação pela ANEEL; [s.l: s.n.]. Disponível em: https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2018842_prodist_modulo_1_v10.pdf. Acesso em: 20 abr. 2024.
- BRAGA JUNIOR, Mozart Ferreira. **Impacto da Geração Distribuída na Proteção de Sistema de Distribuição**. 2017.
- Estudo de Distribuição ND-4.15 - **Proteção de Sobrecorrentes do Sistema de Distribuição de Média Tensão da Cemig** - CEMIG - Novembro/ 2017.
- CISNEROS-SALDANA, Jorge Ignacio D.; SAMAL, Smrutirekha; BEGOVIC, Miroslav M.; *et al.* On Protection Schemes for AC Microgrids: Challenges and Opportunities. **IEEE Transactions on Industry Applications**, v. 60, n. 3, p. 4843–4854, 2024.
- CODDINGTON, M.; KROPOSKI, B.; BASSO, T.; LYNN, K.; HERIG, C.; BOWER, W. High-Penetration Photovoltaic Standards and Codes Workshop. **Workshop Proceedings**, Denver, Colorado, May 20, 2010.
- CPFL. **Proteção de redes aéreas de distribuição – sobrecorrente**. Julho de 2003.
- COTOSCK, K. R.; **Proteção De Sistemas Elétricos: Uma Abordagem Técnico-Pedagógica**. 2007. Dissertação para a obtenção do Título de Mestre. Universidade Federal De Minas Gerais.
- ENCINAS RIVEROS, Jose Alejandro. **Algoritmo microgenético aplicado ao estudo de proteção de sobrecorrente em sistema de distribuição considerando geração distribuída**. 2023.
- FURLAN, Renan Hermógenes. **Análises e Ajustes Adaptativos da Proteção Aplicada a um Sistema de Distribuição na Presença de Geração Distribuída**. 161 p. Dissertação de Mestrado - Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, 2019.

GEORGE, Sujo P; ASHOK, S; BANDYOPADHYAY, M N. Impact of distributed generation on protective relays. *In: 2013 International Conference on Renewable Energy and Sustainable Energy (ICRESE)*. [s.l.]: IEEE, 2013. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1109/icrese.2013.6927806>>.

ILO, Albana; SCHULTIS, Daniel-Leon; SCHIRMER, Christian. Effectiveness of Distributed vs. Concentrated Volt/Var Local Control Strategies in Low-Voltage Grids. **Applied Sciences**, v. 8, n. 8, p. 1382, 2018.

LEÃO, Ruth. **Geração, Transmissão e Distribuição de Energia Elétrica**. 2009. 38f. Apostila. – Universidade Federal do Ceará - Centro de Tecnologia – Departamento de Engenharia, 2009.

LUIZ, Cicéli Martins. **Avaliação dos Impactos da Geração Distribuída para Proteção do Sistema Elétrico**. 2012. Dissertação de Mestrado, UFMG. 2019.

MAMEDE FILHO, J.; MAMEDE, R. D. **Proteção de Sistemas Elétricos de Potência**. São Paulo: LTC, 2011.

MAMEDE, J. **Manual de Equipamentos Elétricos (3a. Ed.)**. ed. Rio de Janeiro: LTC, 2005.

NAIEM, A. F.; HEGAZY, Y.; ABDELAZIZ, A. Y.; *et al.* A Classification Technique for Recloser-Fuse Coordination in Distribution Systems With Distributed Generation. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 27, n. 1, p. 176–185, 2012.

OECD : Renewables balance (Edition 2023). **IEA Renewables Information Statistics**, 2023.

QUIROGA, Gabriel Albieri. **Impacto da geração distribuída sobre o sistema de proteção: considerações para o planejamento de redes de distribuição**. 2019. Dissertação (Mestrado em Sistemas de Potência) - Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2019.

SALESSE, Antonio Vitor; MARQUES, Ronaldo Fernandes. Aspectos Relativos à Conexão de Geração Distribuída nos Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica. **International Congress on Electricity Distribution – CIDEL**. Argentina, 2006.

SALGADO, Danilo Augusto. **Uma abordagem paramétrica do impacto da geração distribuída sobre as correntes de curto-circuito e na proteção de redes de distribuição**. 2015. Dissertação (Mestrado em Sistemas de Potência) - Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2015.

SHAYANI, R. A. **Método para Determinação do Limite de Penetração da Geração Distribuída Fotovoltaica em Redes Radiais de Distribuição**. 2010. Tese de Doutorado em Engenharia Elétrica, Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, DF, 2010.

SINAPSIS. SINAPgrid. 2024. Disponível em: <http://sinapsisenergia.com>. Acesso em: 20 abr. 2024.

SOUZA, João Vittor de Deus. **Comissionamento de Sistema de Proteção para Minigeração Distribuída Utilizando Simulador em Tempo Real**. 2023. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica), Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, 2023.

VARGAS, Murillo Cobe. **Análise dos Impactos das Faltas na Proteção de Sobrecorrente em Redes de Distribuição com Elevada Penetração de Geração Distribuída Fotovoltaica.** Universidade Federal do Espírito Santo, p. 41-57, 2018.

APÊNDICES

APÊNDICE A - CORRENTES DE CARGA MEDIDAS

A Tabela A.1 apresenta as correntes de carga medidas ao longo de um dia, divididas em intervalos de uma hora.

Tabela A.1 - Correntes de carga medidas a jusante do religador KIJ-21S5 em um dia

Hora	Corrente (A)
00:00 a 01:00	327.674
01:00 a 02:00	309.717
02:00 a 03:00	292.559
03:00 a 04:00	283.933
04:00 a 05:00	280.086
05:00 a 06:00	256.959
06:00 a 07:00	158.200
07:00 a 08:00	136.929
08:00 a 09:00	136.672
09:00 a 10:00	144.490
10:00 a 11:00	153.633
11:00 a 12:00	158.802
12:00 a 13:00	160.745
13:00 a 14:00	158.806
14:00 a 15:00	157.319
15:00 a 16:00	218.455
16:00 a 17:00	274.336
17:00 a 18:00	321.294
18:00 a 19:00	360.185
19:00 a 20:00	372.026
20:00 a 21:00	373.412
21:00 a 22:00	374.173
22:00 a 23:00	371.059
23:00 a 24:00	353.054

Fonte: Elaboração própria com fonte SINAPgrid.

A Tabela A.2 apresenta as correntes de carga medidas ao longo de um dia, divididas em intervalos de uma hora.

Tabela A.2 - Correntes de carga medidas a jusante do religador S1 em um dia

Hora	Corrente (A)
00:00 a 01:00	96.287
01:00 a 02:00	89.643
02:00 a 03:00	81.409
03:00 a 04:00	79.305
04:00 a 05:00	77.531
05:00 a 06:00	75.857
06:00 a 07:00	74.460
07:00 a 08:00	75.042
08:00 a 09:00	71.727
09:00 a 10:00	70.352
10:00 a 11:00	78.352
11:00 a 12:00	65.871
12:00 a 13:00	92.125
13:00 a 14:00	89.675
14:00 a 15:00	82.712
15:00 a 16:00	94.223
16:00 a 17:00	82.125
17:00 a 18:00	98.754
18:00 a 19:00	125.708
19:00 a 20:00	129.948
20:00 a 21:00	123.209
21:00 a 22:00	119.206
22:00 a 23:00	116.005
23:00 a 24:00	106.319

Fonte: Elaboração própria com fonte SINAPGrid.

A Tabela A.3 apresenta as correntes de carga medidas ao longo de um dia, divididas em intervalos de uma hora.

Tabela A.3 - Correntes de carga medidas a jusante do religador R2 em um dia

Hora	Corrente (A)
00:00 a 01:00	49.742
01:00 a 02:00	46.253
02:00 a 03:00	41.787
03:00 a 04:00	40.700
04:00 a 05:00	39.745
05:00 a 06:00	38.837
06:00 a 07:00	38.095
07:00 a 08:00	38.129
08:00 a 09:00	36.160
09:00 a 10:00	39.277
10:00 a 11:00	39.801
11:00 a 12:00	42.984
12:00 a 13:00	46.819
13:00 a 14:00	45.786
14:00 a 15:00	47.192
15:00 a 16:00	48.127
16:00 a 17:00	45.440
17:00 a 18:00	49.921
18:00 a 19:00	64.641
19:00 a 20:00	67.232
20:00 a 21:00	63.762
21:00 a 22:00	61.852
22:00 a 23:00	60.287
23:00 a 24:00	55.190

Fonte: Elaboração própria com fonte SINAPgrid.

A Tabela A.4 apresenta as correntes de carga medidas ao longo de um dia, divididas em intervalos de uma hora.

Tabela A.4 - Correntes de carga medidas a jusante do religador R3 em um dia

Hora	Corrente (A)
00:00 a 01:00	92.919
01:00 a 02:00	86.502
02:00 a 03:00	78.499
03:00 a 04:00	76.476
04:00 a 05:00	74.753
05:00 a 06:00	73.125
06:00 a 07:00	71.770
07:00 a 08:00	72.144
08:00 a 09:00	68.450
09:00 a 10:00	74.646
10:00 a 11:00	76.094
11:00 a 12:00	81.773
12:00 a 13:00	88.018
13:00 a 14:00	85.756
14:00 a 15:00	86.531
15:00 a 16:00	90.551
16:00 a 17:00	89.506
17:00 a 18:00	84.688
18:00 a 19:00	121.042
19:00 a 20:00	125.316
20:00 a 21:00	118.837
21:00 a 22:00	115.054
22:00 a 23:00	112.014
23:00 a 24:00	102.663

Fonte: Elaboração própria com fonte SINAPGrid.

A Tabela A.5 apresenta as correntes de carga medidas ao longo de um dia, divididas em intervalos de uma hora.

Tabela A.5 - Correntes de carga medidas a jusante do seccionizador S4 em um dia

Hora	Corrente (A)
00:00 a 01:00	137.148
01:00 a 02:00	131.190
02:00 a 03:00	130.404
03:00 a 04:00	126.161
04:00 a 05:00	125.764
05:00 a 06:00	113.512
06:00 a 07:00	53.233
07:00 a 08:00	41.983
08:00 a 09:00	31.913
09:00 a 10:00	51.057
10:00 a 11:00	58.100
11:00 a 12:00	56.641
12:00 a 13:00	50.591
13:00 a 14:00	49.801
14:00 a 15:00	47.346
15:00 a 16:00	88.321
16:00 a 17:00	99.929
17:00 a 18:00	154.824
18:00 a 19:00	149.407
19:00 a 20:00	146.631
20:00 a 21:00	152.997
21:00 a 22:00	151.729
22:00 a 23:00	145.727
23:00 a 24:00	141.309

Fonte: Elaboração própria com fonte SINAPGrid.

A Tabela A.6 apresenta as correntes de carga medidas ao longo de um dia, divididas em intervalos de uma hora.

Tabela A.6 - Correntes de carga medidas a jusante do religador R5 em um dia

Hora	Corrente (A)
00:00 a 01:00	97.191
01:00 a 02:00	91.609
02:00 a 03:00	83.054
03:00 a 04:00	80.685
04:00 a 05:00	78.927
05:00 a 06:00	69.452
06:00 a 07:00	31.557
07:00 a 08:00	30.862
08:00 a 09:00	17.066
09:00 a 10:00	16.149
10:00 a 11:00	16.636
11:00 a 12:00	17.500
12:00 a 13:00	20.633
13:00 a 14:00	19.312
14:00 a 15:00	18.483
15:00 a 16:00	36.294
16:00 a 17:00	52.000
17:00 a 18:00	18.493
18:00 a 19:00	70.472
19:00 a 20:00	98.765
20:00 a 21:00	86.786
21:00 a 22:00	104.695
22:00 a 23:00	112.010
23:00 a 24:00	113.125

Fonte: Elaboração própria com fonte SINAPGrid.

APÊNDICE B - CÁLCULOS

B.1 - Cálculos do seccionalizador S1

O maior valor da corrente de carga máxima registrado foi de 129,948 A, ocorrido no intervalo das 19:00 às 20:00 horas. Como o *pickup* de fase já está superior à corrente de carga máxima, o primeiro critério está atendido:

$$I_{Pickup,51F} > \text{Corrente de carga}$$

$$410 \text{ A} > 129,948 \text{ A}$$

O seccionalizador S1, ajustado com curva de tempo definido, foi parametrizado com uma diferença mínima de 0,9x entre os *pickups* de fase (51F) e neutro (51N).

Para fase:

$$I_{Pickup,51F} < 0,9 \times I_{Pickup,51F} \text{ da retaguarda}$$

$$410 \text{ A} < 0,9 \times 456 \text{ A}$$

$$410 \text{ A} < 410,4 \text{ A}$$

Para neutro:

$$I_{Pickup,51N} < 0,9 \times I_{Pickup,51N} \text{ da retaguarda}$$

$$60 \text{ A} < 0,9 \times 72 \text{ A}$$

$$60 \text{ A} < 64,8 \text{ A}$$

B.2 - Cálculos do religador R2

O maior valor da corrente de carga registrado foi de 67,232 A, ocorrido no intervalo das 19:00 às 20:00 horas. Como o *pickup* de fase já se encontra superior à corrente de carga máxima, o primeiro critério já está sendo atendido.

$$I_{Pickup, 51F} > \text{Corrente de carga}$$

$$400 \text{ A} > 67,232 \text{ A}$$

O religador R2 é um equipamento que já está ajustado com curvas, por isso ele foi parametrizado com uma diferença mínima de 0,9x entre os *pickups*, tanto de fase (51F) quanto de neutro (51N).

Para fase:

$$400 \text{ A} < 0,9 \times I_{Pickup, 51F} \text{ da retaguarda}$$

$$400 \text{ A} < 0,9 \times 456 \text{ A}$$

$$400 \text{ A} < 410,4 \text{ A}$$

Ainda, segundo a orientação técnica, o religador pode ser ajustado com um *pickup* no limite da corrente nominal, portanto, o valor foi modificado para um *pickup* de fase de 149 A.

$$I_{Pickup, 51F} \leq \text{Inominal cabo}$$

$$I_{Pickup, 51F} \leq 149 \text{ A}$$

Para neutro:

$$I_{Pickup, 51N} < 0,9 \times I_{Pickup, 51N} \text{ da retaguarda}$$

$$60 \text{ A} < 0,9 \times 72 \text{ A}$$

$$60 \text{ A} < 64,8 \text{ A}$$

O ajuste de fase e neutro também devem ser sensíveis aos níveis de curto-circuito bifásico e fase-terra mínimo (considerando resistência de falta de 40 Ω no final da zona de abrangência do religador).

Para fase:

$$I_{Pickup, 51F} < (\text{Curto-circuito fase-fase no final da zona}) / 1,2$$

$$I_{Pickup, 51F} < 1227 / 1,2$$

$$149 \text{ A} < 1230 \text{ A}$$

Para neutro:

$$I_{Pickup, 51N} < (\text{Curto-circuito fase-terra mínimo no final da zona}) / 1,2$$

$$149 \text{ A} < 179 / 1,2$$

$$149 \text{ A} < 149,16 \text{ A}$$

No entanto, as unidades instantâneas de fase e neutro não estão sensíveis aos níveis de curto-circuito bifásico e fase-terra mínimo. Portanto, o seguinte cálculo para a correção do valor do *pickup* da função 50F:

$$I_{Pickup, 50F} < (\text{Curto-circuito fase-fase no final da zona}) / 1,2$$

$$I_{Pickup, 50F} < 1227 \text{ A} / 1,2$$

$$I_{Pickup, 50F} < 1022,5 \text{ A}$$

Assim, foi adotado arbitrariamente o valor de 1000 A para a corrente instantânea de fase, que atende a condição:

$$1000 \text{ A} < 1022,5 \text{ A}$$

Para a correção do valor do *pickup* da função 50N:

$$50N < (\text{Curto-circuito fase-terra mínimo no final da zona}) / 1,2$$

$$I_{Pickup, 50N} < 179 \text{ A} / 1,2$$

$$I_{Pickup, 50N} < 149,16 \text{ A}$$

Portanto, foi adotado arbitrariamente o valor de 120 A para a corrente instantânea de neutro, que atende a condição:

$$120 \text{ A} < 149,16 \text{ A}$$

Para o ajuste da função 51NS, o tempo de atuação do 51NS deve ser 0,5 segundos mais rápido que o 51NS da retaguarda, lembrando que no alimentador o tempo de atuação é de 10 segundos. Deve-se evitar, porém, que o *pickup* do 51NS seja superior ao do 51N anterior à implementação do 51NS. Além disso, deverá existir uma diferença mínima de 0,9x entre os *pickups* dos equipamentos em série (sendo que tal diferença não deve ser inferior a 2A):

$$I_{Pickup, 51NS} \text{ do religador} \leq 0,9 \times I_{Pickup, 51NS} \text{ da retaguarda, com uma diferença mínima de 2A}$$

$$I_{Pickup, 51NS} \text{ do religador} \leq 0,9 \times 12 \text{ A}$$

$$I_{Pickup, 51NS} \text{ do religador} \leq 10,8 \text{ A}$$

Por isso, conforme o critério estabelecido, o *pickup* do 51NS adotado para o religador foi de 10 A. Já para o tempo 51NS do religador:

$$\text{Tempo 51NS do religador} = \text{Tempo 51NS da retaguarda} - 0,5 \text{ s}$$

$$\text{Tempo 51NS do religador} = 10 - 0,5 \text{ s}$$

$$\text{Tempo 51NS do religador} = 9,5 \text{ s}$$

Para o tempo 51NS do religador foi escolhido o valor de 9 segundos.

B.3 - Cálculos do religador R3

O maior valor da corrente de carga registrado foi de 125,316 A, ocorrido no intervalo das 19:00 às 20:00 horas. No entanto, o *pickup* de fase não está superior à corrente de carga máxima. Para atender ao critério, foi alterado o valor do *pickup* de fase de 120 A para 140 A.

$$I_{Pickup, 51F} > \text{Corrente de carga}$$

$$140 \text{ A} > 125,316 \text{ A}$$

O religador R3 é um equipamento que já está ajustado com curvas, por isso ele foi parametrizado com uma diferença mínima de 0,9x entre os *pickups*, tanto de fase (51F) quanto de neutro (51N).

Para fase:

$$I_{Pickup, 51F} < 0,9 \times I_{Pickup, 51F} \text{ da retaguarda}$$

$$140 \text{ A} < 0,9 \times 456 \text{ A}$$

$$140 \text{ A} < 410,4 \text{ A}$$

Segundo a concessionária, o cabo NU CAA 4 possui capacidade de corrente nominal 140 A. Ainda, segundo normativo, o religador pode ser ajustado com um *pickup* no limite da corrente nominal, por isso, o valor foi ajustado com um *pickup* de 140 A.

Para neutro:

$$I_{Pickup, 51N} < 0,9 \times I_{Pickup, 51N} \text{ da retaguarda}$$

$$60 \text{ A} < 0,9 \times 72 \text{ A}$$

$$60 \text{ A} < 64,8 \text{ A}$$

O ajuste de fase e neutro também devem ser sensíveis aos níveis de curto-circuito bifásico e fase-terra mínimo (considerando resistência de falta de 40 Ω no final da zona de abrangência do religador).

Para fase:

$$I_{Pickup, 51F} < (\text{Curto-circuito fase-fase}) / 1,2$$

$$I_{Pickup, 51F} < 1978 / 1,2$$

$$140 \text{ A} < 1648 \text{ A}$$

Para neutro:

$$I_{Pickup, 51N} < (\text{Curto-circuito fase-terra mínimo}) / 1,2$$

$$140 \text{ A} < 187 / 1,2$$

$$140 \text{ A} < 155 \text{ A}.$$

Logo, o *pickup* para o relé de fase instantâneo é definido a partir da máxima corrente de curto-circuito bifásica no ponto até o qual se deseja que a proteção instantânea atue. Para neutro adota-se o mesmo critério, considerando a máxima corrente de curto-circuito fase-terra, segue o cálculo para a correção do valor do *pickup* da função 50F:

$$I_{Pickup, 50F} < (\text{Curto-circuito fase-fase no final da zona}) / 1,2$$

$$I_{Pickup, 50F} < 1978 \text{ A} / 1,2$$

$$I_{Pickup, 50F} < 1648 \text{ A}$$

Assim, foi adotado arbitrariamente o valor de 1600 A para a corrente instantânea de fase, que atende a condição:

$$1600 \text{ A} < 1648 \text{ A}$$

Para a correção do valor do *pickup* da função 50N:

$$I_{Pickup, 50N} < (\text{Curto-circuito fase-terra mínimo no final da zona}) / 1,2$$

$$I_{Pickup, 50N} < 187 \text{ A} / 1,2$$

$$I_{Pickup, 50N} < 156 \text{ A}$$

Portanto, foi adotado arbitrariamente o valor de 120 A para a corrente instantânea de neutro, que atende a condição:

$$120 \text{ A} < 156 \text{ A}$$

Para o ajuste de 51NS, seguindo os mesmos critérios da orientação técnica mencionada anteriormente:

$$I_{Pickup, 51NS} \text{ do religador} \leq 0,9 \times I_{Pickup, 51NS} \text{ da retaguarda, com uma diferença mínima de 2A}$$

$$I_{Pickup, 51NS} \text{ do religador} \leq 0,9 \times 12 \text{ A}$$

$$I_{Pickup, 51NS} \text{ do religador} \leq 10,8 \text{ A}$$

Por isso, conforme o critério estabelecido, o *pickup* do 51NS adotado para o religador foi de 10 A. Já para o tempo 51NS do religador:

$$\text{Tempo 51NS do religador} = \text{Tempo 51NS da retaguarda} - 0,5 \text{ s}$$

$$\text{Tempo 51NS do religador} = 10 - 0,5 \text{ s}$$

$$\text{Tempo 51NS do religador} = 9,5 \text{ s}$$

Para o tempo 51NS do religador foi escolhido o valor de 9 segundos.

A.4 - Cálculos do seccionalizador S4

O seccionalizador S4, ajustado com curva de tempo definido, foi parametrizado com uma diferença mínima de 0,9x entre os *pickups* de fase (51F) e neutro (51N).

Para fase:

$$I_{Pickup, 51F} < 0,9 \times I_{Pickup, 51F} \text{ da retaguarda}$$

$$300 \text{ A} < 0,9 \times 456 \text{ A}$$

$$300 \text{ A} < 410,4 \text{ A}$$

Para neutro:

$$I_{Pickup, 51N} < 0,9 \times I_{Pickup, 51N} \text{ da retaguarda}$$

$$60 \text{ A} < 0,9 \times 72 \text{ A}$$

$$60 \text{ A} < 64,8 \text{ A}$$

A.5 - Cálculos do religador R5

O religador R5, ajustado com curva de tempo definido, foi parametrizado com uma diferença mínima de 0,9x entre os *pickups* de fase (51F) e neutro (51N).

Para fase:

$$I_{Pickup, 51F} < 0,9 \times I_{Pickup, 51F} \text{ da retaguarda}$$

$$220 \text{ A} < 0,9 \times 456 \text{ A}$$

$$220 \text{ A} < 410,4 \text{ A}$$

Para neutro:

$$I_{Pickup, 51N} < 0,9 \times I_{Pickup, 51N} \text{ da retaguarda}$$

$$60 \text{ A} < 0,9 \times 72 \text{ A}$$

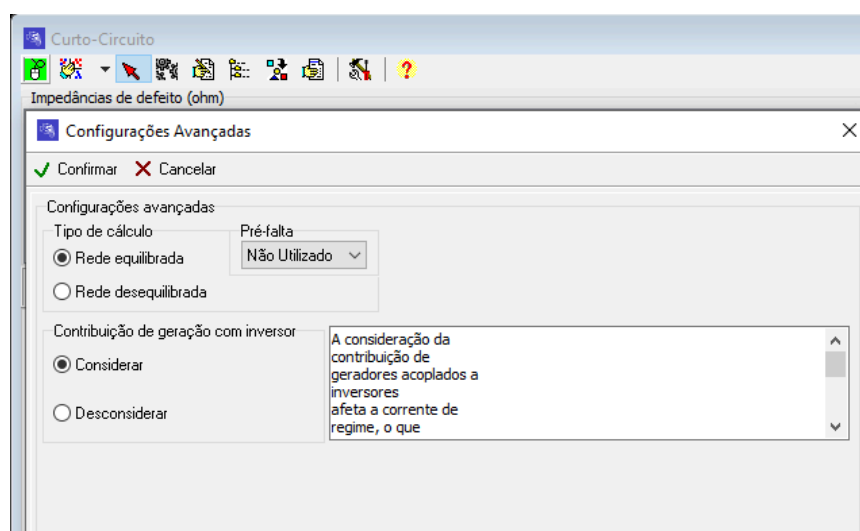
$$60 \text{ A} < 64,8 \text{ A}$$

APÊNDICE C - MODELAGEM SINAPGRID

Na rede de distribuição, devido à variedade de cargas existentes, é necessário agrupar as unidades consumidoras em uma carga equivalente para facilitar a modelagem do sistema em estudos de fluxo de potência. Esse tipo de análise é crucial para definir o nível de tensão a ser fornecido no barramento secundário da subestação, assegurando que a tensão se mantenha estável. O SINAPgrid, como *software* destinado à análise de redes elétricas, oferece recursos voltados principalmente para a solução do fluxo de potência nas redes, permitindo a determinação da curva de carga dos consumidores registrados no sistema (SINAPSIS, 2024).

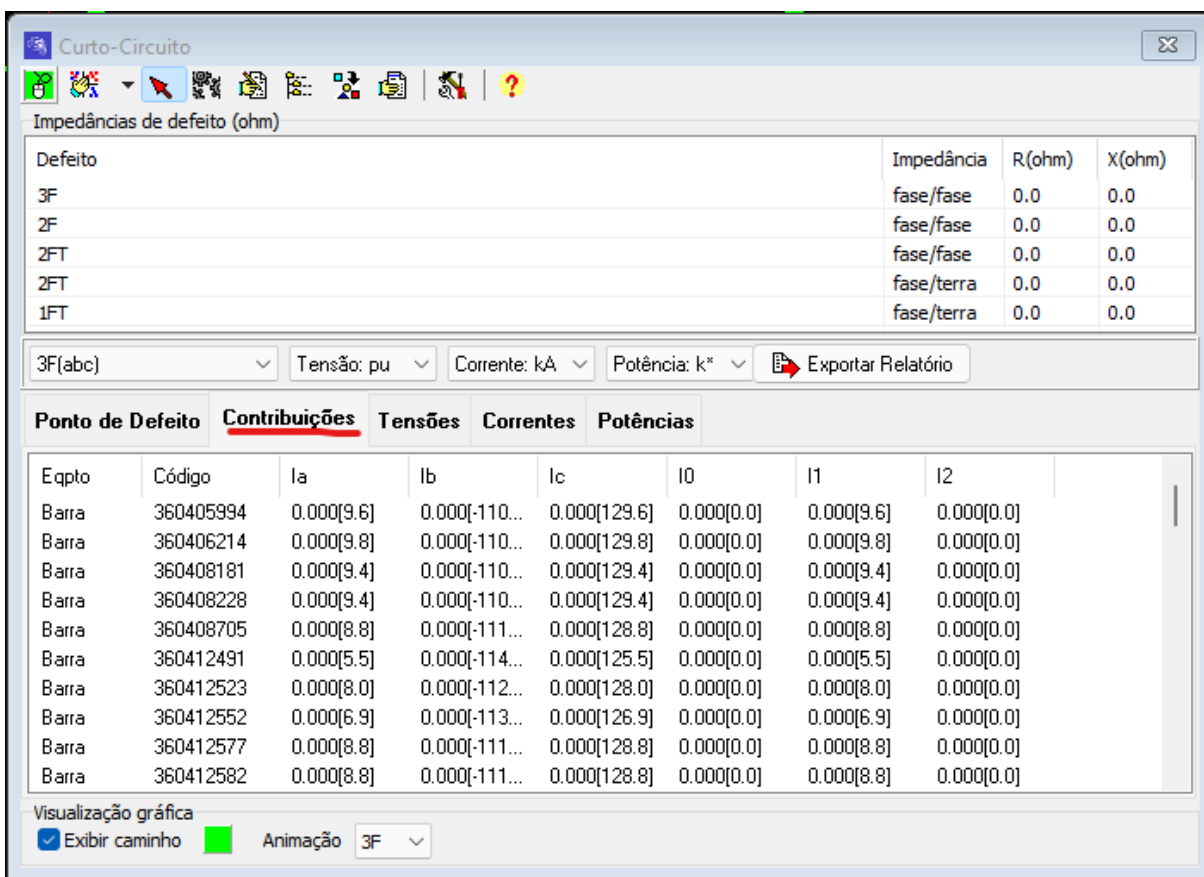
O programa permite configurar o modelo de carga (impedância constante, corrente constante, potência constante e modelo ZIP ANEEL) para cada carga individualmente.

A respeito das cargas, elas serão consideradas nos resultados de curto-circuito apenas no cenário em que está se considerando uma **pré-falta** (janela de *Configurações Avançadas*) – uma vez que os resultados prévios do fluxo de potência serão necessários. Elas também podem ser inativadas antes de rodar o módulo, se desejado, pela opção **Ativar/Inativar Eqpto.**



No entanto, também existe a possibilidade de realizar a simulação de curto-circuito em regime com a contribuição de geradores acoplados a inversores, análise feita quando é desejado o estudo dos primeiros ciclos da corrente de curto, antes da atuação desta proteção por eles. Para isso, dentro das configurações do módulo Curto-Circuito, existe a opção “Contribuição de geração com inversor”.

Ao optar pela consideração de geradores com inversor para o curto-circuito, os resultados de corrente serão consideravelmente maiores – uma vez que as diversas mini/microgerações contribuirão. Inclusive, uma forma de visualizar é, pela aba Contribuições, observar todas as barras que possuem injeção de corrente durante o curto, O módulo realiza o cálculo para redes equilibradas e desequilibradas:



Curto-Circuito

Impedâncias de defeito (ohm)

Defeito	Impedância	R(ohm)	X(ohm)
3F	fase/fase	0.0	0.0
2F	fase/fase	0.0	0.0
2FT	fase/fase	0.0	0.0
2FT	fase/terra	0.0	0.0
1FT	fase/terra	0.0	0.0

3F(abc) Tensão: pu Corrente: kA Potência: k* Exportar Relatório

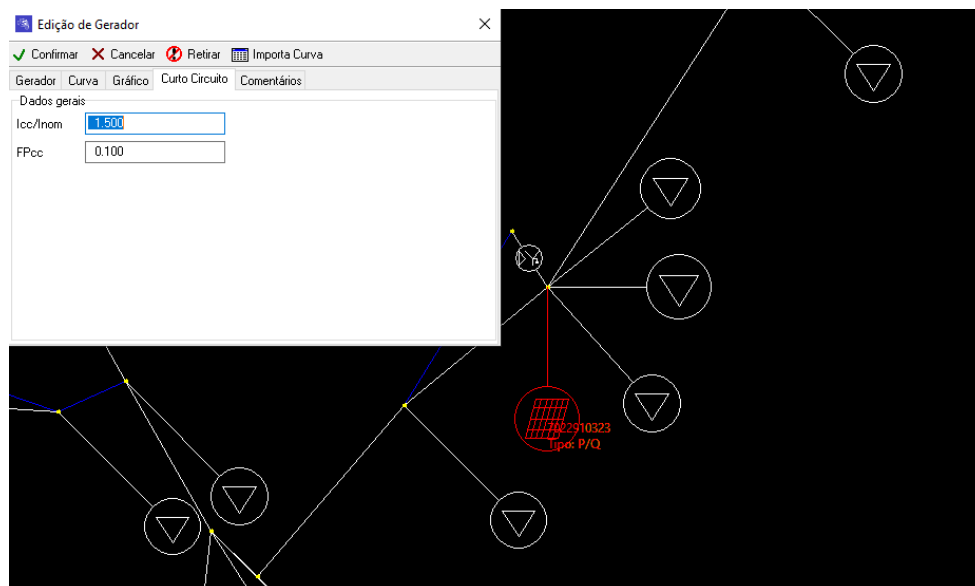
Ponto de Defeito **Contribuições** Tensões Correntes Potências

Eqpto	Código	Ia	Ib	Ic	I0	I1	I2
Barra	360405994	0.000[9.6]	0.000[-110...	0.000[129.6]	0.000[0.0]	0.000[9.6]	0.000[0.0]
Barra	360406214	0.000[9.8]	0.000[-110...	0.000[129.8]	0.000[0.0]	0.000[9.8]	0.000[0.0]
Barra	360408181	0.000[9.4]	0.000[-110...	0.000[129.4]	0.000[0.0]	0.000[9.4]	0.000[0.0]
Barra	360408228	0.000[9.4]	0.000[-110...	0.000[129.4]	0.000[0.0]	0.000[9.4]	0.000[0.0]
Barra	360408705	0.000[8.8]	0.000[-111...	0.000[128.8]	0.000[0.0]	0.000[8.8]	0.000[0.0]
Barra	360412491	0.000[5.5]	0.000[-114...	0.000[125.5]	0.000[0.0]	0.000[5.5]	0.000[0.0]
Barra	360412523	0.000[8.0]	0.000[-112...	0.000[128.0]	0.000[0.0]	0.000[8.0]	0.000[0.0]
Barra	360412552	0.000[6.9]	0.000[-113...	0.000[126.9]	0.000[0.0]	0.000[6.9]	0.000[0.0]
Barra	360412577	0.000[8.8]	0.000[-111...	0.000[128.8]	0.000[0.0]	0.000[8.8]	0.000[0.0]
Barra	360412582	0.000[8.8]	0.000[-111...	0.000[128.8]	0.000[0.0]	0.000[8.8]	0.000[0.0]

Visualização gráfica

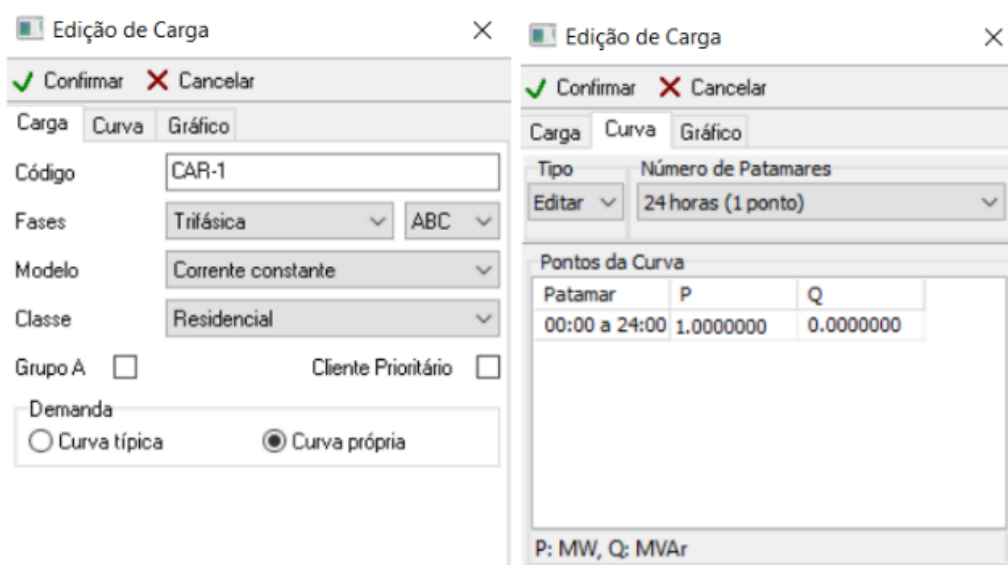
Exibir caminho Animação 3F

Os geradores associados a inversores (Fotovoltaicos ou Eólico com Inversor, dos disponíveis no SINAPgrid) possuem mecanismos de detecção de curto-circuito e, conseqüentemente, de desacoplamento da rede nesses casos. O valor *default* de $I_{cc}/I_{nom} = 1,5$ foi obtido do valor médio verificado em consulta a catálogos de inversor que possuíam essa informação.



C.1 Inserir Carga

- Inserir Carga na barra;
- Código da Carga: CAR-1;
- Selecionar Fases: Trifásica - ABC;
- Selecionar Modelo de Carga: Corrente Constante;
- Selecionar Classe: Residencial;
- Selecionar Demanda: Curva Própria;
- Na Aba Curva Entrar P (MW): 1 (Hora início 00; Hora fim 24).



C.2 Inserir Gerador

- Inserir Gerador (Na última barra);
- Código do Gerador: GD-1;
- Snom(MVA): 5;
- Selecionar Suprimento: P/V.

Edição de Gerador

✓ Confirmar ✗ Cancelar 📄 Importa Curva

Gerador Impedância Curva Gráfico

Dados gerais

Código GD-1

Vnom (kV) 13.800

Snom (MVA) 5

Ligação Estrela aterrado

Suprimento P/V

Fonte Vapor

Limitar Fat.Potência

ANEXOS

ANEXO A - CRITÉRIOS PARA O ESTUDO DE PROTEÇÃO DE REDE DE DISTRIBUIÇÃO COM A GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

De acordo com procedimentos das concessionárias brasileiras, os critérios (orientação técnica) para a realização de estudos de proteção para equipamentos em redes de distribuição incluem:

Alimentadores:

Durante a elaboração dos estudos para instalação, realocação ou revisão de religadores, os ajustes dos alimentadores devem ser revisados para que seja implementada a nova filosofia de neutro e 51NS.

Sempre que houver medição de neutro no alimentador, tal medição deverá ser considerada na definição do *pickup* do 51NS (sempre que possível, a medição deverá ser de 01 ano com amostras a cada 01 hora). Assim, o ajuste de 51NS será:

$$I_{Pickup, 51NS} \text{ do Alimentador} \geq 2 \times \text{corrente de neutro medido (evitando-se superar o } pickup \text{ do 51N anterior)}$$

$$\text{Tempo definido do 51NS do Alimentador} = 10 \text{ s}$$

Caso não haja medição de neutro disponível no alimentador (ou mesmo, se tal medição não se mostrar confiável), deverá ser proposto um *pickup* de 51NS igual ao *pickup* da proteção temporizada de neutro (51N) atual do alimentador.

Estudos e experiência no assunto mostram que a função 51NS ajustada em valores próximos a 12 A apresentam ótimo desempenho para identificação de faltas de alta impedância. Portanto, desde que respeitados os critérios de corrente de neutro medido, o alimentador deve ser ajustado em 12 A. Considerando a possibilidade de instalação de religadores na rede, o *pickup* de 51NS do alimentador não deve ser inferior a 12 A.

Já, o novo ajuste da função temporizada de neutro (51N) deverá ser revisto para possibilitar a seletividade com os elos de 25K/15K/10K.

Sempre que possível, deve-se evitar que as curvas de fase e neutro se cruzem.

Os ajustes de sobrecorrente instantâneos dos alimentadores (50F/50N) não devem alcançar a zona de proteção dos equipamentos que operam como religadores.

Religadores:

Os religadores podem operar de diferentes formas:

- Operação como religador;
- Operação como seccionalizador;
- Operação como monitor de corrente;
- Operação como modo chave (sem proteção).

Visando minimizar eventuais erros dos transdutores (TCs e sensores), divergência no cadastro dos cabos e no processo de cálculo de curto circuito, todo nível de curto circuito consultado deverá ser dividido, no mínimo, pelo fator 1,2. Para adequar este critério no Nix, o seguinte parâmetro deve ser alterado:

- Fator de sensibilidade Religadores (RA), Relés (RE) e Seccionalizador (S) $\geq 1,2$.

De forma geral, os religadores não devem ser instalados na zona dos ajustes instantâneos (50F/50N) dos alimentadores da subestação, com o objetivo de se evitar problemas de seletividade. Em casos pontuais, pode-se admitir que um equipamento NF opere como seccionalizador, solucionando a questão da seletividade, porém o equipamento não pode ser instalado na zona do segundo grupo de ajuste do 50F/50N (bloqueio por alta corrente). Apenas em sistemas com comunicação (AIR, semi centralizado, etc), pode-se admitir a instalação de religadores na zona dos ajustes instantâneos, pois o algoritmo do sistema verificará quais equipamentos foram sensibilizados, mantendo a seletividade do sistema.

Para a elaboração do estudo de proteção, operando como **RELIGADOR (RL)**, os seguintes critérios deverão ser atendidos:

- **CARGA:** O *pickup* de fase deve ser superior a corrente de carga. Na realidade, deve-se buscar no estudo sempre o maior *pickup* possível, evidentemente, respeitando-se todos os critérios abaixo descritos.

$$I_{Pickup, 51F} > \text{corrente de carga}$$

Além disso, o *pickup* de fase do equipamento em estudo deve levar em consideração a diferença de carga entre o próprio RL e o equipamento de retaguarda.

$$I_{Pickup, 51F} < I_{Pickup, 51F} \text{ retaguarda} - (\text{Carga retaguarda} - \text{Carga do RL em estudo})$$

- **SELETIVIDADE:** Os equipamentos trifásicos ajustados com curvas (ou seja, religadores e alimentadores) devem ser parametrizados com uma diferença mínima de 0,9x entre os *pickups*, tanto no ajuste de fase quanto de neutro. Por exemplo, se um

alimentador foi parametrizado com *pickup* de fase de 300 A, o religador a jusante deverá ser parametrizado com *pickup* máximo de 270 A. Por sua vez, o próximo religador deverá ser parametrizado com *pickup* máximo de 243 A.

Motivação: Em situações onde a diferença de carga entre equipamentos em série é elevada e o nível de curto circuito é baixo, no momento da falta, a soma entre as correntes de carga e de curto pode levar a uma atuação mais rápida do equipamento da retaguarda, comprometendo a seletividade do sistema.

$$I_{Pickup, 51F} < 0,9 \times I_{Pickup, 51F} \text{ da retaguarda}$$

$$I_{Pickup, 51N} < 0,9 \times I_{Pickup, 51N} \text{ da retaguarda}$$

- **SENSIBILIDADE:** O ajuste de fase e de neutro deverá ser sensível aos níveis de curto circuito bifásico e fase terra mínimo (considerando resistência de falta de 40 Ω (3Rf = 120 Ω)) no final da zona de abrangência do religador em estudo:

$$I_{Pickup, 51F} < (\text{curto circuito fase-fase}) / 1,2$$

$$I_{Pickup, 51N} < (\text{curto circuito fase-terra mínimo}) / 1,2$$

- **TEMPO DE COORDENAÇÃO:** A atuação do religador em estudo deverá ser, pelo menos, 0,20 segundo mais rápido do que o equipamento de proteção da retaguarda, tanto para fase quanto para neutro. É necessário considerar essa diferença de tempo de coordenação em todos os pontos da curva, do maior nível de curto circuito, no ponto de instalação, até o menor nível de curto circuito, no final da zona de proteção.
- Utilizar, preferencialmente, as curvas do tipo IEC NI, MI e EI. As demais curvas devem ser evitadas. Em caso de eventual utilização, a justificativa deve ser registrada. No caso de utilização de curva rápida (trechos de rede rurais), utilizar a curva 101 ou ajuste de tempo definido com temporização em 10ms.
- Os ajustes propostos, tanto para fase quanto para neutro, devem possibilitar a seletividade com a curva do elo fusível de 25K. Em pontos em que o nível de curto circuito é baixo e sem possibilidade de utilizar elos de 25K, pode ser avaliada a seletividade apenas com os elos de 15K, mas sempre que possível, deve-se buscar seletividade com elos de 25K.
- **SEF (Sensitive Earth Fault ou 51NS):** O 51NS é uma proteção de neutro de tempo definido que busca identificar faltas fase-terra de alta impedância, devido ao contato do condutor energizado com o solo e isolar o trecho de rede sob falta. O ajuste desta função de proteção deve ser o menor possível, porém, para que haja estabilidade no sistema de proteção e seja possível operar o sistema sem atuações indevidas, o *pickup*

deverá ser superior a corrente de neutro no ponto (no mínimo, 2x maior que a corrente de neutro medido), considerando também as possíveis manobras previamente avaliadas pela área de Planejamento. Deve-se evitar, porém, que o *pickup* do 51NS seja superior ao do 51N anterior à implementação do 51NS. O tempo de atuação do 51NS deverá ser 0,5 s mais rápido do que o tempo do 51NS da retaguarda, lembrando que no alimentador o tempo de atuação é de 10 s. Além disso, deverá existir uma diferença mínima de 0,9x entre os *pickups* dos equipamentos em série (sendo que tal diferença não deve ser inferior a 2 A).

$I_{Pickup, 51NS}$ do Religador ≥ 2 x corrente de neutro medido (evitando-se superar o *pickup* do 51N anterior)

$I_{Pickup, 5NS}$ do Religador $\leq 0,9$ x *pickup* do 51NS da retaguarda (mínimo de 2 A de diferença com a retaguarda)

Tempo 51NS do Religador = Tempo 51NS da retaguarda - 0,5 s

Observação: nos religadores em que o 51NS está sendo implementado, a medição da corrente de neutro deverá ser utilizada para definição do *pickup*. Tal medição, sempre que possível, deverá ser de 01 ano com amostras a cada 01 hora. Caso o alimentador possua baixa corrente de neutro medido (menor do que 6 A) e não possua redes monofásicas em sua extensão, a medição da corrente de neutro no religador poderá ser dispensada.

Curva rápida em religadores: pode ser utilizada apenas na primeira operação, com o objetivo de evitar a queima do elo fusível para defeitos transitórios. Para dois ou mais religadores em série, utilizar em apenas 1 religador, priorizando o religador com maior característica rural. O ajuste de curva rápida deve ter o mesmo *pickup* dos ajustes temporizados.

Os religadores devem ser parametrizados com ajuste de single shot (disparo único), com as mesmas parametrizações de 51F/51N/51NS. Assim, caso ocorra o fechamento do equipamento numa condição de curto circuito, não deverá ocorrer o religamento. O disparo único deverá ficar ativo apenas pelo tempo de guarda. O tempo de guarda e reset deve ser parametrizado entre 30 s e 60 s.

Sempre que possível, deve-se evitar que as curvas de fase e neutro se cruzem e a proteção de neutro ser mais rápida do que a proteção de fase.

Para a elaboração do estudo de proteção do religador, operando como **SECCIONALIZADOR**, os seguintes critérios deverão ser atendidos:

- **CARGA:** O *pickup* de fase deve ser superior a corrente de carga;
- **SELETIVIDADE:** o *pickup* de fase, neutro e 51NS deverão ser menores do que o equipamento da retaguarda e, maiores do que o equipamento a jusante;
- **SENSIBILIDADE:** é necessário confirmar que o equipamento da retaguarda é sensível para defeitos em toda área de abrangência do seccionalizador;
- **Nº de OPERAÇÕES:** N - 1 (uma operação a menos do que o RL/AL da retaguarda);
- **INRUSH:** calcular a corrente de inrush no ponto . O seccionalizador não poderá efetuar contagens devido a corrente de inrush.
- **Tempo de Reset** \geq tempo de reset do RL/AL da retaguarda.

ANEXO B - FUNÇÕES ANSIS

B.1 - Tabela ANSI

Numéro	Denominação
1	Elemento Principal
2	Função de partida/ fechamento temporizado
3	Função de verificação ou interbloqueio
4	Contator principal
5	Dispositivo de interrupção
6	Disjuntor de partida
7	Disjuntor de anodo
8	Dispositivo de desconexão da energia de controle
9	Dispositivo de reversão
10	Chave de sequência das unidades
11	Reservada para futura aplicação
12	Dispositivo de sobrevelocidade
13	Dispositivo de rotação síncrona
14	Dispositivo de subvelocidade
15	Dispositivo de ajuste ou comparação de velocidade ou frequência
16	Reservado para futura aplicação
17	Chave de derivação ou descarga
18	Dispositivo de aceleração ou desaceleração
19	Contator de transição partida-marcha
20	Válvula operada elétricamente
21	Relé de distância
22	Disjuntor equalizador
23	Dispositivo de controle de temperatura
24	Relé de sobreexcitação ou Volts por Hertz
25	Relé de verificação de Sincronismo ou Sincronização
26	Dispositivo térmico do equipamento
27	Relé de subtensão
28	Reservado para futura aplicação
29	Contator de isolamento
30	Relé anunciador
31	Dispositivo de excitação
32	Relé direcional de potência
33	Chave de posicionamento
34	Chave de sequência operada por motor

35	Dispositivo para operação das escovas ou curto-circuitar anéis coletores
36	Dispositivo de polaridade
37	Relé de subcorrente ou subpotência
38	Dispositivo de proteção de mancal
39	Reservado para futura aplicação
40	Relé de perda de excitação
41	Disjuntor ou chave de campo
42	Disjuntor/ chave de operação normal
43	Dispositivo de transferência manual
44	Relé de sequência de partida
45	Reservado para futura aplicação
46	Relé de desbalanceamento de corrente de fase
47	Relé de sequência de fase de tensão
48	Relé de sequência incompleta/ partida longa
49	Relé térmico
50	Relé de sobrecorrente instantâneo
51	Relé de sobrecorrente temporizado
52	Disjuntor de corrente alternada
53	Relé para excitatriz ou gerador CC
54	Disjuntor para corrente contínua, alta velocidade
55	Relé de fator de potência
56	Relé de aplicação de campo
57	Dispositivo de aterramento ou curto-circuito
58	Relé de falha de retificação
59	Relé de sobretensão
60	Relé de balanço de tensão/ queima de fusíveis
61	Relé de balanço de corrente
62	Relé temporizador
63	Relé de pressão de gás (Buchholz)
64	Relé de proteção de terra
65	Regulador
66	Relé de supervisão do número de partidas
67	Relé direcional de sobrecorrente
68	Relé de bloqueio por oscilação de potência
69	Dispositivo de controle permissivo
70	Reostato eletricamente operado
71	Dispositivo de detecção de nível
72	Disjuntor de corrente contínua
73	Contator de resistência de carga

74	Função de alarme
75	Mecanismo de mudança de posição
76	Relé de sobrecorrente CC
77	Transmissor de impulsos
78	Relé de medição de ângulo de fase/ proteção contra falta de sincronismo
79	Relé de religamento
80	Reservado para futura aplicação
81	Relé de sub/ sobrefrequência
82	Relé de religamento CC
83	Relé de seleção/ transferência automática
84	Mecanismo de operação
85	Relé receptor de sinal de telecomunicação
86	Relé auxiliar de bloqueio
87	Relé de proteção diferencial
88	Motor auxiliar ou motor gerador
89	Chave seccionadora
90	Dispositivo de regulação
91	Relé direcional de tensão
92	Relé direcional de tensão e potência
93	Contator de variação de campo
94	Relé de desligamento
95 à 99	Usado para aplicações específicas

Complementação da Tabela ANSI:

50 N - sobrecorrente instantâneo de neutro

51N - sobrecorrente temporizado de neutro (tempo definido ou curvas inversas)

50G - sobrecorrente instantâneo de terra (comumente chamado 50GS)

51G - sobrecorrente temporizado de terra (comumente chamado 51GS e com tempo definido ou curvas inversas)

50BF - relé de proteção contra falha de disjuntor (também chamado de 50/62 BF)

51Q - relé de sobrecorrente temporizado de seqüência negativa com tempo definido ou curvas inversas

51V - relé de sobrecorrente com restrição de tensão

51C - relé de sobrecorrente com controle de torque

59Q - relé de sobretensão de seqüência negativa

59N - relé de sobretensão residual ou sobretensão de neutro (também chamado de 64G)

64 - relé de proteção de terra pode ser por corrente ou por tensão. Os diagramas unifilares devem indicar se este elemento é alimentado por TC ou por TP, para que se possa definir corretamente.

Se for alimentado por TC, também pode ser utilizado como uma unidade 51 ou 61.

Se for alimentado por TP, pode-se utilizar uma unidade 59N ou 64G.

A função 64 também pode ser encontrada como proteção de carcaça, massa-cuba ou tanque, sendo aplicada em transformadores de força até 5 MVA.

67 N - relé de sobrecorrente direcional de neutro (instantâneo ou temporizado)

67 G - relé de sobrecorrente direcional de terra (instantâneo ou temporizado)

67Q - relé de sobrecorrente direcional de seqüência negativa

Proteção Diferencial - ANSI 87:

O relé diferencial 87 pode ser de diversas maneiras:

87 T - diferencial de transformador (pode ter 2 ou 3 enrolamentos)

87G - diferencial de geradores;

87GT - proteção diferencial do grupo gerador-transformador

87 B - diferencial de barras. Pode ser de alta, média ou baixa impedância.

Pode-se encontrar em circuitos industriais elementos de sobrecorrente ligados num esquema diferencial, onde os TC's de fases são somados e ligados ao relé de sobrecorrente.

Também encontra-se um esquema de seletividade lógica para realizar a função diferencial de barras.

87M - diferencial de motores - Neste caso pode ser do tipo percentual ou do tipo autobalanceado.

O percentual utiliza um circuito diferencial através de 3 TC's de fases e 3 TC's no neutro do motor.

O tipo autobalanceado utiliza um jogo de 3 TC's nos terminais do motor, conectados de forma a obter a somatória das correntes de cada fase e neutro. Na realidade, trata-se de um elemento de sobrecorrente, onde o esquema é diferencial e não o relé.