



MINISTÉRIO DA EDUCAÇÃO
UNIVERSIDADE FEDERAL DE GOIÁS
ESCOLA DE ENGENHARIA ELÉTRICA, MECÂNICA E DE COMPUTAÇÃO



Caio Santos Gomes

Yuri Gonçalves Lima

Modelagem de uma rede de distribuição real no software ATPDraw e análise dos impactos da conexão de Geração Distribuída ao sistema.



UNIVERSIDADE FEDERAL DE GOIÁS
ESCOLA DE ENGENHARIA ELÉTRICA, MECÂNICA E DE COMPUTAÇÃO

TERMO DE CIÊNCIA E DE AUTORIZAÇÃO PARA DISPONIBILIZAR VERSÕES ELETRÔNICAS DE TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO DE GRADUAÇÃO NO REPOSITÓRIO INSTITUCIONAL DA UFG

Na qualidade de titular dos direitos de autor, autorizo a Universidade Federal de Goiás (UFG) a disponibilizar, gratuitamente, por meio do Repositório Institucional (RI/UFG), regulamentado pela Resolução CEPEC no 1240/2014, sem ressarcimento dos direitos autorais, de acordo com a Lei no 9.610/98, o documento conforme permissões assinaladas abaixo, para fins de leitura, impressão e/ou download, a título de divulgação da produção científica brasileira, a partir desta data.

O conteúdo dos Trabalhos de Conclusão dos Cursos de Graduação disponibilizado no RI/UFG é de responsabilidade exclusiva dos autores. Ao encaminhar(em) o produto final, o(s) autor(a)(es)(as) e o(a) orientador(a) firmam o compromisso de que o trabalho não contém nenhuma violação de quaisquer direitos autorais ou outro direito de terceiros.

1. Identificação do Trabalho de Conclusão de Curso de Graduação (TCCG)

Nomes completos dos autores: **Caio Santos Gomes; Yuri Gonçalves Lima**

Título do trabalho:

Modelagem de uma rede de distribuição real no software ATPDraw e análise dos impactos da conexão de Geração Distribuída ao sistema

2. Informações de acesso ao documento (este campo deve ser preenchido pelo orientador) Concorda com a liberação total do documento [X] SIM [] NÃO¹

[1] Neste caso o documento será embargado por até um ano a partir da data de defesa. Após esse período, a possível disponibilização ocorrerá apenas mediante: a) consulta ao(à)(s) autor(a)(es)(as) e ao(à) orientador(a); b) novo Termo de Ciência e de Autorização (TECA) assinado e inserido no arquivo do TCCG. O documento não será disponibilizado durante o período de embargo.

Casos de embargo:

- Solicitação de registro de patente;
- Submissão de artigo em revista científica;
- Publicação como capítulo de livro.

Obs.: Este termo deve ser assinado no SEI pelo orientador e pelo autor.



Documento assinado eletronicamente por **Igor Kopcak, Professor do Magistério Superior**, em 13/12/2024, às 08:20, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **Caio Santos Gomes, Discente**, em 17/12/2024, às 19:11, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **Yuri Gonçalves Lima, Discente**, em 17/12/2024, às 19:11, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



A autenticidade deste documento pode ser conferida no site https://sei.ufg.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0, informando o código verificador **5038972** e o código CRC **3D83984B**.

Referência: Processo nº 23070.044533/2024-51

SEI nº 5038972



MINISTÉRIO DA EDUCAÇÃO
UNIVERSIDADE FEDERAL DE GOIÁS
ESCOLA DE ENGENHARIA ELÉTRICA, MECÂNICA E DE COMPUTAÇÃO



Caio Santos Gomes

Yuri Gonçalves Lima

Modelagem de uma rede de distribuição real no software ATPDraw e análise dos impactos da conexão de Geração Distribuída ao sistema.

Trabalho de Conclusão de Curso, apresentado à disciplina PFC, do curso de Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Goiás, como requisito parcial para a obtenção do título de Engenheiro Eletricista.

Orientador: Prof. Dr. Igor Kopcak

Universidade Federal de Goiás – UFG
Escola de Engenharia Elétrica, Mecânica e de Computação – EMC
Projeto Final de Curso

Goiânia
2024

Ficha de identificação da obra elaborada pelo autor, através do Programa de Geração Automática do Sistema de Bibliotecas da UFG.

Gomes, Caio Santos

Modelagem de uma rede de distribuição real no software ATPDraw e análise dos impactos da conexão de Geração Distribuída ao sistema. [manuscrito] / Caio Santos Gomes, Yuri Gonçalves Lima. - 2024. XV, 15 f.

Orientador: Prof. Dr. Igor Kopcak.

Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação) - Universidade Federal de Goiás, Escola de Engenharia Elétrica, Mecânica e de Computação (EMC), Engenharia Elétrica, Goiânia, 2024.

Bibliografia.

Inclui siglas, gráfico, tabelas.

1. Modelagem. 2. ATPDraw. 3. Proteção. 4. Sistemas de distribuição. 5. Geração distribuída. I. Lima, Yuri Gonçalves . II. Kopcak, Igor , orient. III. Título.

CDU 621.3



UNIVERSIDADE FEDERAL DE GOIÁS
ESCOLA DE ENGENHARIA ELÉTRICA, MECÂNICA E DE COMPUTAÇÃO

ATA DE DEFESA DE TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

Aos treze dias do mês de dezembro do ano de 2024 iniciou-se a sessão pública de defesa do Trabalho de Conclusão de Curso (TCC) intitulado “Modelagem de uma rede de distribuição real no *software* ATPDraw e análise dos impactos da conexão de Geração Distribuída ao sistema”, de autoria de Caio Santos Gomes e Yuri Gonçalves Lima, do curso de Engenharia Elétrica, da Escola de Engenharia Elétrica, Mecânica e de Computação da UFG. Os trabalhos foram instalados pelo orientador, Prof. Dr. Igor Kopcak (EMC/UFG), com a participação dos demais membros da Banca Examinadora: Profa. Dra. Maria Leonor Silva de Almeida (EMC/UFG) e Prof. Dr. Gelson Antônio Andrêa Brigatto (EMC/UFG). Ressalte-se que no Plano de Trabalho 4789136, e na solicitação de defesa 4931233, constam como título do trabalho "Validação computacional da biblioteca de funções de proteção exigidas pelo PRODIST como requisito à conexão de Geração Distribuída aos Sistemas de Distribuição", o qual foi alterado para o título acima descrito, para melhor corresponder ao projeto efetivamente desenvolvido. Após a apresentação, a banca examinadora realizou a arguição dos estudantes. Posteriormente, de forma reservada, a Banca Examinadora atribuiu a nota final de **9,5** (nove vírgula cinco), tendo sido o TCC considerado **aprovado**.

Proclamados os resultados, os trabalhos foram encerrados e, para constar, lavrou-se a presente ata que segue assinada pelos Membros da Banca Examinadora.



Documento assinado eletronicamente por **Igor Kopcak, Professor do Magistério Superior**, em 13/12/2024, às 10:44, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **Maria Leonor Silva De Almeida, Professor do Magistério Superior**, em 13/12/2024, às 10:45, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **Gelson Antonio Andrea Brigatto, Professor do Magistério Superior**, em 13/12/2024, às 10:47, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



A autenticidade deste documento pode ser conferida no site https://sei.ufg.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0, informando o código verificador **5038926** e o código CRC **1DD866CE**.

Modelagem de uma rede de distribuição real no software ATPDraw e análise dos impactos da conexão de Geração Distribuída ao sistema.

Caio Santos Gomes, Yuri Gonçalves Lima

Resumo—Este trabalho realiza a análise de uma rede de distribuição do sistema da Equatorial Goiás, avaliando a influência da GD nos sistemas de proteção. O estudo tem como foco principal a modelagem de um alimentador primário real no ambiente ATP, em conjunto com a aplicação das funções de proteção exigidas pelo PRODIST (Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional) e modeladas anteriormente, validando as funções em cenários de distúrbios e fazendo a verificação da confiabilidade das proteções e os impactos das atuações no sistema, validando assim a importância dos aspectos como seletividade, velocidade, sensibilidade e confiabilidade, essenciais para garantir o funcionamento correto do sistema de distribuição. A pesquisa investiga os impactos da GD em uma rede de distribuição de média tensão, com base nos requisitos técnicos do PRODIST, abordando aspectos de planejamento e ajustes necessários para a integração eficiente dessa tecnologia. Além disso, o trabalho investiga as alterações no perfil de tensão e corrente na rede antes e após a conexão da GD, bem como os efeitos de curtos-circuitos simulados em diferentes pontos do alimentador primário. Os resultados indicam a diferença entre curtos-circuitos próximos e mais distantes do ponto de conexão da GD e expõe as atuações das funções do PRODIST. Nesse sentido, foi destacada a importância da atuação precisa de cada função no sistema, garantindo a eficiência e a proteção adequada dos dispositivos. O estudo reforça a importância de um planejamento criterioso, incluindo estudos de fluxo de potência e estabilidade transitória, para garantir a integração eficiente da GD. Ao final, conclui-se que a modelagem do sistema de distribuição no ambiente ATP foi coerente e assertiva.

Palavras-chave—Modelagem, ATPDraw, Proteção, Sistema de Distribuição, Geração Distribuída, PRODIST.

Abstract—This study analyzes a distribution network of the Equatorial Goiás system, evaluating the influence of Distributed Generation (DG) on protection systems. The main focus is the modeling of a real primary feeder in the ATP environment, combined with the application of protection functions required by PRODIST (Procedures for Distribution of Electrical Energy in the National Electrical System) and previously modeled. The study validates these functions under disturbance scenarios, verifying the reliability of the protections and their impact on the system, thus highlighting the importance of aspects such as selectivity, speed, sensitivity, and reliability, which are essential to ensuring the proper operation of the distribution system. The research investigates the impacts of DG on a medium-voltage distribution network, based on the technical requirements of PRODIST, addressing planning aspects and necessary adjustments for the efficient integration of this technology. Furthermore, the study examines changes in voltage and current profiles in the network

before and after the connection of DG, as well as the effects of simulated short circuits at different points of the primary feeder. The results demonstrate the differences between short circuits occurring near and farther from the DG connection point and illustrate the operation of PRODIST functions. The importance of the precise operation of each function is emphasized to ensure system efficiency and adequate device protection. The study underscores the importance of thorough planning, including power flow and transient stability studies, to ensure the efficient integration of DG. Finally, it concludes that the modeling of the distribution system in the ATP environment was coherent and accurate.

Keywords—Modeling, ATPDraw, Protection, System Distribution, Distributed Generation, PRODIST

I. INTRODUÇÃO

OS sistemas de distribuição no Brasil estão em constante expansão, só em janeiro de 2023 o crescimento foi de 0,6% comparado ao mesmo período em 2022, sendo que desse crescimento 1,8% foi devido aos consumidores residenciais, justificado pela alta temperatura do verão e o tempo seco [1]. Isso faz com que as estratégias de gestão das empresas sejam, cada vez mais, repensadas e remodeladas, pois a demanda crescente exige maior preparo para atuar em ambientes e situações dinâmicas e complexas, para assegurar o fornecimento de energia seguro e com alto grau de confiabilidade.

Nesse contexto, um dos aspectos mais desafiadores são o projeto e ajuste dos sistemas de proteção, os quais devem dispor de meios cada vez mais eficientes e modernos para atender à crescente demanda de energia, respeitando-se a filosofia de proteção. Filosofia essa que consiste em selecionar, coordenar, ajustar e aplicar os vários equipamentos e dispositivos protetores a um sistema elétrico, sem que outras partes sejam afetadas. A filosofia de proteção se baseia nos seguintes pilares [2]:

- **Velocidade:** É a capacidade que a proteção deve ter de agir, minimizando o tempo de resposta, para poder atender as características específicas do sistema;
- **Seletividade:** A proteção deve conseguir reconhecer, selecionar e isolar apenas o equipamento ou trecho defeituoso do sistema, evitando desligamentos desnecessários e perdas de aparelhos;
- **Sensibilidade:** É a capacidade que a proteção deve ter de atuar, em condições adversas do sistema para qual foi projetada, conseguindo responder a essas anormalidades com a menor margem de tolerância possível entre a operação e não operação dos equipamentos;

- **Confiabilidade:** A proteção deve estar em condições de atuar sempre que ocorra uma falta no sistema e não atuar quando o sistema estiver em operação normal, independentemente de qualquer condição externa, respeitando sempre a seletividade e sensibilidade configuradas.

E junto ao crescimento de consumo de energia nos últimos anos, vem crescendo também a aquisição por parte dos consumidores finais da geração distribuída (GD), constituída principalmente de fontes renováveis, em especial a energia solar que detém 98% desse mercado [3]. Em 2012 a ANEEL, por meio da normativa nº 482/2012 [4] estabeleceu critérios para o consumidor poder gerar energia para o próprio consumo, e trocar o excedente gerado por crédito, norma essa revogada pela resolução normativa nº 1.059 que altera em especial os limites de potência instalada e as modalidades de participação no SCEE (Sistema de Compensação de Energia Elétrica) [5].

Devido a esse grande crescimento de GD, a atenção volta-se para os sistemas de proteção, pois como se sabe, a geração distribuída traz grandes vantagens, especialmente vantagens econômicas ao usuário final, porém a sua presença nos sistemas de distribuição, altera o comportamento do sistema, pois um sistema que só tinha a função de distribuir energia, agora também gera energia, fazendo com que o sistema deixe de ser unidirecional e tenha uma dinâmica bidirecional, e para que a filosofia de proteção seja mantida e a seletividade e coordenação do sistema sejam preservadas, o sistema de proteção deve passar por novas análises e estudos e assim se adequar. As normas e orientações, que definem as condições para conexão da geração distribuída ao sistema de distribuição de energia elétrica, estão disponíveis no módulo 3 do PRODIST (Procedimentos De Distribuição De Energia Elétrica No Sistema Elétrico Nacional) [6]. Deve-se adotar rigorosamente esses requisitos técnicos para conexão de microgeração e minigeração.

Nesse contexto, o presente estudo propõe uma análise por meio de simulações computacionais com os seguintes objetivos:

- 1) Elaborar um circuito equivalente simplificado de uma rede distribuição de Média Tensão (MT) real do sistema da Equatorial Goiás.
- 2) Modelar a rede equivalente no ambiente *ATPDraw* (*Alternative Transient Program*);
- 3) Analisar por meio de simulações no ATP a coerência e assertividade da modelagem do sistema de distribuição;
- 4) Analisar o comportamento da rede após inserção da Geração Distribuída com as proteções locais mínimas exigidas pelo PRODIST e desenvolvidas em [7] a fim de validar a modelagem da rede;

O trabalho está organizado da seguinte maneira: A Seção II consiste na apresentação de fundamentos teóricos e as motivações para estes estudos, explicando o funcionamento lógico das funções anteriormente modeladas. Na Seção III, serão descritas as etapas de modelagem e simulação do sistema no *ATPDraw*. A Seção IV, apresenta as simulações realizadas e os resultados obtidos, avaliando o comportamento da rede modelada e da GD em um sistema real. A Seção V apresenta, as conclusões a respeito do que foi apresentado e

discutido neste trabalho.

II. BASE TEÓRICA

A. Sistema Elétrico de Potência:

Os sistemas elétricos de potência (SEP) desempenham a função crucial de fornecer energia elétrica aos consumidores de maneira segura, confiável, econômica e com padrões adequados de qualidade, exatamente no momento em que for demandada. A estrutura convencional do SEP pode ser visualizada resumidamente na Figura 1, como destacado por Souza.

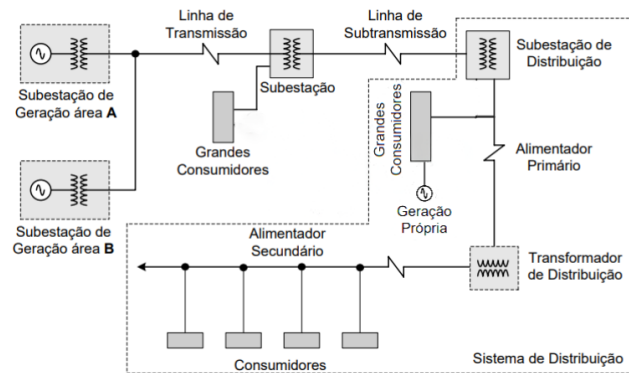


Figura 1. Diagrama esquemático de um sistema elétrico de potência. Fonte: Adaptado de [8].

Esses sistemas podem ser organizados em três grandes blocos:

- 1) **Geração:** Responsável pela conversão de diversas formas de energia primária (hidráulica, térmica, eólica, solar, entre outras) em energia elétrica.
- 2) **Transmissão:** realiza o transporte de energia elétrica gerada até os centros de consumo, geralmente em tensões elevadas, visando minimizar perdas no transporte.
- 3) **Distribuição:** Encarregada de distribuir a energia elétrica recebida do sistema de transmissão para consumidores de diferentes portes, como grandes indústrias, empresas comerciais e residências.

Esse trabalho concentra-se no estudo de um sistema de distribuição primário para área rural, nesse segmento encontram-se desafios decorrentes da inserção da geração distribuída.

Os sistemas de distribuição englobam diversos componentes, como subestações, linhas de subtransmissão, subestações de distribuição (SEDs), alimentadores primários e secundários, além de transformadores de distribuição.

a) *Linhas de Subtransmissão:* Atuam como elo entre o sistema de transmissão e as subestações de distribuição, transportando energia elétrica em tensões intermediárias, geralmente de 69 kV ou 138 kV. São utilizadas para atender grandes consumidores, como indústrias de grande porte ou estações de bombeamento, e têm capacidade para transportar dezenas de megawatts por circuito.

b) *Subestações de Distribuição*: Essas unidades transformam a tensão intermediária proveniente da subtransmissão para níveis adequados à distribuição primária. Os arranjos das SEDs podem variar conforme a potência instalada, a relevância das cargas e sua importância estratégica para o sistema.

c) *Alimentadores Primários*: Constituem os elementos responsáveis por transportar energia da SED até os pontos de conexão de consumidores de média tensão ou transformadores de distribuição que atendem consumidores de baixa de tensão (BT). Operam em tensões típicas de 11,4 kV, 13,8 kV, 22 kV ou 34,5 kV, dependendo dos padrões adotados pela distribuidora local. São divididos em troncos principais, com maior fluxo de potência, e ramais de derivação, que possuem menor capacidade e atendem cargas específicas.

d) *Transformadores de Distribuição*: Os transformadores de distribuição são equipamentos responsáveis pela conversão de níveis de tensão de energia elétrica, adequando-os às necessidades específicas dos consumidores finais. Normalmente instalados em postes ou câmaras subterrâneas, esses transformadores possuem dois enrolamentos principais:

- Enrolamento de alta tensão: projetado para operar conforme a tensão de alimentação fornecida pelos alimentadores primários.
- Enrolamento de baixa tensão: fornecendo níveis de tensão compatíveis com os padrões estabelecidos para o cliente final, variando conforme as normas regionais.

e) *Alimentadores Secundários*: Responsáveis pela distribuição de energia para consumidores finais de baixa tensão, operando em níveis de 120 V a 600 V em sistemas monofásicos ou trifásico. Esses circuitos garantem a entrega da energia elétrica em condições seguras e eficientes, seguindo os requisitos estabelecidos pelas normas técnicas, como ABNT NBR 5410.

Portanto, os sistemas de distribuição constituem um elo fundamental no SEP, enfrentando desafios técnicos e regulatórios, especialmente em cenários que envolvem a crescente integração de geração distribuída.

B. Proteções exigidas pelo PRODIST.

1) Proteções Baseadas nos sinais de corrente:

a) *Proteção de Sobrecorrente Instantânea e Temporizada (ANSI 50/51)*: A proteção de sobrecorrente instantânea (ANSI 50) responde imediatamente à detecção de uma corrente anormal, como aquela resultante de um curto-circuito. Se a corrente ultrapassa um valor pré-determinado, a proteção é acionada de forma instantânea, interrompendo o circuito e evitando danos aos equipamentos e sistemas elétricos, função essa essencial para a rápida identificação e isolamento de falhas graves. A proteção de sobrecorrente temporizada (ANSI 51), incorpora um elemento de temporização para permitir a passagem de correntes momentâneas que podem ocorrer durante condições normais de operação. Se a corrente anormal, persistir por um tempo superior ao ajustado, a proteção é acionada para desligar o circuito, essa temporização evita disparos desnecessários durante eventos transitórios, enquanto protege o sistema contra sobrecorrentes prolongadas, que podem ocasionar danos. A resposta por tempo definido pode ser moderadamente inversa,

muito inversa, extremamente inversa ou inversa longa, conforme a norma IEC 60255-151 [9].

b) *Proteções de Sobrecorrente com Restrição de Tensão (ANSI 51V)*: A ANSI 51V é particularmente relevante em situações em que a corrente de curto-circuito pode diminuir ao longo do tempo, alcançando valores inferiores à corrente de carga, a sua principal característica é a sua capacidade de considerar a tensão do sistema elétrico ao decidir se uma condição de sobrecorrente deve resultar no desligamento do circuito, observando-se 3 pontos sobre essa função:

- Tensão: a proteção 51V analisa não apenas a corrente, mas também a tensão do sistema, isso é particularmente importante em casos de curtos-circuitos nos trechos finais da rede elétrica, ao tornar a proteção mais sensível (reduzindo a corrente de *pick-up*) nesses casos em que as correntes de curto-circuito são baixas.
- Proteção adicional: a função 51V oferece uma camada adicional de proteção, garantindo que o sistema seja desligado quando a combinação de baixa tensão e corrente anormal pode representar uma ameaça para a integridade dos equipamentos e a segurança do sistema.
- Atuação em Baixas tensões: em condições em que a tensão do sistema está próxima de zero e a corrente de falta atinge níveis inferiores ao valor de corrente de *pick-up* da proteção, a função 51 V é acionada, isso ocorre mesmo quando a corrente de curto-circuito é inferior à corrente de carga, evitando assim o risco de falha na atuação da proteção convencional.
- Aplicação em Geradores: em particular, a proteção 51V é destacada em situações em que um defeito ocorre próximo aos terminais do gerador, onde a tensão pode estar próxima de zero, nesses casos, a proteção 51V entra em ação, mesmo que a corrente de falta seja menor que a corrente de carga.

c) *Proteção de Sobrecorrente Instantânea e Temporizada de Neutro (ANSI 50/51N)*: A função de proteção de sobrecorrente instantânea e temporizada de neutro designada pelo padrão ANSI como 50/51N, desempenha um papel crucial na segurança e estabilidade de sistemas elétricos. Essa função é projetada para detectar correntes anormais no condutor neutro e, em caso de falhas, tomar medidas imediatas ou temporizadas para evitar danos aos equipamentos e garantir a continuidade do sistema. É possível destacar os seguintes pontos importantes dessa função:

- Proteção Instantânea (ANSI 50N): A proteção de neutro 50N responde imediatamente à detecção de correntes de neutro anormais, indicando a presença de uma falha, como um curto-circuito à terra. Se a corrente no condutor neutro ultrapassar o valor de *pick-up* predefinido, a proteção é acionada instantaneamente, desligando o circuito para evitar danos a equipamentos sensíveis e proteger a integridade do sistema.
- Proteção Temporizada (ANSI 51N): A proteção temporizada de neutro (51N) incorpora um elemento de temporização para evitar desligamentos indevidos durante eventos transitórios ou correntes de curta duração associadas a condições normais de operação. Se a corrente

de neutro anormal persistir por um tempo superior ao ajustado, indicando uma condição de falha contínua, a proteção é acionada, desligando o circuito para proteger o sistema contra danos e garantir a segurança.

- Aplicação em Sistemas de Potência e Distribuição: A função 50/51N é frequentemente aplicada em sistemas de potência e distribuição para monitorar a corrente no condutor neutro, que pode indicar falhas como a presença de curtos-circuitos à terra. A detecção e resposta rápida a falhas no neutro são essenciais para evitar o acúmulo de danos e garantir a operação segura e contínua do sistema elétrico.
- Ajustes Precisos: A configuração dos parâmetros, como valores de pick-up e tempo de temporização, é crucial para ajustar a sensibilidade da proteção conforme as características específicas do sistema elétrico.

d) Proteção de Desbalanço de Corrente (ANSI 46):

A função de desequilíbrio de corrente, especialmente em uma configuração de interconexão com a rede elétrica, busca a coordenação eficaz entre as proteções do gerador e as proteções no ponto de conexão [10]. Nesse contexto, é essencial distinguir entre o desequilíbrio de corrente proveniente do sistema elétrico e o desequilíbrio originado na instalação do interconectado.

Quando o desequilíbrio tem origem na geração distribuída, a coordenação entre as proteções é realizada de maneira a desativar primeiramente a conexão com a rede, desligando o disjuntor no ponto de conexão. Posteriormente, o disjuntor no ponto de geração é aberto. No entanto, se o desequilíbrio se origina no sistema elétrico, a abertura apenas do disjuntor de interconexão é suficiente.

Essa função específica compara a corrente de sequência negativa com a corrente nominal do gerador. Se a corrente ultrapassar os níveis ajustados para cada estágio, serão acionados alarmes de aviso. Dependendo dos níveis de desequilíbrio atingidos, serão emitidos comandos para alerta, abertura do ponto de conexão com a concessionária e, por fim, abertura do ponto de conexão do gerador distribuído.

Essa estratégia de proteção visa preservar a máquina contra sobreaquecimentos no rotor causados por correntes desequilibradas, ao mesmo tempo em que protege a rede elétrica contra desequilíbrios de corrente.

2) Proteções Baseadas no sinais de tensão:

a) Proteção De Sub e Sobretensão (ANSI 27/59): As funções de sub e sobretensão, são elementos essenciais. Essas funções visam monitorar e controlar os níveis de tensão em um sistema, garantindo que permaneçam em faixas seguras de operação. Alguns pontos das funções de sub e sobretensão

- Atuação (ANSI 27): A função de subtensão é acionada quando os níveis de tensão no sistema caem abaixo de um limite predefinido. Pode ser configurada para atuar em diferentes estágios, dependendo da gravidade da subtensão. Isso pode incluir alerta, desligamento de cargas não críticas e, em casos extremos, desligamento total do sistema.
- Base de Atuação (ANSI 27): A atuação da função de subtensão é baseada em comparações contínuas entre a tensão medida e os limites estabelecidos. Se a tensão

cair abaixo dos valores predeterminados, a proteção é acionada enviando comando para abertura do disjuntor.

- Princípios de proteção (ANSI 27): Protege equipamentos elétricos contra danos causados por subtensão, evitando operação em condições críticas que poderiam resultar em falhas ou sobreaquecimento.
- Atuação (ANSI 59): A função de sobretensão (59) é acionada quando ocorre uma elevação anormal nos níveis de tensão no sistema, assim como a subtensão, pode ser configurada para atuar em diferentes estágios, desligando equipamentos críticos ou acionando sistemas de proteção.
- Base de Atuação (ANSI 59): A atuação da função de sobretensão depende da comparação constante entre a tensão medida e os limites estabelecidos. Se a tensão ultrapassar os valores predeterminados, a proteção é acionada enviando comando para abertura do disjuntor.
- Princípios de proteção (ANSI 59): Protege os dispositivos elétricos sensíveis contra danos decorrentes de picos de tensão, evitando operação em condições de voltagem excessiva que possam prejudicar equipamentos eletrônicos.

A atuação eficaz de subtensão e sobretensão é essencial para manter a estabilidade do sistema elétrico, prevenindo danos a equipamentos, assegurando a segurança operacional e garantindo a continuidade do fornecimento de energia. Ao integrar adequadamente as funções de subtensão e sobretensão, é possível criar uma estratégia de proteção robusta e eficiente para sistemas elétricos, contribuindo para a confiabilidade e segurança na totalidade, somado a isso é crucial coordenar as funções de sub e sobretensão com outras proteções no sistema elétrico e configurar os parâmetros de maneira precisa para se adaptar às características específicas do sistema elétrico. O modo de operação pode ser por tempo definido ou por curva de tempo inverso. Na atuação por tempo definido, são ajustados tempos fixos para atuação de proteção, dependendo apenas da ultrapassagem dos ajustes parametrizados, neste trabalho por ser uma continuação de [7], será adotada a atuação por tempo definido.

b) Proteção de Sobretensão de Neutro (ANSI 59N):

A proteção de sobretensão de neutro (ANSI 59N) é uma função vital em sistemas elétricos, projetada para detectar e responder a situações em que a tensão no condutor neutro excede os limites seguros. Essa proteção visa prevenir danos a equipamentos sensíveis, garantir a integridade do sistema e assegurar a segurança operacional. A proteção de sobretensão de neutro monitora continuamente a tensão no condutor neutro do sistema elétrico. Se a tensão nesse ponto ultrapassar os limites estabelecidos, indicando uma sobretensão de neutro, a proteção é acionada. A atuação da 59N pode incluir desligamento seletivo de partes específicas do sistema, ou até mesmo do sistema na totalidade, dependendo da magnitude da sobretensão.

A aplicação da função 59N é justificada pela complexidade em identificar falhas à terra externas à geração distribuída, especialmente em situações em que a conexão entre o acessante e a rede é feita por meio de um transformador com ligações em delta (Δ) ou estrela (Y) com neutro isolado. Essas configurações impedem a passagem da corrente de sequência zero, dificultando o monitoramento das correntes de sequência

zero (\hat{I}_0) proveniente da geração distribuída [7].

Em sistemas equilibrados sem o quarto fio, é esperado que a tensão de neutro seja nula durante condições normais. No entanto, em casos de ocorrência de falhas entre fase e terra, ocorre um deslocamento do neutro do sistema, resultando na detecção da falha pela função 59N [7].

c) *Proteção de Desequilíbrio de Tensão (ANSI 47)*: A função ANSI 47 desempenha um papel crucial na preservação de estabilidade e integridade de sistemas elétricos, ela é projetada para identificar e responder a condições em que ocorre um desequilíbrio significativo entre as tensões em fases distintas do sistema. A ANSI 47 monitora constantemente as tensões em cada fase do sistema elétrico, quando é detectado um desequilíbrio substancial entre essas tensões, a proteção é acionada.

O desequilíbrio de tensão pode ser ocasionado por diversas razões, como falhas em equipamentos, conexões defeituosas, desigualdade na distribuição de carga ou variações nas condições operacionais. Ao identificar o desequilíbrio, a proteção pode tomar medidas corretivas, como desligar seletivamente partes do sistema, ou em casos mais críticos, desconectar completamente o circuito para evitar danos maiores.

3) *Proteções Baseadas na Direcionalidade:*

a) *Proteção de Sobrecorrente Direcional*: As funções 67 e 67N utilizadas seguem a lógica delineada no relé comercial SEL-351, fabricado pela Schweitzer. Essa lógica baseia-se na determinação da direcionalidade da corrente utilizando os parâmetros de impedância de sequência positiva (Z1), negativa (Z2) ou zero (Z0) da rede. É essencial ressaltar que a metodologia aplicada para determinar a direcionalidade pode variar segundo o modelo específico do relé, sendo necessário consultar os manuais e instruções do fabricante. O modelo da função 67 analisada é composto pelo elemento de sequência positiva, cuja atuação é restrita a correntes equilibradas, e o elemento de sequência negativa ou zero, responsável por determinar a direcionalidade de correntes desequilibradas. No caso do modelo SEL-351, a coordenação entre esses elementos direcionais é realizada priorizando o elemento de sequência negativa. Dessa forma, se forem detectadas sobrecorrentes de sequência negativa ou zero, o elemento de sequência positiva é bloqueado [7].

b) *Direcional de Potência Ativa (ANSI 32P)*: A proteção direcional de potência ativa (ANSI 32P) exerce o papel de monitorar a direção do fluxo de potência ativa em uma rede. Essa proteção desempenha um papel crítico na identificação de condições anômalas e na implementação de ações corretivas para garantir a segurança e a estabilidade do sistema. A função 32P, monitora continuamente a direção do fluxo de potência ativa, com base nas medições de tensão e corrente, a proteção calcula a potência ativa instantânea e determina se a direção de fluxo está conforme a configuração desejada. Se a direção do fluxo de potência ativa estiver em desacordo com os parâmetros configurados, a proteção deve atuar seletivamente. A direcional de potência ativa desempenha um papel crucial na preservação da estabilidade do sistema elétrico, evitando fluxos indesejados que levam a sobrecargas ou desequilíbrios. A ANSI 32P é uma camada fundamental de proteção em sistemas elétricos, garantindo a operação segura e eficiente

do sistema.

4) *Proteções contra ilhamento:*

a) *Proteção de Sub e Sobrefrequência (ANSI 81 O/U)*:

A frequência do sistema elétrico está intrinsecamente ligada ao equilíbrio entre a geração e o consumo de potência ativa. Desvios nesse parâmetro podem estar associados a sobrecargas, resultando em reduções na velocidade do rotor de máquinas síncronas, ou rejeições eventuais de carga, provocando aumentos de velocidade e, conseqüentemente, variações na frequência elétrica da rede [7].

No contexto da geração distribuída operando conectada à rede elétrica, alterações na geração e nas cargas locais podem impactar a frequência da rede devido à elevada inércia do sistema interligado. Contudo, após a ocorrência de um ilhamento do gerador distribuído, a frequência elétrica, anteriormente mantida pelo sistema interligado, pode sofrer alterações se houver um desequilíbrio entre a potência elétrica gerada e o consumo pelas cargas remanescentes. Visando detectar cenários de variações na frequência, a função de proteção contra sub e sobrefrequência calcula e monitora esse sinal, comparando-o com limites ajustados. Se ocorrer a ultrapassagem de algum dos níveis preestabelecidos, é emitido o comando para abertura do disjuntor [7].

A literatura técnica ressalta a importância da frequência na estabilidade do sistema elétrico. Autores como Kundur destacam a relação crítica entre frequência e estabilidade, sendo variações excessivas um indicativo de desequilíbrios e instabilidade sistêmica [11]. Além disso, Glover et al. abordam a influência da frequência na preservação de equipamentos sensíveis e na prevenção de danos ao sistema elétrico [12].

Essa abordagem proativa de monitoramento e proteção é fundamental para garantir a integridade do sistema elétrico em condições dinâmicas. A implementação de medidas como a abertura do disjuntor em resposta a variações críticas na frequência contribui para a segurança e estabilidade operacional do sistema.

b) *Salto de Vetor (ANSI 78)*: A detecção de ilhamento em geradores síncronos é crucial para a segurança do sistema elétrico. Durante a operação conectada à rede de distribuição, a função 78, baseada no modelo *Woodward MRG3* [13], utilizado em [7] para modelagem, monitora o deslocamento abrupto do ângulo de fase da tensão terminal do gerador. Ao ocorrer o ilhamento, esse deslocamento indica a perda de referência da tensão da rede.

A lógica da função 78 envolve o cálculo e a comparação do período de um ciclo elétrico, medindo o tempo entre os cruzamentos ascendentes do eixo horizontal. Utilizando a frequência nominal do sistema como referência (60 Hz), a diferença entre o ângulo de fase calculado e o ângulo de referência é avaliada. Se essa diferença exceder um valor ajustado, o comando de trip é enviado ao disjuntor.

A função 78 pode ser restrita pela tensão lida no sistema, operando apenas se o valor for superior a um ajuste mínimo, evitando atuações indevidas, especialmente em casos de curtos-circuitos que poderiam resultar em situações de subtensão.

Além disso, há a opção de alternar o modo de operação da função para acionar o *trip* apenas se o salto vetorial nas

três fases ultrapassar um valor pré-estabelecido, aumentando a sensibilidade de detecção de ilhamento em comparação com relés de sub e sobrefrequência.

c) *Taxa de Variação de Frequência (ROCOF)*: Após a ocorrência de um ilhamento, a discrepância entre a potência ativa gerada e consumida resulta em variações na frequência do sistema. A função ROCOF (*Rate of Change of Frequency*) ou 81 df/dt avalia essa taxa de variação da frequência, calculando a derivada da frequência em relação ao tempo. Caso essa derivada exceda o limite ajustado, é emitido o comando para abertura do disjuntor.

d) *Direcional de Potência Reativa (ANSI 32 Q)*: A função Direcional de Potência Reativa atua como uma proteção complementar para a detecção passiva de ilhamentos não intencionais, especialmente em casos em que ocorrem com uma variação de carga tão pequena que outras funções de proteção não conseguem detectar [14].

Quando um gerador síncrono opera subexcitado ou com fator de potência unitário enquanto conectado à rede, ele demanda potência reativa indutiva ou nula, respectivamente. Após a ocorrência de um ilhamento, o gerador torna-se responsável por suprir a demanda de potência reativa das cargas remanescentes. A alteração na direcionalidade da potência reativa, de consumo para exportação, indica a possibilidade de um ilhamento não intencional na geração distribuída [7].

5) *Linha Viva/ Barra Morta e Check de Sincronismo*:

a) *Linha Viva / Barra Morta*: A Proteção Linha Viva / Barra Morta impede a entrada desordenada do gerador distribuído em paralelo ao sistema elétrico, bloqueando o fechamento do disjuntor até que a Linha esteja energizada e a Barra desenergizada. Após o fechamento do disjuntor do ponto de entrega e a energização da Barra pela concessionária, é permitido o *check* de sincronismo. Inspirada no relé *Pextron UPR 6000*, oferece opções de configuração, como Linha Morta / Barra Morta, Linha Viva / Barra Morta, Linha Morta / Barra Viva e Linha Viva / Barra Viva. A decisão de energizar o trecho é tomada com base na medição de tensão por um transformador de potencial, com valores superiores a um ajuste predefinido indicando a Linha energizada.

b) *Check de Sincronismo (ANSI 25)*: Para verificar a sincronização antes da conexão entre dois sistemas, são analisados os valores de frequência e tensão. O fechamento do disjuntor é permitido se a diferença entre esses valores estiver dentro dos ajustes. A tensão medida no lado do gerador é comparada com a tensão proveniente do lado da Barra do Acessante, recebida da concessionária.

6) *Falha no disjuntor (ANSI 50BF)*: A função ANSI 50BF, relacionada à proteção de falha no disjuntor, é fundamental para a detecção de anormalidades nesse componente crítico do sistema elétrico. Blackburn e Domin [2], em seus estudos sobre proteção de sistemas de potência, destacam a importância de dispositivos de proteção que monitorem e reajam a falhas nos disjuntores para garantir a segurança do sistema.

Essa função age identificando irregularidades operacionais no disjuntor, como falhas mecânicas, elétricas ou de comunicação. O objetivo é assegurar a rápida desconexão em situações adversas, evitando danos mais sérios ao equipamento e ao sistema como um todo. A implementação dessa função

pode variar, mas envolve comumente a monitorização de sinais elétricos, correntes e tensões, combinada com lógicas de temporização e algoritmos de análise.

Ao detectar uma falha no disjuntor, a função 50BF ativa um comando de abertura do dispositivo, interrompendo o fluxo de corrente e prevenindo potenciais consequências danosas. Essa abordagem é crucial para a integridade do sistema elétrico, minimizando riscos e aumentando a confiabilidade operacional. O uso de tecnologias avançadas, como relés microprocessados, tem contribuído para aprimorar a eficácia dessas funções de proteção.

7) *Gerador Síncrono Distribuído*: O controle do gerador síncrono, quando conectado à rede elétrica, é configurado de forma que a tensão nos terminais e a frequência são determinados pelo sistema elétrico. Nessa condição, o controle de excitação influencia diretamente o fluxo de potência reativa do gerador. Em operação sobre-excitada, o gerador fornece potência reativa, já em condição subexcitada, ele absorve potência reativa do sistema. O controle de velocidade, por sua vez, é responsável por garantir a manutenção da potência ativa fornecida pelo gerador.

- 1) *Controlador de Potência Ativa*: O controle de potência ativa no gerador síncrono distribuído utiliza uma malha de controle com um regulador de velocidade genérico. A estratégia de controle baseia-se na avaliação do erro entre os valores medidos de frequência e potência ativa e seus respectivos valores de referência. A partir desse erro, realiza-se a correção de potência mecânica injetada nas turbinas primária, ajustando o sistema para compensar desvios e estabilizar a operação em condições ideais.
- 2) *Controlador de Potência Reativa*: Já o controle da potência reativa atua diretamente sobre a tensão de campo do gerador. Alterações na excitação da máquina implicam variações na tensão nos terminais e na quantidade de potência reativa fornecida ou absorvida do sistema. Consequentemente, o fator de potência do gerador também é influenciado. Em geradores síncronos conectados a sistemas de distribuição, especialmente de menor porte, nos quais não se espera o controle direto da tensão do sistema, o uso de controladores de potência reativa ou fator de potência é mais adequado [15]. Esses equipamentos ajustam-se às variações de tensão causadas por dispositivos externos, como transformadores com comutadores de *taps*.

III. DESENVOLVIMENTO

Neste estudo, foi realizada a modelagem da rede de distribuição de energia elétrica, com base nos dados fornecidos pela Equatorial (antiga CELG). A obtenção dos dados da rede exigiu uma análise detalhada e interpretação de centenas de linhas de informações. Para tanto, foi necessário realizar cálculos específicos e visualizar os dados no Google Earth, com o objetivo de compreender a estrutura da rede e seu panorama.

O circuito modelado no presente estudo foi o alimentador 31 da subestação Cabriuva, localizado no município de Rio Verde,

Goiás, cujos dados do ponto de conexão estão explicitados na Tabela I. Na qual, respectivamente,

R_1 e X_1 são a resistência e a reatância equivalentes de sequência positiva no barramento da SE;

R_2 e X_2 são a resistência e a reatância equivalentes de sequência negativa no barramento da SE;

R_0 e X_0 são a resistência e a reatância equivalentes de sequência zero no barramento da SE;

com seus valores dados em pu, nas bases da tensão nominal e da potência de 100 MVA.

Tabela I
DADOS DO PONTO DE CONEXÃO DO ALIMENTADOR ESCOLHIDO.

Parâmetro	Descrição
Subestação	Cabriuva - Rio Verde (GO)
Circuito	31
Tensão Nominal	34,5 kV
R_1 e R_2	0,04160 pu
X_1 e X_2	1,00860 pu
R_0	0 pu
X_0	0,79000 pu

Devido à complexidade dos dados e a necessidade de aprender a trabalhar com os arquivos disponibilizados, essa etapa demandou um tempo considerável. Para garantir a precisão dos cálculos de modelagem, foi necessário consultar relatórios e manuais técnicos fornecidos pela empresa, a fim de entender a estrutura e o significado de cada linha e coluna do documento. Posteriormente, foram realizados cálculos de modelagem para obtenção das impedâncias do trecho de linha.

A. Georreferenciamento do Sistema de Distribuição

Para possibilitar a modelagem do sistema elétrico no *ATP-Draw* se fez necessário adaptar os dados para um sistema no qual seria possível visualizar a topologia das conexões. Tendo em vista a estruturação dos dados obtidos foi utilizado o *software Google Earth*. Nele foram lançados, manualmente, os pontos de interesse da seguinte forma:

- 1) georreferenciamento dos postes;
- 2) georreferenciamento dos trechos conectando os postes e especificando as características dos condutores de cada trecho mediante o sistema de cores explicitado na Tabela II;
- 3) georreferenciamento das cargas do circuito (transformadores).

Tabela II
ESQUEMA DE CORES UTILIZADO PARA DISTINGUIR AS CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DOS CONDUTORES

Cor	Bitola	R1 e R2	X1 e X2	R0	X0
Vermelho	4 AWG CAA	1.5970	0.4700	1.7700	2.5100
Verde	2/0 AWG CAA	0.5560	0.4300	0.7300	2.4600
Azul	2/0 AWG	0.4790	0.4400	0.6600	2.4700
Amarelo	6 AWG CAA	2.0760	0.4900	2.2500	2.5200
Rosa	2 AWG CAA	1.0500	0.4600	1.2300	2.4900

Na qual, respectivamente,

R_1 e X_1 são a resistência e a reatância de sequência positiva do condutor dadas em Ω/km ;

R_2 e X_2 são a resistência e a reatância de sequência negativa do condutor dadas em Ω/km ;

R_0 e X_0 são a resistência e a reatância de sequência zero do condutor dadas em Ω/km ;

Ao final obtivemos o traçado do alimentador como visto na Figura 2. Para georreferenciar os pontos de interesse foi utilizado o sistema de coordenadas UTM, porém a rede ficou deslocada em relação ao seu real local de instalação, pois as coordenadas obtidas estavam referenciadas com uma origem diferente do padrão utilizado.

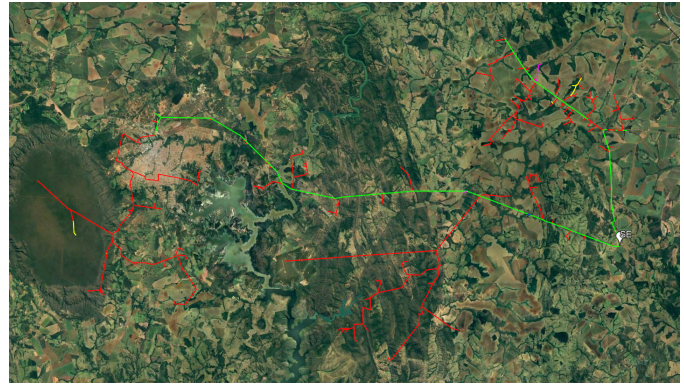


Figura 2. Traçado do alimentador primário.

Devido à complexidade do sistema e para possibilitar as simulações, após o georreferenciamento a rede de distribuição foi simplificada seguindo os passos descritos a seguir:

- 1) Ramais (1F ou 3F) com apenas 1 transformador conectado e com extensão menor que 1 km, foram suprimidos e o transformador foi conectado junto ao ponto de derivação do ramal;
- 2) Foram agregados os transformadores (1F ou 3F) em que a distância entre eles não ultrapassasse 1 km, e o transformador resultante foi posicionado no ponto central entre o primeiro e o último transformador;
- 3) Cargas dos ramais 1F foram agregadas junto ao primeiro ramal 3F comum a todos os transformadores 1F aglutinados.
- 4) Cargas dos ramais 3F foram agregadas junto ao primeiro ramal comum a todos os transformadores aglutinados, sempre que o transformador mais distante não estivesse há mais de 1,5 km do ramal comum;
- 5) Os equipamentos de proteção presentes ao longo do alimentador foram suprimidos;
- 6) Foram aglutinados os transformadores ligados diretamente ao tronco do alimentador nos casos em que a distância entre eles não ultrapassasse 1,5 km, posicionando a carga agregada no ponto central entre o primeiro e o último transformador do conjunto agregado.

Após a simplificação, a topologia da rede ficou conforme visto na figura 3. É possível observar que as características principais da topologia do alimentador foram conservadas, alterando apenas os ramais que conectavam as cargas (transformadores) localizadas próximas umas as outras. Essas cargas

foram somadas e a resultante foi conectada no ponto central em relação a cada grupo de transformador aglutinado.

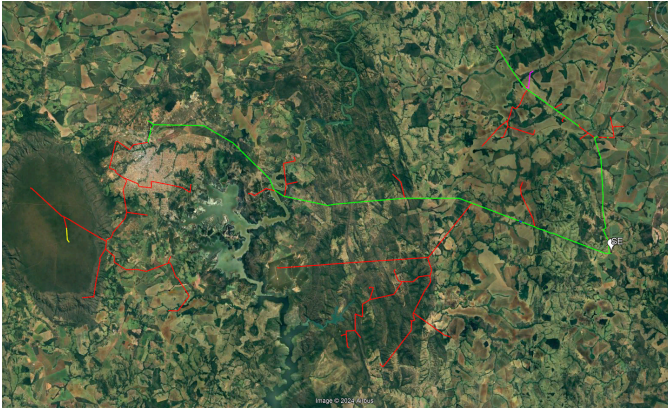


Figura 3. Traçado do alimentador primário simplificado.

B. Modelagem da Rede no ATPDraw

Foram realizados os trabalhos de modelagem da rede elétrica de alta tensão no *software ATPDraw*, utilizando como base o arquivo KMZ elaborado pelos autores utilizando o *software Google Earth*. O arquivo KMZ serviu como referência visual e técnica fundamental para a modelagem no *ATPDraw*, permitindo uma representação precisa da rede elétrica e facilitando a simulação e análise de seus parâmetros. Este arquivo continha informações detalhadas sobre o traçado da linha de distribuição, a saída da subestação e os dados técnicos de cada transformador, incluindo tanto unidades monofásicas quanto trifásicas.

Em seguida, foi desenvolvida uma planilha Excel para calcular as impedâncias trifásicas e monofásicas. Esta ferramenta possibilitou o cálculo automático dos dados de impedância para os trechos trifásicos e monofásicos, mediante a simples inserção da potência.

A modelagem trifásica foi realizada mediante a seguinte abordagem: os parâmetros fixos foram consolidados em campos únicos, enquanto o parâmetro de entrada, correspondente à potência do transformador, foi variado. Dessa forma, foram obtidas as impedâncias específicas para cada transformador

As potências ativa e reativa do transformador foram calculadas com base na potência aparente nominal e arbitrando-se um fator de potência de 0,92.

Por meio da manipulação dos dados disponíveis e aplicação das equações pertinentes, foram calculados os parâmetros necessários para inserção no *software ATPDraw*, incluindo a resistência em ohms, dada por 1:

$$R = \frac{S_n \cdot fp}{\left(\frac{S_n}{3V}\right)^2} \quad (1)$$

Sendo,

- R = Resistência;
- S_n = Potência Aparente;
- fp = Fator de Potência;
- V = Tensão de Linha.

Para a parte trifásica, as equações foram adaptadas para calcular a indutância em mili-Henry (mH), compatibilizando-os com os parâmetros de entrada do *ATPDraw*. Assim os cálculos foram feitos, por meio de 2:

$$L = \frac{\sqrt{1 - fp^2} \cdot V \cdot 1000}{2\pi f} \quad (2)$$

No qual,

- L = indutância;
- fp = Fator de potência;
- V = tensão de linha;
- f = frequência.

Adicionalmente, foi desenvolvida uma modelagem específica para a parte monofásica do sistema, considerando a diversidade de cenários presentes no trabalho. Nessa abordagem, os parâmetros fixos, como tensão e fator de potência, foram mantidos constantes, enquanto a potência de entrada variava conforme as características de cada transformador.

Utilizando o Excel, foi criada uma modelagem simplificada para calcular os valores de resistência, corrente, indutância e outros parâmetros, considerando a variação da potência de entrada. Dessa forma, a alteração da potência do transformador afetava diretamente a corrente, potência ativa, reativa, indutância e resistência.

A manipulação de fórmulas na parte monofásica permitiu o cálculo da potência real, empregando variáveis distintas, mas mantendo a mesma estrutura matemática utilizada na parte trifásica, assim na parte monofásica a componente resistiva foi calculada mediante 3:

$$R = \frac{P}{\left(\frac{S_n}{V_F}\right)^2} \quad (3)$$

Visto que,

- R= Resistência;
- P = Potência Ativa;
- S_n = Potência Aparente;
- V_F = Tensão de fase.

E por fim, foi calculada a indutância em mH, conforme 4:

$$L = \frac{V^2 \sin^2(\theta) \cdot 1000}{\sqrt{S_n^2 - P^2}} \cdot \frac{1}{2\pi f} \quad (4)$$

Na qual,

- L = Indutância;
- V = Tensão de linha;
- f = Frequência;
- S_n = Potência Aparente;
- P = Potência Ativa.

Posteriormente realizou-se a inserção das impedâncias dos trechos do alimentador primário, considerando o posicionamento da subestação e dos transformadores. Foi adotada uma configuração de layout com o tronco da rede no sentido horizontal e suas ramificações na vertical, de modo a se obter uma visualização clara e precisa do sistema.

Em seguida foi realizado um reajuste no carregamento da rede, uma vez que a capacidade dos transformadores

estava sendo utilizada considerando a potência nominal de cada equipamento, com valores de entrega entre 97-100% da capacidade. Esses valores foram ajustados para uma carga mais realista de 33% por transformador, refletindo melhor as condições operacionais reais e aprimorando a precisão da modelagem.

Por fim, foram realizadas simulações de curto-circuito em pontos próximos e distantes da subestação, visando analisar o comportamento do sistema e verificar se as tensões e correntes apresentavam o comportamento esperado. Garantindo uma representação precisa e confiável do comportamento da rede em diferentes cenários.

IV. ANÁLISE DE RESULTADOS

A. Análise dos Impactos da Geração Distribuída em Regime de Operação Normalizado

No gráfico apresentado na Figura 4 pode-se notar a diferença no perfil de tensão no ponto de conexão da geração distribuída, antes e após sua inserção na rede elétrica. Sem a GD conectada (curva azul), a tensão no ponto de conexão apresenta estabilidade em um nível ligeiramente superior ao observado após a conexão. Essa condição reflete o funcionamento normal de uma rede elétrica tradicional, no qual a energia é suprida exclusivamente pela subestação ou fontes centralizadas. Gonen, em *Electric Power Distribution System Engineering* [16], explica que a regulação da tensão nesse cenário é influenciada pelas perdas resistivas e reativas nas linhas de distribuição.

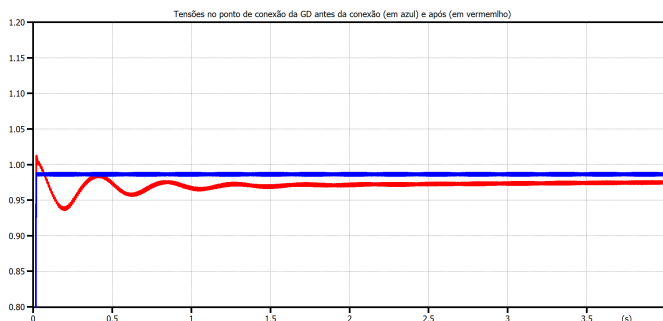


Figura 4. Tensões no ponto de conexão da GD antes da conexão (em azul) e após (em vermelho).

Com a conexão da GD (curva vermelha), há um sobrepico inicial seguido por oscilações transitórias até que o sistema atinja o equilíbrio. Esse comportamento é resultado da sincronização da GD e a rede elétrica, envolvendo ajustes de tensão, frequência e fase. Conforme Kundur descreve em *Power System Stability and Control* [11], os efeitos transitórios são característicos de alterações na topologia do sistema e podem variar conforme configuração e o controle da GD.

Após o período transitório, observa-se que a tensão com a GD conectada estabiliza-se em um nível inferior ao registrado sem a GD conectada, isso indica que a potência injetada pela GD não foi suficiente para compensar os efeitos das perdas resistivas e reativas do sistema. Esse comportamento está alinhado com a norma técnica de qualidade da ANEEL

(PRODIST - Módulo 8) [17], que estabelece limites para variações de tensão e destaca que a injeção de potência ativa pela GD pode não compensar completamente as perdas do sistema, especialmente em redes de alta impedância. Lopes et al. [18] reforça que, para uma regulação eficiente da tensão, é essencial que a GD seja adequadamente dimensionada e configurada para evitar impactos negativos na qualidade de energia.

Além disso, Hingorani e Gyugyi [19] apontam que, o comportamento da tensão depende da interação entre os controles locais da GD e a rede. Nesse caso, a estabilização em um nível inferior sugere que ajustes nos controles da GD, como estratégias de suporte de tensão ou controle de reativos, seriam necessários para atender aos padrões de qualidade da ANEEL e reduzir quedas de tensão.

Portanto, os resultados analisados no presente gráfico evidenciam a importância de um planejamento adequado para a conexão de GD à rede elétrica, incluindo estudos de fluxo de potência e de estabilidade transitória, como indicada pela ANEEL e por autores renomados da engenharia elétrica.

O gráfico explicitado na Figura 5 ilustra o comportamento da corrente no ponto de conexão da rede elétrica antes (curva azul) e após (curva vermelha) a conexão da GD. Antes da conexão, a corrente permanece constante e com valores menores, indicando que a carga é completamente alimentada pela rede de distribuição principal. Esse cenário reflete o fornecimento centralizado de energia, no qual toda a potência requerida pelas cargas é suprida pela subestação ou fonte central.

Após a conexão da GD, observa-se um comportamento transitório, caracterizado por oscilações iniciais na corrente. Essas oscilações estão associadas ao processo de sincronização da GD com a rede elétrica. Durante esse momento, há ajustes nos parâmetros de fase, frequência e magnitude da corrente para que a GD possa operar de maneira integrada com o sistema de distribuição. Esse comportamento é típico em sistemas interligados e está detalhado por Kundur em *Power System Stability and Control* [11]. Ele reforça que os efeitos transitórios, como os sobrepicos observados, são inerentes ao momento de conexão de uma nova geração e dependem da configuração do sistema, assim como nas análises observadas na tensão também.

A estabilização da curva vermelha em um nível de corrente mais elevado em comparação à curva azul reflete a injeção de potência no sistema por meio da GD. Esse aumento na corrente ocorre devido à injeção de potência ativa pela GD e à interação entre as impedâncias da rede e da fonte geradora resultando em um fluxo adicional de corrente de curto-circuito. Lopes et al. [18] explicam que a adição de uma nova fonte de geração altera o fluxo de potência no sistema, podendo impactar as correntes circulantes, mesmo que parte da carga seja atendida localmente. Além disso, a interação entre as potências ativa e reativa geradas pela GD e a rede contribui para o aumento da corrente total observada.

Outro aspecto relevante é o impacto da interação entre a potências ativa e reativa fornecida pela GD e a rede elétrica. Conforme Olivares et al. [20], a operação da GD em modos específicos de controle de potência reativa pode alterar os fluxos de corrente no sistema, especialmente em redes

com características de baixa impedância. Essa interação pode amplificar ligeiramente as correntes observadas no ponto de conexão, contribuindo para o comportamento registrado no gráfico.

Por fim, a presença da GD, ao mesmo tempo que resulta em um aumento da corrente no ponto de conexão devido à injeção de potência, desempenha um papel importante na descentralização do fornecimento de energia, reduzindo a dependência exclusiva da subestação principal. Contudo, para assegurar a confiabilidade e a segurança do sistema, é essencial que os níveis de corrente sejam avaliados em conformidade com as normas técnicas, como a NBR 14039, com estudos específicos de fluxo de potência e curto-circuito para validar impactos no sistemas.

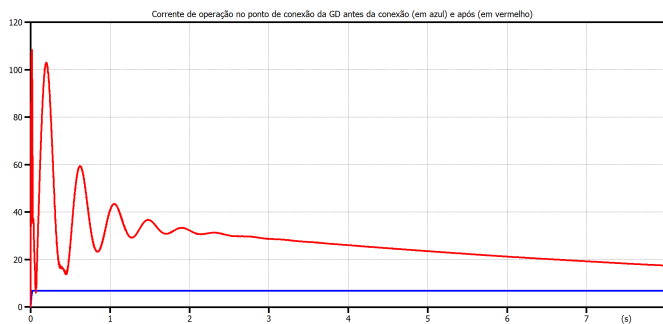


Figura 5. Corrente de operação no ponto de conexão da GD antes (em azul) e após a conexão (em vermelho).

B. Análise dos Impactos da Geração Distribuída após Distúrbios na Rede

Foram simulados curtos-circuitos trifásicos em 3 pontos distintos ao longo do alimentador primário. O ponto 1 está localizado próximo ao ponto de conexão da GD. O ponto 2 está localizado um pouco mais distante da conexão da GD, entre o ponto 1 e a saída da subestação. O ponto 3 é o ponto mais distante da conexão da GD. Adicionalmente, foi simulado um curto-circuito monofásico no ponto 4 que se localiza no fim de rede após o ponto de conexão da GD. Todos os curtos-circuitos foram aplicados no instante 3s e com resistência de falta de 10Ω .

1) *Ponto 1:* Foi aplicado um curto-circuito no ponto 1 e conforme ilustrado no gráfico da Figura 6, a resposta do sistema foi avaliada tanto antes quanto após a conexão da GD. Antes da conexão da GD, representado pela curva azul, a corrente de curto-circuito apresenta um perfil típico, caracterizado por um valor inicial alto e uma estabilização relativamente rápida em níveis menores. Esse comportamento reflete as condições normais do sistema sem a contribuição adicional de uma fonte de geração próxima.

Com a conexão da GD, representada pela curva vermelha, observa-se um aumento inicial significativo na amplitude da corrente de curto-circuito, seguido por oscilações amortecidas até atingir um novo estado de equilíbrio. Esse comportamento é atribuído à influência da GD, que atua como uma fonte adicional de energia, aumentando a corrente disponível no

ponto de curto-circuito. A presença da GD reduz a impedância equivalente vista no ponto de falha, aumentando assim a magnitude da corrente de curto-circuito, por isso inclusive a mesma se estabiliza em um valor um pouco maior, em relação à corrente sem GD. Esse efeito é consistente com o que é relatado na literatura, como em estudos de Silva et al. [21], que mostram como a GD impacta os níveis de curto-circuito ao ser conectada a sistemas de distribuição.

Além disso, a oscilação inicial da corrente após a ocorrência da flaha pode ser explicada pela dinâmica transitória associada à interação entre o gerador síncrono da GD e o restante do sistema elétrico. Nesse caso, o comportamento transitório é influenciado pela resposta do gerador síncrono às variações rápidas de corrente durante a ocorrência do curto-circuito. Geradores síncronos tem características inerentes de inércia mecânica e resposta eletromagnética que desempenham um papel significativo na estabilização do sistema após perturbações.

Ao contrário de sistemas baseados em inversores, que têm uma resposta mais rápida e controlada, a dinâmica transitória de um gerador síncrono envolve acoplamento eletromecânico entre o rotor e a rede elétrica. Durante o curto-circuito, o gerador síncrono contribui com uma corrente transitória elevada devido à excitação do campo magnético e à inércia do rotor. Essa contribuição é dividida em componentes transitórios, subtransitórios e estacionárias, sendo as correntes subtransitórias as mais altas e de curta duração, como observado no pico inicial da curva vermelha.

A oscilação visível no gráfico é característica dos parâmetros internos do gerador síncrono, como constante de tempo subtransitória e transitória, e da interação entre a impedância do gerador e a rede. Após o pico inicial, a corrente tende a se estabilizar em um valor inferior aos picos, conforme o gerador entra no regime transitório e, eventualmente, estacionário. Esse comportamento é coerente com a literatura, como abordado por Kundur [11], que descreve a influência da dinâmica do gerador síncrono no desempenho do sistema de potência durante condições de falha.

No estado estacionário, a corrente de curto-circuito no sistema com a GD (curva vermelha) permanece superior àquela sem a GD (curva azul). Isso se deve ao fato de o gerador síncrono fornecer uma fonte adicional de corrente no ponto de falha, reduzindo a impedância equivalente do sistema nesse local, como falado anteriormente. A contribuição do gerador síncrono aumenta os níveis de curto-circuito, o que pode impactar diretamente os dispositivos de proteção, como relés e disjuntores, exigindo recalibração para evitar falhas de operação.

Portanto, no caso dessa GD composta por gerador síncrono, é essencial considerar as características transitórias específicas desses equipamentos ao projetar o sistema de proteção e analisar a estabilidade do sistema. A resposta transitória e a contribuição significativa para os níveis de corrente destacam a importância de modelar corretamente os parâmetros dos geradores e sua interação com a rede.

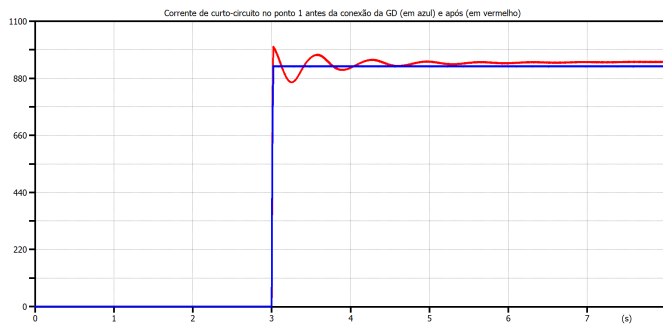


Figura 6. Correntes de curto-circuito no ponto 1 antes (em azul) e após a conexão da GD (em vermelho).

O gráfico da Figura 7 mostra a atuação da função 50/51, instalada no lado da GD. Este apresenta a atuação da função 50 (sobrecorrente instantânea) em 3,24 segundos e a ausência de atuação da função 51 (sobrecorrente temporizada). Esses resultados refletem uma dinâmica típica em sistemas com GD próxima ao curto-circuito.

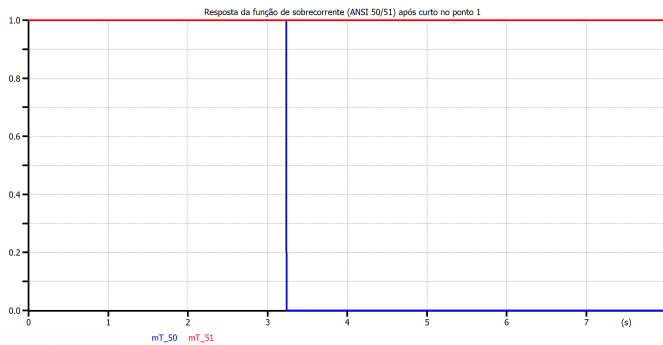


Figura 7. Resposta da função ANSI 50 (em azul) /51 (em vermelho) após curto-circuito no ponto 1

O gerador síncrono, devido às suas características eletromecânicas, contribui com elevadas correntes iniciais de curto-circuito, particularmente na componente subtransitória, como destacado por Kundur [11]. Essa alta contribuição inicial é diretamente responsável por acionar a função ANSI 50, configurada para atuar rapidamente quando os valores de corrente ultrapassam os limites definidos.

Por outro lado, a função ANSI 51 não foi acionada. Isso ocorre porque sua atuação depende de condições sustentadas de sobrecorrente, o que não foi observado, já que a proteção instantânea eliminou o curto antes que as correntes atingissem os critérios de tempo e magnitude configurados para a função temporizada. A coordenação entre as duas funções, 50 e 51, está conforme as práticas recomendadas em sistemas de proteção, garantindo tanto a rapidez na eliminação de faltas severas quanto a seletividade para condições menos críticas.

O fato da proteção estar localizada no lado da GD é relevante para interpretar o comportamento do sistema. Quando ocorre um curto próximo ao gerador síncrono, este contribui com correntes elevadas que decaem rapidamente à medida que as componentes transitórias (subtransitória e transitória)

se dissipam. A rápida queda na corrente após a atuação da ANSI 50 demonstra que o gerador síncrono respondeu adequadamente, e que a proteção instantânea foi eficaz em proteger o equipamento e a rede.

O tempo de atuação entre os segundos 3 e 4 reflete o ajuste correto da ANSI 50. Em sistemas com GD, especialmente com geradores síncronos, ajustes inadequados poderiam levar a uma resposta mais lenta, expondo o gerador e outros equipamentos a esforços térmicos e mecânicos significativos. Além disso, a ausência de atuação da ANSI 51 sugere que os ajustes de temporização estão corretamente configurados para evitar disparos desnecessários em eventos transitórios rapidamente eliminados.

Estudos, como os de Arrillaga e Watson [22], apontam que a proteção em sistemas com GD deve ser projetada para considerar tanto os altos níveis iniciais de corrente quanto a interação dinâmica entre a GD e o sistema elétrico. Nesse caso, a coordenação das proteções 50 e 51 demonstra que a análise transitória do gerador foi adequadamente integrada ao ajuste das proteções, garantindo a segurança e a confiabilidade do sistema.

Na Figura 8 o gráfico indica que a função ANSI 27 (subtensão) atuou no instante de 3,4 segundos, embora de forma mais lenta em comparação a função 50, no gráfico anterior, enquanto a função ANSI 59 não foi acionada.

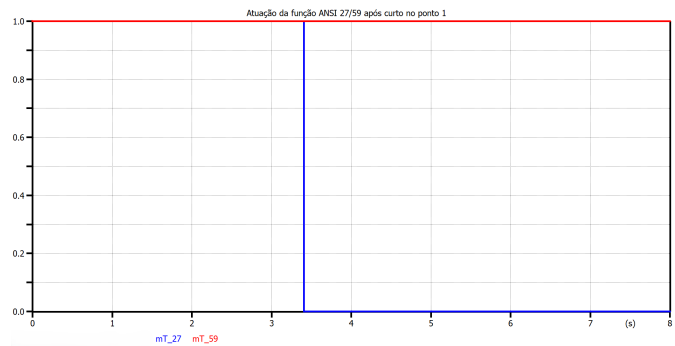


Figura 8. Atuação da função ANSI 27 (em azul) /59 (em vermelho) após curto-circuito no ponto 1

A função ANSI 27 é projetada para detectar condições de subtensão, que geralmente ocorrem após um curto-circuito devido à redução abrupta da tensão no ponto de falha. Neste caso, a subtensão foi suficiente para acionar a proteção, mas a atuação foi mais lenta que a função 50. Isso se deve à configuração típica da função 27, que inclui um tempo de atraso para evitar atuações indevidas causadas por distúrbios transitórios rápidos. Em sistemas com GD composta por geradores síncronos, a redução da tensão é influenciada pela dinâmica eletromecânica do gerador, particularmente pela sua resposta transitória e subtransitória. O tempo de resposta da função 27 reflete a coordenação de proteções para evitar que falhas momentâneas, como oscilações rápidas de tensão, acionem a proteção de forma desnecessária.

Por outro lado, a ausência de atuação da função 59 (sobre-tensão) é coerente com o comportamento esperado em curto-circuitos próximos ao ponto da GD. Durante um curto-circuito,

a tensão tende a cair em vez de aumentar, principalmente em sistemas com geradores síncronos, nos quais a injeção de corrente de curto-circuito é limitada pelas reatâncias subtransitórias e transitórias do gerador. Isso evita que condições de sobretensão ocorram, tornando a atuação da proteção 59 desnecessária nesse cenário específico.

O fato de a função ANSI 27 atuar após a função 50 reflete a hierarquia das proteções em um sistema elétrico. A proteção instantânea (50) é configurada para agir imediatamente em eventos de alta corrente, enquanto a subtensão (27) é acionada como uma medida de proteção secundária, considerando os critérios de tempo e magnitude da redução de tensão. Essa diferenciação garante que a proteção 27 atue apenas se a redução de tensão persistir após a eliminação do curto-circuito.

Além disso, o comportamento observado no lado da GD é influenciado pela integração do gerador síncrono com o sistema elétrico. Arrillaga e Watson [22], destacam que geradores síncronos podem introduzir efeitos transitórios que afetam o desempenho das proteções de tensão. O ajuste correto dos tempos de resposta das funções 27 e 59 é essencial para evitar atuações inadequadas e garantir a segurança e a estabilidade do sistema.

O tempo de atuação entre os segundos 3 e 4 indica que a função 27 está configurada para detectar condições de subtensão sustentadas, mas com um pequeno atraso para evitar disparos indevidos. Essa configuração é importante em sistemas com GD, nos quais os geradores síncronos apresentam comportamento transitório durante eventos de curto-circuito.

A coordenação entre as funções 27-59 e outras proteções, como a 50/51, é fundamental para garantir a confiabilidade do sistema. Atuação eficaz da função 27 demonstra que a proteção está adequadamente configurada para responder a condições de subtensão sem comprometer a operação do gerador síncrono ou do sistema elétrico.

A análise da função ROCOF (Rate of Change of Frequency) em sistemas de proteção associados à geração distribuída baseada em geradores síncronos é essencial para compreender a detecção de variações rápidas na frequência. O gráfico da Figura 9 mostra que, para o curto-circuito no ponto 1, a função ROCOF atuou exatamente no segundo 3, destacando sua capacidade de responder rapidamente às dinâmicas transitórias. Essa atuação precede as funções discutidas anteriormente, como ANSI 27 e ANSI 50, que tiveram atuação entre os segundos 3 e 4, indicando que a ROCOF desempenha um papel crucial na proteção de sistemas com GD.

A função ROCOF é projetada para monitorar variações rápidas na frequência do sistema, um fenômeno comumente observado em curtos-circuitos e outros eventos de grande impacto em sistemas elétricos. No caso de geradores síncronos, a variação de frequência ocorre devido à interação entre o torque eletromagnético e mecânico, que resulta em oscilações na frequência elétrica. Como a ROCOF está configurada para detectar essas mudanças em tempo real, sua atuação no segundo 3 reflete a rapidez com que o gerador síncrono respondeu à falta no sistema.

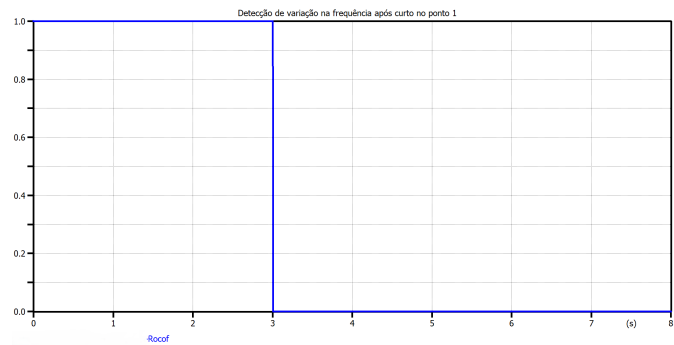


Figura 9. Detecção de variação na frequência após curto-circuito no ponto 1

Comparando a atuação da ROCOF com as funções ANSI 27 e 50, observa-se que a ROCOF é mais sensível a variações transitórias, sendo geralmente a primeira proteção a ser acionada em casos de instabilidade de frequência. Essa característica é especialmente relevante em sistemas com GD, onde o gerador síncrono pode experimentar mudanças rápidas na frequência devido à inércia eletromecânica limitada. A atuação das funções de subtensão e sobrecorrente ocorre em um estágio posterior porque esses parâmetros dependem da evolução do distúrbio ao longo do tempo, enquanto a ROCOF responde imediatamente à dinâmica inicial.

A atuação da ROCOF no segundo 3 também destaca a importância de seu ajuste adequado em sistemas com GD. Um ajuste muito sensível pode resultar em disparos indevidos, enquanto uma configuração menos sensível pode comprometer a segurança do sistema. Estudos como os realizados por Kundur [11] e Elgerd [23], ressaltam que a variação da frequência em geradores síncronos depende de parâmetros como a inércia do rotor, a constante de tempo do sistema e a magnitude do evento de falta. Esses fatores devem ser considerados ao configurar a função ROCOF para evitar atuações indesejadas.

Além disso, a detecção rápida pela ROCOF é vital para proteger o gerador síncrono de condições de operação fora de sua faixa segura. Eventos como desalinhamentos de frequência podem causar danos ao gerador, resultando em custos significativos de manutenção e tempo de inatividade. Portanto, a ROCOF atua como a primeira linha de defesa no lado da GD, permitindo uma resposta coordenada com outras funções de proteção.

A coordenação entre a ROCOF e as funções ANSI 27 e 50 é essencial para garantir uma proteção abrangente. A atuação da ROCOF no segundo 3 fornece uma indicação inicial de severidade do evento, enquanto as funções de subtensão e sobrecorrente complementam a proteção ao agir em condições de tensão e corrente inadequadas. Essa coordenação evita que eventos transitórios comprometam a estabilidade do sistema.

Assim podemos observar o quão eficiente é a atuação da função ROCOF no segundo 3, em detectar variações transitórias na frequência e em proteger geradores síncronos de eventos críticos. Comparada às outras funções discutidas anteriormente, sua detecção precoce destaca a importância de configurá-la corretamente para sistemas com GD. Sua interação com as demais proteções assegura uma resposta

coordenada, mitigando os impactos do curto-circuito e preservando a integridade do sistema elétrico.

2) *Ponto 2*: Conforme mostrado no gráfico da Figura 10, as correntes antes e após a conexão da GD apresentam comportamentos semelhantes ao ponto 1, mas com diferenças importantes nas oscilações registradas após a inserção da GD.

No caso do ponto 2, as oscilações na corrente após a conexão da GD foram consideravelmente menores em comparação ao ponto 1. Esse comportamento está relacionado à distância entre o ponto de falta e a GD, que influencia diretamente na amplitude e a estabilidade das correntes de curto-circuito. Quando o ponto de falta está mais distante, os efeitos dinâmicos da GD tendem a ser suavizadas pela maior impedância elétrica entre o local do curto e a fonte de geração. Essa maior impedância atua como um amortecedor natural, reduzindo as oscilações que seriam mais pronunciadas em pontos de falta mais próximos, como no caso do ponto 1.

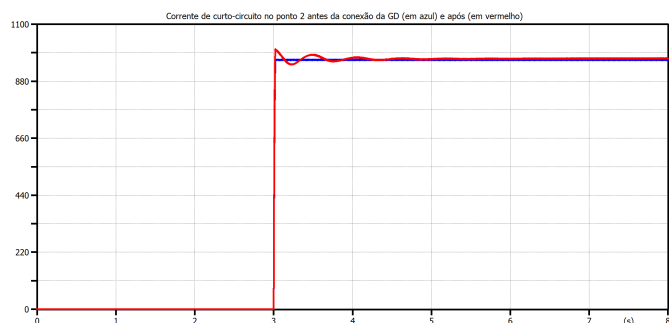


Figura 10. Correntes de curto-circuito no ponto 2 antes (em azul) e após a conexão da GD (em vermelho).

Além disso, o gerador síncrono presente na GD contribui para a estabilidade dos sistema ao fornecer uma fonte de energia com características de maior inércia. Essa inércia eletromecânica ajuda a amortecer as oscilações, particularmente em pontos mais distantes, onde as interações entre o gerador e o sistema são mediadas por uma maior impedância. Isso explica porque a corrente no ponto apresenta um comportamento mais estável, ou com menos oscilações, após a conexão da GD, mesmo durante os transientes de curto-circuito.

Outro ponto relevante é que, devido a maior distância, o impacto do curto-circuito no ponto 2 sobre a GD é reduzido em comparação ao ponto 1. Essa redução no impacto diminui a variação de corrente e perturbação no sistema em sua totalidade, permitindo que o gerador síncrono opere em condições mais controladas durante e após o evento de curto. Assim, a GD desempenha um papel mais preditivo e estabilizador, o que resulta em menores oscilações.

No contexto de proteção, a redução nas oscilações observadas no ponto 2 implica que as funções de proteção baseadas em medições de corrente, como ANSI 50 (sobrecorrente instantânea), podem ser menos exigidas em termos de ajustes sensíveis. Isso ocorre porque as oscilações menos pronunciadas reduzem a probabilidade de disparos desnecessários da proteção. Fato que se enquadra na análise em questão, visto que o relé 50/51 não atuou para a falta aplicada no ponto

2. Entretanto, é crucial garantir que o ajuste seja suficiente para detectar eventos de curto-circuito sem comprometer a estabilidade do sistema.

Embora o comportamento geral das correntes nos pontos 1 e 2 seja semelhante, a conexão da GD apresenta um efeito mais estabilizador em pontos de curto mais distantes. Isso reforça a importância de considerar a localização do ponto de falta para projetar ajustar sistemas de proteção. A interação entre o gerador síncrono e o sistema elétrico, mediada pela impedância do circuito, desempenha um papel fundamental na dinâmica do sistema.

A Figura 11 mostra que no ponto 2, que está mais distante da Geração Distribuída, a função 27 foi ativada em um intervalo de tempo semelhante ao registrado para o ponto 1, porém, neste caso, a intensidade da subtensão causada pelo curto-circuito foi reduzida devido à maior impedância elétrica entre o ponto de falta e a GD.

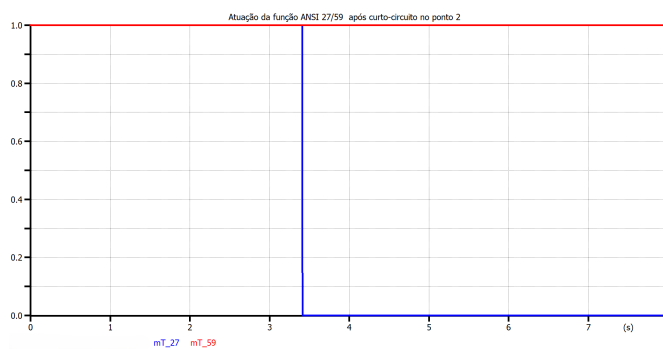


Figura 11. Atuação da função ANSI 27 (em azul) /59 (em vermelho) após curto-circuito no ponto 2

A maior distância do ponto 2 implica que a GD exerce um menor impacto direto na queda de tensão no local do curto, já que as quedas de tensão na linha são amortecidas pela maior impedância do sistema. Isso reduz a magnitude e a velocidade da atuação da função ANSI 27, refletindo uma resposta mais estabilizada quando comparada ao ponto 1. Essa característica também influencia a coordenação entre as funções de proteção, especialmente para a proteção por subtensão em ambientes onde múltiplos pontos de falta são possíveis.

Apesar disso, a atuação da função ANSI 27 continua desempenhando um papel fundamental na detecção de curtos-circuitos em pontos mais distantes. A ativação no ponto 2 confirma que a subtensão é um fenômeno detectável mesmo em locais com maior impedância elétrica, tornando a proteção por subtensão eficaz mesmo em cenários de maior distância.

Em locais mais distantes da GD, o ajuste da proteção ANSI 27 pode exigir maior sensibilidade para garantir a detecção de quedas de tensão dentro de parâmetros seguros, considerando as limitações impostas pela maior impedância. A dinâmica de atuação deve ser ajustada cuidadosamente para evitar disparos desnecessários em condições de operação normal, mantendo, ao mesmo tempo, a capacidade de resposta rápida a curtos-circuitos. Isso é particularmente relevante para sistemas com geradores síncronos, cuja resposta depende diretamente da interação entre a geração e a rede.

A função ROCOF também desempenhou um papel significativo na detecção de variações na frequência após o curto-circuito no ponto 2, ponto mais distante. Observa-se na Figura 12 que a atuação ocorre precisamente no segundo 3, evidenciando a capacidade dessa função de identificar rapidamente alterações na frequência do sistema, mesmo em um cenário onde a proximidade com a GD é reduzida.

A distância maior entre o ponto 2 e a GD reduz o impacto direto das características do gerador síncrono sobre as condições locais de frequência, comparado ao ponto 1. Isso faz com que as oscilações de frequência sejam suavizadas antes de alcançar o ponto de monitoramento. Ainda assim, o ROCOF continua sensível o suficiente para detectar variações abruptas causadas pelo curto-circuito, demonstrando sua robustez em diferentes cenários do sistema. Como falado anteriormente nas análises feitas.

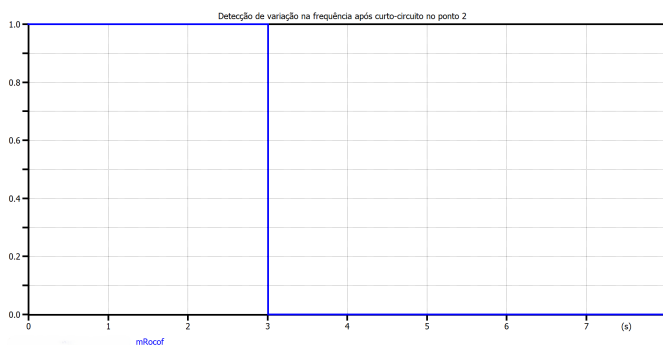


Figura 12. Detecção de variação na frequência após curto-circuito no ponto 2

Outro ponto relevante é que, no ponto 2, o ROCOF não apresentou falsos disparos, mesmo com as oscilações menores na frequência. Isso demonstra que a função foi configurada de maneira a equilibrar a sensibilidade necessária para detectar variações de frequência e a imunidade a distúrbios menores, especialmente em locais mais afastados.

Portanto, no contexto do ponto 2, a função ROCOF continua sendo uma ferramenta confiável para monitorar a estabilidade do sistema. Sua capacidade de detectar variações de frequência abruptas, mesmo em cenários de menor impacto direto da GD, é fundamental para a segurança e a operação eficaz do sistema elétrico. Essa análise ressalta a importância de ajustes adequados nos parâmetros do ROCOF para lidar com diferentes configurações e condições operacionais do sistema.

3) *Ponto 3:* Não foram observadas alterações significativas no perfil da corrente de curto-circuito antes e após a conexão da GD, conseqüentemente não houve atuação de nenhuma proteção.

4) *Ponto 4:* Durante o curto-circuito monofásico na rede, não houve atuação das proteções analisadas nos pontos anteriores.

Em casos de curto-circuito monofásico era esperado a atuação do relé 50/51N em consequência do desbalanço das correntes, porém não foi constatada a atuação desse relé devido à configuração do transformador de acoplamento em Y-Delta

(sendo o lado Delta conectado à tensão de 34,5 kV). Esse tipo de conexão tem como característica principal o bloqueio das correntes de sequência zero, que não conseguem se propagar para o lado de baixa tensão. Isso significa que, durante a ocorrência da falta monofásica, a GD contribui com uma corrente de sequência positiva extremamente reduzida. Essa contribuição, por ser muito pequena, não é suficiente para sensibilizar o relé de proteção de fase.

Além disso, o relé de neutro permanece inativo, uma vez que a componente de sequência zero, responsável por indicar falhas que envolvem a terra, é praticamente nula. Essa ausência de corrente de sequência zero está diretamente relacionada ao isolamento proporcionado pela configuração Y-Delta do transformador, que desconecta efetivamente a GD de qualquer interação com as faltas que envolvem a terra.

Esse comportamento evidencia uma particularidade interessante: a conexão Y-Delta "isola" a GD das faltas monofásicas e de falhas que envolvem a terra, limitando sua atuação nesses casos. Tal característica é relevante para o planejamento do sistema de proteção, por ser necessário considerar essa limitação ao definir estratégias de proteção e coordenação no sistema elétrico.

V. CONCLUSÃO

Ao longo deste trabalho foi apresentado um resumo da estrutura convencional do SEP e a descrição do funcionamento das funções de proteção mínimas exigidas pelo PRODIST, foi adicionalmente exposto o método de modelagem do alimentador primário no ambiente do *ATPDraw*. Essa abordagem é essencial para potencializar estudos sobre o comportamento do sistema de distribuição e suas proteções na presença de GD.

Conclui-se que a modelagem do circuito equivalente simplificado da rede de distribuição de média tensão da Equatorial Goiás demonstrou coerência e assertividade. As simulações no ATP validaram a eficácia da modelagem, e a inserção da Geração Distribuída não comprometeu a estabilidade da rede.

A pesquisa contribuiu em partes para a validação computacional das funções de proteção exigidas pelo PRODIST, demonstrando a importância da modelagem adequada para estudos sobre conexão de GD aos sistemas de distribuição. Os resultados corroboram estudos bibliográficos, destacando a relevância da simulação para análises de coordenação e seletividade de proteções do sistema elétrico de potência, contribuindo para a segurança e eficiência da operação de redes elétricas.

Tem-se como sugestão para desenvolvimentos futuros, a implementação das proteções do alimentador primário para possibilitar a análise da coordenação e seletividade entre concessionária e as proteções locais da GD.

REFERÊNCIAS

- [1] RESENHA Mensal: O consumo nacional de energia elétrica foi de 42.837 GWh em janeiro de 2023, crescimento de 0,6% em comparação com mesmo mês de 2022. **Empresa de Pesquisa Energética**, 2023. Disponível em: <http://surl.li/ffmeed>. Acesso em: 08 dez. 2024.
- [2] BLACKBURN, J. Lewis; DOMIN, Thomas J.. **Protective Relaying: Principles and Applications**. 4. ed. Boca Raton: Crc Press, 2014. 695 p.
- [3] BRASIL ultrapassa 21 GW em geração distribuída de energia solar. (eixos), 2023. Disponível em: <https://eixos.com.br/energia-eletrica/brasil-ultrapassa-21-gw-em-geracao-distribuida-de-energia-solar/>. Acesso em: 08 dez. 2024.
- [4] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. ANEEL Nº 482: RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 482, DE 17 DE ABRIL DE 2012. [S. L.], 2012. 14 p.
- [5] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. ANEEL Nº 1.059: RESOLUÇÃO NORMATIVA ANEEL Nº 1.059, DE 7 DE FEVEREIRO DE 2023. [S. L.], 2023. 45 p.
- [6] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. ANEEL Nº 956: PROCEDIMENTOS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO SISTEMA ELÉTRICO NACIONAL – PRODIST, MÓDULO 3 - CONEXÃO AO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. [S. L.], 2021. 42 p.
- [7] MARTINS, Juan Fabio Soares; ARAUJO, Marcos Paulo de Carvalho. **Modelagem e estudo das funções de proteção exigidas para conexão de geração distribuída à rede elétrica, utilizando o Alternative Transient Program**. 2023. 30 f. TCC (Graduação) - Curso de Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Goiás, Goiânia, 2023.
- [8] SOUZA, Fabiano Alves de. **Deteção de Falhas em Sistema de Distribuição de Energia Elétrica Usando Dispositivos Programáveis**. 2008. 120 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia Elétrica, Universidade Estadual Paulista, Ilha Solteira, 2008. Cap. 2.
- [9] INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. **IEC 60255-151: Measuring relays and protection equipment - Part 151: Functional requirements for over/under current protection**. [S. L.], 2009.
- [10] GRUPO EQUATORIAL ENERGIA. **NT.00020: CONEXÃO DE MICRO E MINIGERAÇÃO DISTRIBUÍDA AO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO**. 5 ed. [S. L.], 2024. 86 p.
- [11] KUNDUR, Prabha. **Power System Stability and Control**. [S. L.]: McGraw-Hill, Inc, 1994. 1176 p.
- [12] GLOVER, J. Duncan; SARMA, Mulukutla S.; OVERBYE, Thomas J.. **POWER SYSTEM ANALYSIS AND DESIGN**. 5. ed. [S. L.]: Cengage Learning, 2012. 828 p.
- [13] WOODWARD Manual MRG3 (Revision C) MRG3 – Generator protection with mains supervision, time overcurrent protection and earth current supervision. 2008.
- [14] MOTA, Igor Lopes. **Análise de alternativas de proteção anti-ilhamento de geradores síncronos distribuídos**. 2015. 125 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica e da Computação) - Universidade Federal de Goiás, Goiânia, 2015.
- [15] SOCIETY, I. P. E, **IEEE Recommended Practice for Excitation System Models for Power System Stability Studies**. IEEE Std 421.5-2016 (Revision of IEEE Std 421.5-2005).
- [16] GÖNEN, Turan. **Electric Power Distribution Engineering**. 3. ed. [S. L.]: Crc Press, 2014. 1035 p.
- [17] AGENCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. ANEEL Nº 956: PROCEDIMENTOS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO SISTEMA ELÉTRICO NACIONAL – PRODIST MÓDULO 8 – QUALIDADE DO FORNECIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA. [S. L.], 2021. 78 p.
- [18] LOPES, J.A.P.; HATZIARGYRIOU, N.; MUTALE, J.; DJAPIC, P.; JENKINS, N. **Integrating distributed generation into electric power systems: A review of drivers, challenges and opportunities**. *Electric Power Systems Research*, v. 77, n. 9, p. 1189-1203, 2007.
- [19] HINGORANI, Narain G.; GYUGYI, Laszlo. **Understanding FACTS: Concepts and Technology of Flexible AC Transmission Systems**. [S. L.]: Wiley-IEEE Press, 1999. 464 p.
- [20] OLIVARES, Daniel E. et al. Trends in Microgrid Control. **IEEE Transactions On Smart Grid**, [S.L.], v. 5, n. 4, jul. 2014. Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE).
- [21] SILVA, J. A.; SANTOS, M. F.; OLIVEIRA, L. R. 2021. **Impacto da Geração Distribuída nos níveis de curto-circuito em sistemas elétricos de potência**. *Revista Brasileira de Engenharia Elétrica*, 36(4), 15-24.
- [22] ARRILLAGA, Jos; WATSON, Neville R.. **Power System Harmonics**. 2. ed. [S. L.]: John Wiley & Sons, 2003. 412 p.
- [23] ELGERD, Olle Ingemar. **Electric Energy Systems Theory: An Introduction**. 2. ed. [S. L.]: McGraw-Hill College, 1982. 534 p.