

Universidade Federal de Minas Gerais

Escola de Engenharia

Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica  
Especialização em Fontes Renováveis: Geração, Operação e  
Integração

---

Estudos dos Impactos da Inserção de Fontes  
Renováveis de Geração Distribuída na  
Seletividade e Coordenação da Proteção de  
Sistemas Elétricos

---

Beatriz Ferreira de Resende Chaves

Belo Horizonte  
Novembro de 2019

Universidade Federal de Minas Gerais

Escola de Engenharia

Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica  
Especialização em Fontes Renováveis: Geração, Operação e  
Integração

---

Estudos dos Impactos da Inserção de Fontes  
Renováveis de Geração Distribuída na  
Seletividade e Coordenação da Proteção de  
Sistemas Elétricos

---

Beatriz Ferreira de Resende Chaves

Monografia submetida à Banca Examinadora designada pela Comissão Coordenadora da Especialização em Fontes Renováveis, como parte dos requisitos necessários à obtenção do Certificado de Especialista em Fontes Renováveis.

**Professor Orientador:**

Dr. Wallace do Couto Boaventura.

Belo Horizonte  
Novembro de 2019

C512e	<p>Chaves, Beatriz Ferreira de Resende. Estudos dos impactos da inserção de fontes renováveis de geração distribuída na seletividade e coordenação da proteção de sistemas elétricos [recurso eletrônico] / Beatriz Ferreira de Resende Chaves. – 2019. 1 recurso online (vii, 76 f. : il., color.) : pdf.</p> <p>Orientador: Wallace do Couto Boaventura.</p> <p>“Monografia apresentada ao Curso de Especialização em Fontes renováveis: geração, operação e integração da Escola de Engenharia da Universidade Federal de Minas Gerais”</p> <p>Anexos: f. 66-72.</p> <p>Bibliografia: f. 64-65. Exigências do sistema: Adobe Acrobat Reader.</p> <p>1. Engenharia elétrica. 2. Energia renovável. 3. Sistemas de energia elétrica - Proteção. I. Boaventura, Wallace do Couto. II. Universidade Federal de Minas Gerais. Escola de Engenharia. III. Título.</p> <p style="text-align: right;">CDU: 621.3</p>
-------	---



## ATA DA DEFESA DA MONOGRAFIA DA ALUNA BEATRIZ FERREIRA DE RESENDE CHAVES

Realizou-se, no dia 06 de dezembro de 2019, às 13:50 horas, Sala 2305 - 2o. andar - bloco 1 - Escola de Engenharia, da Universidade Federal de Minas Gerais, a defesa de monografia, intitulada *Estudos dos Impactos da Inserção de Fontes Renováveis de Geração Distribuída na Seletividade e Coordenação da Proteção de Sistemas Elétricos*, apresentada por BEATRIZ FERREIRA DE RESENDE CHAVES, número de registro 2018705320, graduada no curso de ENGENHARIA ELETRICA, como requisito parcial para a obtenção do certificado de Especialista em FONTES RENOVÁVEIS - GERAÇÃO, OPERAÇÃO E INTEGRAÇÃO, à seguinte Comissão Examinadora: Prof(a). Wallace do Couto Boaventura - Orientador (UFMG), Prof(a). Sidélmo Magalhaes Silva (Universidade Federal de Minas Gerais).

A Comissão considerou a monografia:

Aprovada

Reprovada

Finalizados os trabalhos, lavrei a presente ata que, lida e aprovada, vai assinada por mim e pelos membros da Comissão.

Belo Horizonte, 06 de dezembro de 2019.

Prof(a). Wallace do Couto Boaventura ( Doutor )

Prof(a). Sidélmo Magalhaes Silva ( Doutor )

# AGRADECIMENTOS

Agradeço aos meus pais por todo incentivo dado ao longo de toda minha caminhada, pelo grande exemplo de vida e por estarem sempre ao meu lado me ajudando a vencer cada etapa. Agradeço também ao meu noivo, por me apoiar em todas as escolhas, me incentivando e endossando o quanto sou capaz.

À UFMG, por mais esta oportunidade em aprender com verdadeiros mestres, me tornando cada dia mais apaixonada pela Engenharia Elétrica. Em especial, agradeço ao professor Wallace, por, mais uma vez confiar em meu trabalho, me incentivar, encorajar e auxiliar, sempre com paciência e dedicação. Sem este apoio não teria sido possível a realização deste trabalho com sucesso.

# RESUMO

---

A presença de fontes renováveis de energia conectadas ao sistema elétrico brasileiro vem crescendo exponencialmente diante da necessidade de diversificação da matriz energética do país e da crescente demanda de energia em grandes centros consumidores e localidades rurais. Além disso, o grande incentivo ao uso de insumos renováveis para geração de energia, frente à preocupação, em nível mundial, com o meio ambiente e o desenvolvimento sustentável, dentre diversas outras vantagens proporcionadas pelo uso destas fontes, tem resultado em altos investimentos para desenvolvimentos tecnológicos que permitam tornar esta geração cada vez mais eficiente, rentável e atrativa no mercado.

Diante deste cenário, o conceito de geração distribuída foi sendo difundido e, atualmente, o aumento de sua potência instalada em todo o país, tem provocado transformações consideráveis nas características do sistema elétrico brasileiro. Tais transformações tornam necessárias avaliações das interferências provocadas pela inserção de fontes de GD na operação do sistema, a fim de minimizar os impactos e garantir a qualidade da energia fornecida aos consumidores. Neste sentido, o objetivo deste trabalho consiste em avaliar como a inserção de GD afeta a correta atuação do sistema de proteção, sobretudo da coordenação e seletividade das redes de distribuição quanto às correntes de curto-circuito. Será feito um estudo de caso com avaliação de cenários que consideram diferentes pontos de conexão de uma fonte de GD na rede de distribuição, podendo esta ser eólica ou fotovoltaica, injetando diferentes níveis de potência, a fim de refletir a intermitência destes sistemas. Para cada um dos cenários serão verificados os impactos na rede, inicialmente com as proteções ajustadas de forma seletiva e coordenada sem inclusão de GD, de forma a identificar quais potências máximas e pontos de injeção de corrente podem ser aplicados por uma nova fonte de GD sem que haja interferência no sistema de proteção em funcionamento. Desta forma, pretende-se garantir que a coordenação e seletividade do sistema sejam mantidas após a inserção da nova fonte de geração distribuída na rede de distribuição, certificando que os circuitos que apresentem falhas sejam identificados no menor tempo possível e retirados de serviço sem interferir em regiões não submetidas a estas falhas, permitindo maior disponibilidade do sistema.

Palavras-chave: Geração Distribuída; Proteção de Sistemas Elétricos; Coordenação e Seletividade; Fontes Renováveis.

# ABSTRACT

---

The presence of renewable energy sources connected to the Brazilian's electric system has been growing exponentially given the need to diversify the energy matrix and the high demand for energy in large consumer centres and rural locations. In the context of the worldwide concern with the environment and sustainable development, the strong incentive for the use of renewable energy has resulted in high investments for technological development that makes this generation increasingly efficient, profitable and attractive in the market, among many other advantages provided by the use of these sources.

Given this scenario, the concept of distributed generation has been spread out and, currently, the increase of its installed capacity throughout the country has caused considerable changes in the characteristics of the Brazilian's electric systems. Such changes make it necessary to evaluate the interference caused by the insertion of DG sources in the system's operation in order to reduce impacts and guarantee the quality of the energy supplied to the consumers. In this sense, the objective of this work is to evaluate how the insertion of DG affects the correct performance of the protection systems, especially the coordination and selectivity of the distribution networks with respect to short-circuit currents. A case study will be carried out with the evaluation of scenarios that consider different connection points of a GD source in the distribution network, which may be wind or photovoltaic, injecting different power levels to reflect the intermittence of these systems. For each scenario the impacts on the network will be verified, initially with the protections adjusted in a selective and coordinated manner without the inclusion of GD, in order to identify maximum powers and current injection points can be applied by a new power source of GD without interfering in the operating protection system. Thus, it is intended to ensure that system coordination and selectivity are maintained after the insertion of the new distributed generation source into the distribution network, ensuring that faulty circuits are identified in the shortest possible time and removed from service without interfering with regions not subjected to these failures, allowing greater system availability.

Key-words: Distributed Generation; Protection of Electrical Systems; Coordination and Selectivity; Renewable Sources.

# LISTA DE FIGURAS

	<i>Página</i>
<i>Figura 1 - Evolução Anual da Potência Instalada de GD no Brasil – Fonte: (ANEEL, 2019) – Boletim de informações de geração - Março/2019.....</i>	<i>11</i>
<i>Figura 2 - Unidades Consumidoras com GD - Fonte: (ANEEL, 2019) – Boletim de informações de geração Março/2019.....</i>	<i>17</i>
<i>Figura 3 – Componentes de uma corrente de curto-circuito - Fonte: (Bonfá, 2017).....</i>	<i>20</i>
<i>Figura 4 - Curva de relé instantâneo – Fonte: (Bonfá, 2017).....</i>	<i>22</i>
<i>Figura 5 - Curva de relé temporizado – Fonte: (Bonfá, 2017).....</i>	<i>22</i>
<i>Figura 6 - Curva de tempo inverso – Fonte: (Bonfá, 2017).....</i>	<i>23</i>
<i>Figura 7 – Sistema de Distribuição Radial Típico - Fonte: (T.K. Abdel-Galil, 2007).....</i>	<i>24</i>
<i>Figura 8 - Alteração na corrente de curto-circuito com a inserção de GD - Fonte: (Shahzad, 2017).....</i>	<i>26</i>
<i>Figura 9 - "Falso trip" provocado pela inserção de GD - Fonte: (Shahzad, 2017).....</i>	<i>27</i>
<i>Figura 10 - Perda de sensibilidade da proteção diante do posicionamento da GD na rede - Fonte: (T.K. Abdel-Galil, 2007).....</i>	<i>28</i>
<i>Figura 11 - Representação da rede de distribuição simulada.....</i>	<i>30</i>
<i>Figura 12 – Valores de tensão eficaz medidos nas barras.....</i>	<i>32</i>
<i>Figura 13 - Representação da rede monofásica de 13,8 kV modelada.....</i>	<i>33</i>
<i>Figura 14 - Modelagem da linha de distribuição de 1 km.....</i>	<i>34</i>
<i>Figura 15 - Modelagem da fonte de GD a ser injetada na rede.....</i>	<i>35</i>
<i>Figura 16 - Blocos utilizados para a proteção de sobrecorrente na simulação.....</i>	<i>36</i>
<i>Figura 17 - Correntes senoidais na rede de distribuição.....</i>	<i>38</i>
<i>Figura 18 - Estado dos sinais de trip dos disjuntores com falta em B3, sem GD.....</i>	<i>40</i>
<i>Figura 19 - Correntes nos barramentos, sem GD, com atuação de BRK3 a partir da falta em B3 em 2 s.....</i>	<i>40</i>
<i>Figura 20 - Correntes nas barras durante a falta monofásica em B3 com atuação de BRK3.....</i>	<i>41</i>
<i>Figura 21 - Sinais de trip nas saídas dos relés diante da falta em B3.....</i>	<i>42</i>
<i>Figura 22 - Correntes durante a falta monofásica em B3 com atuação de BRKse.....</i>	<i>43</i>
<i>Figura 23 - Correntes e sinais de trip enviados pelos relés durante a falta monofásica em B3 com atuação de BRKse e GD injetando 1 MW em SE.....</i>	<i>44</i>
<i>Figura 24 - Correntes e sinais de trip enviados pelos relés durante a falta monofásica em B3 com atuação de BRKse e GD injetando 2 MW em SE.....</i>	<i>44</i>
<i>Figura 25 - Correntes e sinais de trip enviados pelos relés durante a falta monofásica em B3 com atuação de BRKse e GD injetando 3 MW em SE.....</i>	<i>45</i>
<i>Figura 26 - Sinais de trip nas saídas dos relés diante da falta em SE.....</i>	<i>46</i>
<i>Figura 27 - Correntes nas barras durante a falta monofásica em SE com atuação de BRKse.....</i>	<i>47</i>
<i>Figura 28 - Correntes e sinais de trip enviados pelos relés durante a falta monofásica em SE com atuação de BRKse e GD injetando 1 MW em B3.....</i>	<i>48</i>
<i>Figura 29 - Correntes e sinais de trip enviados pelos relés durante a falta monofásica em SE com atuação de BRKse e BRK3, e GD injetando 2 MW em B3.....</i>	<i>48</i>

<i>Figura 30 - Correntes e sinais de trip enviados pelos relés durante a falta monofásica em SE com atuação de BRKse e BRK3, e GD injetando 3 MW em B3.</i> .....	49
<i>Figura 31 - Sinais de trip enviados pelos relés durante a falta monofásica em SE com atuação de BRKse e BRK3, e GD injetando 2,8 MW em B3.</i> .....	49
<i>Figura 32 - Sinais de trip enviados pelos relés durante a falta monofásica em SE com atuação de BRKse e BRK3, e GD injetando 2,83 MW em B3.</i> .....	50
<i>Figura 33 - Representação da rede de distribuição, com ramificação, simulada no Cenário 3.</i> .....	51
<i>Figura 34 - Correntes nas barras diante da falta monofásica em B3 com atuação de BRK3.</i> .....	51
<i>Figura 35 - Sinais de trip nas saídas dos relés diante da falta em B3, com atuação de BRK3.</i> .....	52
<i>Figura 36 - Sinais de trip nas saídas dos relés diante da falta em B3.</i> .....	53
<i>Figura 37 - Correntes nas barras diante da falta monofásica em B1 com atuação de BRK1.</i> .....	54
<i>Figura 38 - Sinais de trip nas saídas dos relés diante da falta em B1, com atuação de BRK1.</i> .....	54
<i>Figura 39 - Sinais de trip nas saídas dos relés diante da falta em B1, com atuação de BRKse.</i> .....	55
<i>Figura 40 - Correntes e sinais de trip enviados pelos relés durante a falta monofásica em B3, com atuação de BRK3 e GD injetando 1 MW em B1.</i> .....	55
<i>Figura 41 - Correntes e sinais de trip enviados pelos relés durante a falta monofásica em B3, com atuação de BRK3 e GD injetando 2 MW em B1.</i> .....	56
<i>Figura 42- Correntes e sinais de trip enviados pelos relés durante a falta monofásica em B3, com atuação de BRK3 e BRK1, e GD injetando 3 MW em B1.</i> .....	56
<i>Figura 43 - Impacto da atuação da proteção de sobrecorrente observado no Cenário 1 – condições sem GD e com GD.</i> .....	59
<i>Figura 44 - Impacto da atuação da proteção de sobrecorrente observado no Cenário 2 – condições com GD = 2 MW e 3 MW.</i> .....	60
<i>Figura 45 - Sinais de trip no Cenário 3 sem a injeção de GD.</i> .....	60
<i>Figura 46 - Impacto da atuação da proteção de sobrecorrente observado no Cenário - condições com injeção de 3 MW e 2,8 MW de GD</i> .....	61

# LISTA DE TABELAS

---

	<i>Página</i>
<i>Tabela 1 - Parâmetros da linha de distribuição.....</i>	<i>33</i>
<i>Tabela 2 - Correntes nos barramentos e ajustes dos relés.....</i>	<i>37</i>
<i>Tabela 3 - Correntes nas barras durante a falta em B3.....</i>	<i>41</i>
<i>Tabela 4 - Correntes nas barras antes e durante a falta, GD = 1 MW.....</i>	<i>44</i>
<i>Tabela 5 - Correntes nas barras antes e durante a falta, GD = 2 MW.....</i>	<i>44</i>
<i>Tabela 6 - Correntes nas barras antes e durante a falta, GD = 3 MW.....</i>	<i>45</i>
<i>Tabela 7 - Correntes nas barras durante a falta em SE.....</i>	<i>47</i>
<i>Tabela 8 - Correntes nas barras antes e durante a falta, GD = 1 MW.....</i>	<i>48</i>
<i>Tabela 9 - Correntes nos barramentos e ajustes dos relés para o Cenário 3.....</i>	<i>51</i>
<i>Tabela 10 - Correntes nas barras durante a falta em B3.....</i>	<i>53</i>
<i>Tabela 11 - Tabela ANSI.....</i>	<i>66</i>

# SIGLAS E ABREVIACOES

---

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
SE	Subestação
GD	Geração Distribuída
ONS	Operador Nacional do Sistema
SIN	Sistema Interligado Nacional
ANSI	American National Standards Institute
RMS	<i>Root Mean Square</i>

# SUMÁRIO

---

	<i>Página</i>
<i>Capítulo 1: Introdução</i> .....	<i>11</i>
1.1 Contextualização Geral .....	11
1.2 Objetivos Gerais .....	13
1.3 Objetivos Específicos .....	14
1.4 Organização do TCC .....	14
<i>Capítulo 2: Fundamentação Teórica</i> .....	<i>16</i>
2.1 Geração Distribuída .....	16
2.2 Proteção de Sistemas .....	18
2.3 Curtos-Circuitos em Sistemas Elétricos .....	19
2.3.1 Sobrecorrente .....	21
2.4 Relés de Proteção .....	21
2.5 Coordenação e Seletividade .....	23
2.6 Impactos da conexão de GD na Proteção dos Sistemas .....	25
<i>Capítulo 3: Metodologia</i> .....	<i>30</i>
3.1 Modelagem da Subestação .....	31
3.2 Modelagem das Linhas de Distribuição .....	33
3.3 Cargas do Sistema .....	34
3.4 Falta fase-terra .....	34
3.5 Modelagem da GD .....	35
3.6 Relé de Sobrecorrente de Tempo Inverso .....	36
<i>Capítulo 4: Estudos dos impactos provocados pela injeção de GD</i> .....	<i>39</i>
4.1 Cenário 1: Simulações da rede de distribuição com falta em B3 .....	39
4.1.1 Sem injeção de GD .....	39
4.1.2 Com injeção de GD .....	43

4.2	Cenário 2: Simulações da rede de distribuição com falta em SE.....	46
4.2.1	Sem injeção de GD.....	46
4.2.2	Com injeção de GD.....	47
4.3	Cenário 3: Simulações da rede de distribuição com ramificação .....	50
4.3.1	Sem injeção de GD.....	51
4.3.2	Com injeção de GD.....	55
	<i>Capítulo 5: Análise dos Resultados.....</i>	<i>58</i>
	<i>Capítulo 6: Conclusões e Considerações Finais.....</i>	<i>62</i>
	<i>REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....</i>	<i>64</i>
		<i>ANEXO A 66</i>



# Capítulo 1: Introdução

## 1.1 Contextualização Geral

Diante do grande incentivo à geração de energia através de fontes renováveis, decorrente tanto da preocupação em nível mundial com o meio ambiente e o desenvolvimento sustentável, quanto da necessidade de diversificação da matriz energética global para suprimento da crescente demanda, muito se tem investido no desenvolvimento de tecnologias que tornem a geração de energia elétrica através destas fontes cada vez mais eficiente, rentável e atrativa no mercado. O Brasil vem acompanhando esta tendência e, desde 2012, com a então nova Resolução Normativa ANEEL n° 482/2012 vigente, o consumidor brasileiro passou a poder gerar sua própria energia elétrica a partir de fontes renováveis, principalmente eólica e fotovoltaica, com a possibilidade de fornecer o excedente para a rede de distribuição de sua localidade. A partir de então foi sendo difundido o conceito da geração distribuída (GD), cujos principais benefícios consistem no adiamento de investimentos em expansão dos sistemas de transmissão e distribuição, baixo impacto ambiental, redução no carregamento das redes, minimização das perdas e diversificação da matriz energética (ANEEL, 2019). No gráfico da Figura 1 é possível observar a evolução anual da potência instalada de geração distribuída no Brasil, desde 2014.



Figura 1 - Evolução Anual da Potência Instalada de GD no Brasil – Fonte: (ANEEL, 2019) – Boletim de informações de geração - Março/2019

Neste contexto, o Sistema Elétrico Brasileiro veio passando por grandes transformações, uma vez que deixou de ser baseado em, majoritariamente, apenas uma fonte de energia, passando a receber contribuições de diferentes fontes, conectadas a diversos pontos.

Porém, ao inserir fontes renováveis de Geração Distribuída ao Sistema Elétrico, deve-se atentar para a forma como estas interferem na operação do sistema. Por serem fontes intermitentes, deve-se preparar o sistema adequadamente para seu correto funcionamento diante da variabilidade de geração, garantindo a minimização dos impactos e a qualidade de energia aos consumidores. Além disso, a inserção de unidades de GD provoca alterações nas características das redes de distribuição, podendo causar, por exemplo, fluxo reverso de potência na rede, provocando alteração de seu perfil de tensão em regime permanente, sobretensões, instabilidade de tensão e frequência, aumento de harmônicos e alteração das correntes de curto-circuito. Assim, a inclusão destas fontes requer configurações adequadas dos dispositivos de proteção responsáveis pela eliminação de falhas, assegurando a continuidade de fornecimento durante a ocorrência de eventos na rede. Com isso, tornou-se necessária a realização de novos estudos, incorporação de novas metodologias, procedimentos operacionais e adoção de melhores práticas pelas concessionárias, a fim de garantir a confiabilidade do sistema, que está diretamente relacionada aos sistemas de proteção (Leite, 2016).

As fontes renováveis de energia normalmente são conectadas à rede através de conversores, configurando uma rede de distribuição com alimentadores radiais. No momento em que ocorre uma falta no sistema, os conversores das fontes de GD limitam a corrente de saída para proteção do seu sistema de chaveamento, podendo provocar problemas na atuação da proteção da rede através dos relés de sobrecorrente. Os relés de sobrecorrente são utilizados para proteção dos alimentadores e são projetados para atuar em altos níveis de corrente de falta. No momento da falta, estes relés devem ser capazes de atuar a fim de isolar, de forma eficaz, somente o ramo em que a mesma ocorreu. Com contribuição para a corrente de falta por parte dos conversores, o nível mínimo de corrente necessário para sensibilizar o relé pode não ser atingido, de forma que o dispositivo de proteção situado à montante da falta seja sensibilizado primeiro. Assim, o segmento onde está ocorrendo a falta não é isolado com o uso de dispositivos de proteção de sobrecorrente em um alimentador radial, o que gera um problema de seletividade do sistema (Dewadasa, 2009).

Neste sentido, o objetivo deste trabalho consiste em avaliar como a inserção de GD na rede de distribuição afeta a correta atuação do sistema de proteção, sobretudo no que diz respeito à coordenação e seletividade do sistema. Será realizado um estudo de caso onde uma rede de distribuição será simulada e configurada para que suas proteções atuem de forma seletiva e coordenada, ou seja, eliminando as falhas através da isolação somente dos ramos onde as mesmas estão ocorrendo, com atuação do dispositivo de proteção mais próximo a elas. Em seguida, será simulada a inserção de uma fonte de GD no mesmo sistema e serão avaliados os impactos provocados por diferentes potências injetadas por ela, considerando sua conexão em diferentes pontos. Com isso, serão definidas as características das fontes de GD que necessitam de reajustes das proteções para sua conexão, e aquelas que garantam que a seletividade do sistema seja mantida. Assim será possível certificar que os circuitos que estejam apresentando falhas sejam identificados no menor tempo possível e retirados de serviço sem interferir em regiões não submetidas a estas falhas garantindo, desta forma, maior disponibilidade do sistema.

## 1.2 Objetivos Gerais

---

Inicialmente, deseja-se, neste trabalho, estudar alguns modelos já desenvolvidos para avaliação da proteção de sistemas de transmissão e distribuição. Em seguida, será simulado no software PSCAD, uma rede de distribuição de pequeno porte, com uso de características elétricas e parâmetros típicos, a fim de observar e analisar a performance da proteção através de relés de sobrecorrente de tempo inverso a serem posicionados em alguns pontos do sistema. Os parâmetros do bloco existente no software que simula este relé serão alterados para verificação de sua atuação diante de faltas em diferentes pontos, de forma que se obtenha seletividade na proteção. Em seguida será inserida uma fonte de GD em um nó do sistema com o objetivo de avaliar como a seletividade do mesmo é afetada. Diante da nova configuração, os impactos provocados serão observados para que sejam definidas as potências máximas de injeção da GD, conforme o ponto em que ela é conectada ao sistema, que não resultem em problemas na atuação dos dispositivos de proteção do sistema.

### 1.3 Objetivos Específicos

---

Neste trabalho, o principal objetivo consiste em implementar, no PSCAD, um modelo de rede de distribuição monofásica para verificação da atuação de proteções de sobrecorrente diante de faltas monofásicas com e sem a presença de fontes renováveis de geração distribuída. Para isto, serão seguidos os seguintes passos:

- Modelagem da subestação de 13,8 kV;
- Modelagem das linhas de distribuição de 1 km;
- Modelagem das cargas do sistema;
- Posicionamento dos disjuntores nas barras do sistema;
- Posicionamento de multimedidores para monitoramento das grandezas ao longo da rede de distribuição;
- Inclusão de relés de proteção de sobrecorrente e parametrizá-los conforme características do sistema;
- Simulação de uma falta fase-terra em diferentes nós e verificar a atuação das proteções;
- Modelagem de uma fonte renovável de geração distribuída injetando potência em diferentes pontos do sistema;
- Verificação da atuação das proteções diante da penetração da fonte de GD em diferentes pontos e níveis de potência;
- Identificação dos impactos observados diante da presença de fonte de GD na rede para diferentes cenários.

### 1.4 Organização do TCC

---

O presente documento está dividido em seis capítulos. Os mesmos foram elaborados com base no desenvolvimento dos estudos e das atividades realizadas para execução deste trabalho.

O primeiro capítulo apresenta uma introdução ao tema do trabalho, contextualizando a geração de energia a partir de fontes renováveis no Brasil e no mundo. Além disso, é introduzida a questão dos impactos provocados pela inserção de fontes de geração distribuída na coordenação e seletividade dos sistemas de proteção em redes de distribuição.

No segundo capítulo, são descritas fundamentações teóricas estudadas e tomadas como base para elaboração do sistema a ser simulado. São também apresentadas noções básicas necessárias para compreensão dos resultados encontrados.

No terceiro capítulo, são apresentadas as etapas e procedimentos realizados para modelagem da rede de distribuição e seus componentes. Serão descritos os parâmetros definidos, os cálculos necessários para implementação das simulações e as alterações a serem feitas para fins de comparação dos resultados.

No capítulo quatro, serão apresentados os resultados obtidos para 3 cenários principais simulados, considerando o sistema sem injeção e com injeção de diferentes potências de GD, em diferentes pontos de conexão, a fim de comparação e análise de resultados, que é feita no capítulo cinco.

Por fim, o capítulo 6 apresenta as conclusões feitas a partir da análise dos resultados, possibilitando uma visão geral dos mesmos. Além disso, serão feitas considerações finais, descrevendo algumas habilidades desenvolvidas através do trabalho e uma breve descrição de possíveis trabalhos futuros a serem desenvolvidos.

# *Capítulo 2: Fundamentação Teórica*

---

---

Neste Capítulo serão abordadas as bases teóricas utilizadas para realização deste trabalho, bem como os conceitos necessários para compreensão das simulações e dos resultados.

## **2.1 Geração Distribuída**

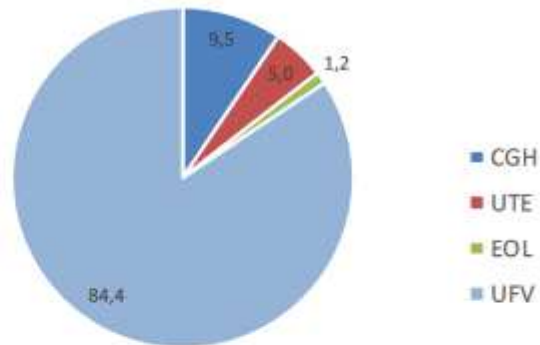
---

O termo Geração Distribuída (GD) consiste, basicamente, na geração de energia elétrica, através de qualquer fonte e em qualquer potência, realizada junto ou próximo do consumidor (INEE, 2019). Conforme definição do IEEE, GD é a geração de eletricidade através de plantas suficientemente menores que as plantas de geração centralizada, as quais, devido ao seu pequeno porte, podem ser conectadas em praticamente qualquer ponto do sistema de energia. A GD pode ocorrer a partir de diversas fontes, com diferentes capacidades de fornecimento de potência, tipos de tecnologia, modos de operação e formas de conexão à rede (Shahzad, 2017).

O regime de competição no setor energético, que passou a ser praticado em diversos países, e o incentivo à evolução de novas tecnologias de geração com eficiência e confiabilidade, mesmo em baixas potências, fez a GD ganhar importância mundial no atendimento às necessidades de energia elétrica nas últimas décadas. Além da economia na transmissão de energia e na redução de perdas elétricas, uma vez que a geração ocorre próximo ao ponto de consumo, a GD possibilita uma maior diversificação da tecnologia utilizada para produzir energia, levando a um uso mais racional das fontes de geração e permitindo uma complementariedade e melhor aproveitamento destas fontes, que estão sujeitas à sazonalidades.

Diferentes fontes de energia podem ser utilizadas em sistemas de GD. As principais tecnologias de GD utilizando fontes renováveis são PCHs, térmicas através de queima de biomassa, eólicas e fotovoltaicas. A Figura 2 ilustra a situação atual da potência instalada de unidades consumidoras com GD no Brasil.

Potência Instalada (kW)



Tipo	Quantidade	% do total	Potência instalada (kW)	% do total
Central Geradora Hidrelétrica – CGH	86	0,1	84.923	9,5
Usina Termelétrica de Energia – UTE	159	0,2	44.703	5,0
Central Geradora Eolielétrica – EOL	57	0,1	10.314	1,2
Central Geradora Solar Fotovoltaica – UFV	72.504	99,6	756.257	84,4
Total	72.806	100	896.197	100

Figura 2 - Unidades Consumidoras com GD - Fonte: (ANEEL, 2019) – Boletim de informações de geração Março/2019

Com a reestruturação do setor elétrico brasileiro, que proporcionou um maior incentivo às empresas em investir na produção de energia, a disseminação da GD no país provocou mudanças significativas na estrutura do sistema elétrico. A geração centralizada e topologia radial, sem a presença intermediária de fontes de energia, que caracterizavam o sistema de distribuição brasileiro, foi sendo alterada pela entrada de geradores operando em paralelo com o sistema (Luiz, 2012). Como estas fontes têm atingido um nível significativo de penetração, é importante mitigar os impactos causados pela variabilidade inerente desses geradores distribuídos, mas também assegurar a continuidade desses recursos durante contingências no sistema, o que pode aumentar a disponibilidade e qualidade do serviço de fornecimento de energia (Leite, 2016).

Os impactos provocados pela conexão de fontes de GD na proteção do sistema de distribuição dependem da forma como estas são conectadas à rede. Esta conexão pode ser realizada através do acoplamento direto das máquinas, como geradores síncronos ou de indução, ou através de conversores de potência, que ocorre na maior parte dos casos das fontes

renováveis de GD. Dentre as fontes conectadas através de conversores, destacam-se a eólica e a fotovoltaica, quem vêm sendo fortemente incorporadas à matriz energética brasileira.

A unidade básica da fotovoltaica consiste na célula constituída, normalmente, por silício cristalino/policristalino. Para geração de determinada potência desejada, as células fotovoltaicas são agrupadas em arranjos, onde são posicionadas, lado a lado, com angulações definidas de maneira a otimizar a incidência solar sobre elas. O conjunto destas células, juntamente com os conversores que utilizam a estratégia de máxima transferência de potência (MPPT) para rastrear o ponto ótimo de geração, compõem uma Usina Solar Fotovoltaica.

A geração de energia através de aerogeradores, por sua vez, baseia-se na transformação da energia dos ventos em energia elétrica através das pás da turbina, que captam a energia dos ventos, conectadas ao rotor que, por sua vez, é conectado ao gerador. Para conexão do gerador à rede existem diversos tipos de tecnologias distintas, dentre elas, a conexão diretamente por meio de um conversor.

Os inversores utilizados para estas conexões são compostos por IGBTs ou MOSFETs, que consistem em componentes com alta frequência de chaveamento, gerando, portanto, menores distorções das tensões e correntes a serem injetadas na rede. Eles podem ser do tipo controlado por tensão ou controlado por corrente (T.K. Abdel-Galil, 2007). A modelagem a ser utilizada para simular a fonte de GD neste trabalho será abordada nos capítulos posteriores.

## 2.2 Proteção de Sistemas

---

O sistema elétrico está sujeito a diversos tipos de contingências e, para cada uma delas, deve haver dispositivos capazes de atuar a fim de eliminar as falhas e garantir, tanto a proteção dos operadores e consumidores, quanto a continuidade do fornecimento de energia. Para isso o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), responsável pelo controle das operações de geração e transmissão de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional (SIN), sob fiscalização e regulamentação da ANEEL, define filosofias de proteção dos sistemas, através de procedimentos de rede, que devem ser seguidos e respeitados pelas concessionárias.

O sistema de proteção, segundo a filosofia de proteção dos sistemas elétricos, é eficaz quando é capaz de identificar e isolar as áreas defeituosas com agilidade, atuando no menor

tempo possível, para que as áreas ainda não danificadas não sejam afetadas. A proteção dos sistemas elétricos deve proporcionar, além da interrupção da eletricidade, com o objetivo de proteger linhas, barras e equipamentos, a possibilidade de monitorar dados para estudos posteriores das causas de falhas ocorridas.

Na análise de proteção dos sistemas elétricos, torna-se necessária a distinção entre as seguintes situações de operação do sistema (Cotosck, 2007):

- Situação normal de funcionamento: consiste na ausência de falhas nos equipamentos de operação e falhas aleatórias;
- Situação anormal de funcionamento: são aquelas que podem provocar distúrbios na rede elétrica, como oscilações de tensão, porém sem apresentar elevações de corrente elétrica em termos de curto-circuito;
- Situações de curto-circuito: são as mais críticas, e podem causar sérios danos no sistema de geração, transmissão ou distribuição de energia elétrica.

Diante de cada uma destas situações, as proteções são programadas, a partir de estudos relativos às características do sistema, para atuar de determinada forma e em determinado intervalo de tempo. É fundamental que os dispositivos de proteção façam um diagnóstico correto do problema identificado e atuem de forma ágil, fazendo com que o sistema retorne o mais rápido possível às condições normais de operação e garantindo que a menor porção possível da rede seja interrompida. Desta maneira, evitam a propagação do defeito, que poderia causar danos em equipamentos ou interferir na operação normal do sistema, e minimizam o tempo de indisponibilidade do fornecimento de energia.

## 2.3 Curtos-Circuitos em Sistemas Elétricos

---

A compreensão do fenômeno do curto-circuito é fundamental para avaliação dos possíveis impactos que esta falta pode causar nas redes de distribuição e para um correto dimensionamento do sistema de proteção, amenizando estes danos. Curtos-circuitos são falhas transitórias causadas por mudanças estruturais súbitas no sistema, como, por exemplo, rompimento de isolamento, presença de sal em isoladores, animais ou vegetação em contato com equipamentos do sistema ou causas mecânicas. Podem ser classificados como monofásico, quando ocorre entre uma fase e a terra, bifásico, entre duas fases, ou trifásico, entre as três fases

ou entre as três fases e terra. O curto-circuito monofásico é responsável por 80% das ocorrências e será o tipo de falha abordada na simulação deste trabalho (Bonfá, 2017).

A corrente de curto-circuito é uma corrente alternada assimétrica, composta por uma componente de corrente alternada (simétrica) e uma componente de corrente contínua com decaimento exponencial. Seu comportamento é ilustrado na Figura 3, a seguir.

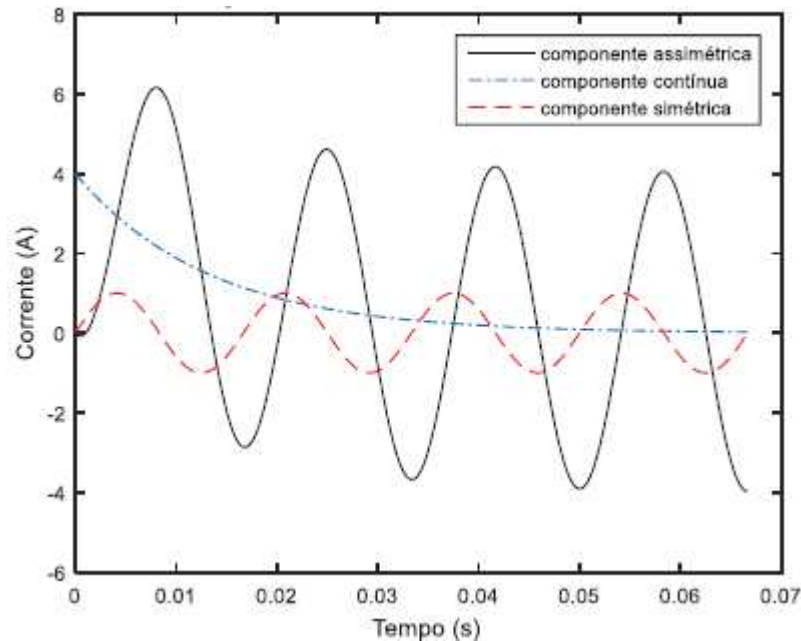


Figura 3 – Componentes de uma corrente de curto-circuito - Fonte: (Bonfá, 2017)

Os valores da componente assimétrica da corrente de curto-circuito definem a suportabilidade dos equipamentos aos efeitos dinâmicos gerados por este fenômeno. Os valores simétricos, por sua vez, determinam as capacidades de interrupção dos disjuntores e outros dispositivos de seccionamento, as capacidades de suportabilidade dos efeitos térmicos produzidos pelas correntes de falta e os ajustes dos equipamentos de proteção contra sobrecorrente (Bonfá, 2017).

### 2.3.1 Sobrecorrente

---

O fenômeno da sobrecorrente consiste na elevação da corrente em um condutor ou equipamento em valores superiores à capacidade para a qual são especificados, considerando as condições normais de funcionamento. Situações de curto-circuito, falta à terra ou sobrecarga são exemplos de distúrbios que podem provocar sobrecorrente no sistema. Os equipamentos e condutores do sistema elétrico de potência são dimensionados para suportar determinado valor de corrente fluindo continuamente através deles. Na ocorrência de sobrecorrente ocorre produção de calor excessivo, podendo danificar estes equipamentos. Por este motivo são utilizados os dispositivos de proteção, que atuam diante das faltas, protegendo o sistema de aquecimentos decorrentes da elevação da corrente a valores acima da corrente nominal, especificada para os equipamentos que o compõem (Masri, 2016).

## 2.4 Relés de Proteção

---

Na implementação dos sistemas de proteção, os relés de proteção consistem em equipamentos de extrema importância, responsáveis por uma verdadeira revolução diante de suas diversas aplicações. A partir do monitoramento e gerenciamento das grandezas elétricas do circuito, a função destes relés é o controle da atuação do disjuntor. Os dados de entrada do relé são tratados e interpretados conforme parametrização do equipamento, definida a partir de estudos, e, diante de irregularidades, são enviados comandos de desligamento através dos sinais de *trip* ao disjuntor a ele associado, provocando sua abertura. Além disso, os relés digitais microprocessados permitem armazenamento e transmissão do histórico de falhas para que sejam avaliados pelos operadores.

Os relés de proteção podem ser de ação direta, quando instalados diretamente no circuito primário protegido, ou indireta, recebendo sinais de tensão e corrente via transformadores de potencial (TPs) e de corrente (TCs), respectivamente. Além disso, podem ser programados para ação instantânea, atuando no momento exato em que uma grandeza monitorada ultrapassar um valor de referência, ou temporizada, levando um tempo determinado para atuação diante deste mesmo cenário.

Com relação às funções de proteção, é seguida a classificação numérica conforme padrões da American National Standards Institute (ANSI), [Anexo A] Tabela 11, onde cada número representa uma função. Algumas das funções mais comumente encontradas são as de sobrecorrente, listadas abaixo (Bonfá, 2017):

50 – Sobrecorrente instantânea de fase

51 – Sobrecorrente temporizada de fase

50N – Sobrecorrente instantânea de neutro

51N – Sobrecorrente temporizada de neutro

Os relés de sobrecorrente, associados a disjuntores, são utilizados para proteção contra correntes excessivas originadas por situações de sobrecarga ou curto-circuito. Com relação aos tempos de atuação, os relés de ação instantânea e ação temporizada atuam conforme curvas representadas na Figura 4 e Figura 5, respectivamente.

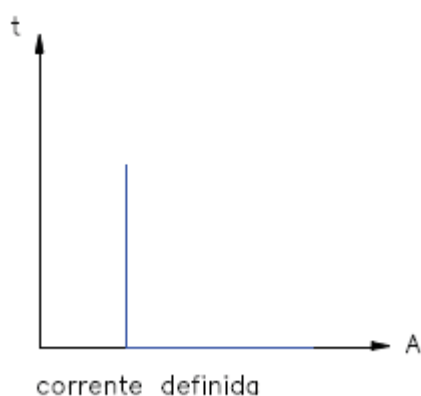


Figura 4 - Curva de relé instantâneo – Fonte: (Bonfá, 2017)

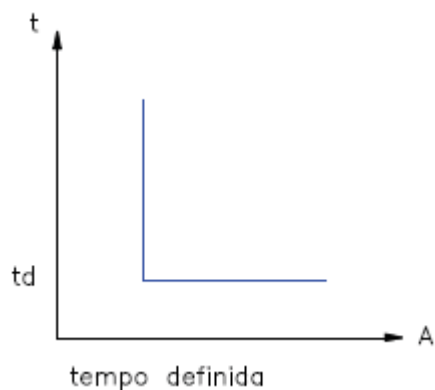


Figura 5 - Curva de relé temporizado – Fonte: (Bonfá, 2017)

Outros relés também muito utilizados em redes de distribuição são os com curvas de tempo inverso. Sua operação é caracterizada por curvas de tempo inversamente proporcionais à corrente, podendo ser classificadas, conforme velocidade de operação, como curva de tempo inverso, muito inverso, extremamente inverso ou inverso longo. Esta característica é representada na Figura 6 a seguir.

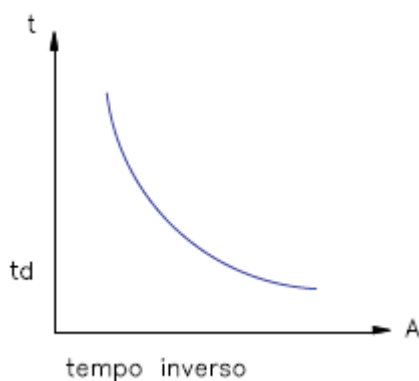


Figura 6 - Curva de tempo inverso – Fonte: (Bonfá, 2017)

O relé de sobrecorrente de tempo inverso atua na condição em que a corrente no sistema excede determinado valor durante certo intervalo de tempo, conforme a curva de tempo inverso característica do relé, que segue o comportamento da curva apresentada na Figura 6. Ele recebe a leitura da corrente que flui no barramento, realiza a comparação com o valor de corrente definido para sua atuação, que corresponde à corrente de *pick-up* ou corrente de disparo e envia um sinal de *trip* em sua saída caso a corrente lida permaneça maior que a corrente de *pick-up* após o tempo determinado (Masri, 2016). Independentemente do valor de corrente em que o relé é ajustado para operar, pode-se também ajustar o atraso, ou *dial* de tempo, para obtenção da temporização exata de atuação do relé. A classificação numérica, conforme tabela ANSI, [Anexo A] Tabela 11, para o relé de proteção de sobrecorrente de tempo inverso é a função 51.

## 2.5 Coordenação e Seletividade

Os estudos de coordenação e seletividade são fundamentais para determinação dos ajustes dos dispositivos de proteção, permitindo que, diante da ocorrência de uma falta, haja atuação apenas do dispositivo mais próximo dela, isolando a menor porção possível do sistema e no menor tempo possível. Para possibilitar este tipo de atuação, é utilizado o conceito de zona de proteção, a partir do qual as curvas típicas de atuação dos relés são definidas conforme o critério

de coordenação utilizado. Cada equipamento de proteção pertence à uma determinada zona de proteção, que consiste em uma área em que, diante da ocorrência de um curto-circuito, sensibilizará este equipamento. Para coordenação dos dispositivos de proteção de sobrecorrente é utilizado o conceito de zonas sobrepostas, no qual cada zona possui sua própria proteção primária e uma proteção de retaguarda, que opera em caso de falha da proteção primária. Esta proteção de retaguarda normalmente está posicionada logo à montante do dispositivo de proteção principal da zona. A Figura 7 abaixo representa um sistema de distribuição radial típico, destacando uma das zonas de proteção.

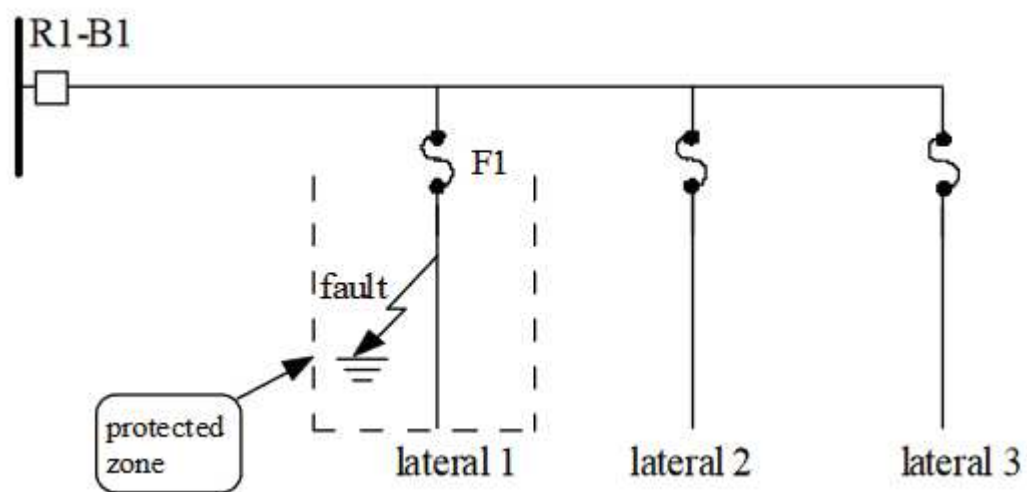


Figura 7 – Sistema de Distribuição Radial Típico - Fonte: (T.K. Abdel-Galil, 2007)

Para uma falta ocorrendo no local indicado na figura, espera-se que o fusível F1, que tem o papel de proteção primária nesta zona, atue rapidamente, interrompendo a alimentação da falta. O conjunto relé/disjuntor R1-B1 representa a proteção de retaguarda para esta zona, operando em caso de falha do dispositivo F1. Desta forma, o tempo de atuação do relé R1 deve ser maior que o do fusível F1 para faltas que ocorram no ponto identificado (T.K. Abdel-Galil, 2007).

A proteção é definida como seletiva quando a proteção de retaguarda é ajustada de forma que o dispositivo de proteção mais próximo da falta atue em caso de qualquer defeito, permanente ou transitório, à jusante do mesmo. Já a proteção coordenada consiste no ajuste dos relés de retaguarda para eliminar faltas transitórias através do religamento automático do dispositivo de proteção de retaguarda, sem que haja atuação do dispositivo situado mais próximo à falta, que deverá operar somente para faltas permanentes (Luiz, 2012). O ajuste correto da seletividade dos equipamentos de proteção do sistema, portanto, garante que, em

caso de falta permanente, a interrupção ocorra somente nos componentes que estão em falha, mantendo os demais elementos conectados ao sistema. Já os ajustes adequados de coordenação garantem que as proteções adjacentes só atuem no caso de falha das proteções responsáveis pela proteção de determinada zona, ou em caso de falta transitória, com operação em curvas rápidas do dispositivo de proteção de retaguarda, causando uma interrupção momentânea do circuito com religamento automático após eliminação da falta.

A coordenação de proteção em redes de distribuição radiais requer a determinação das correntes de falta mínimas e máximas que podem ocorrer nos alimentadores e, para que ela seja mantida, é necessário que os níveis de curto-circuito alcançados nos alimentadores permaneçam dentro de um determinado intervalo (Wheeler, 2016). Neste contexto, a alteração da corrente de curto-circuito provocada pela inserção e fontes de GD no sistema é um ponto que deve ser considerado, pois pode afetar diretamente na seletividade e coordenação do mesmo.

---

## 2.6 Impactos da conexão de GD na Proteção dos Sistemas

---

A presença de geradores distribuídos no sistema de distribuição pode gerar impactos consideráveis na operação e coordenação do sistema de proteção. Como a GD é geralmente conectada no nível de distribuição, a inclusão de uma nova fonte de geração pode provocar a redistribuição da corrente de falta na fonte entre os alimentadores, gerando perda de coordenação dos relés e sobretensões nas cargas.

Em uma rede de distribuição, as correntes de curto-circuito reduzem ao longo dos alimentadores, ou seja, quanto mais distante da fonte, menor a corrente da falta. A partir desta característica de atenuação da corrente, são definidos os ajustes de proteção por sobrecorrente, de forma que os elementos de proteção à montante são ajustados para correntes e tempos de atuação maiores que os elementos de proteção à jusante (Salgado, 2015).

Quando uma fonte de GD é conectada ao sistema, a corrente de falta passa a ser alimentada tanto pela rede quanto pela GD provocando, desta forma, uma alteração em seu valor, aumentando os níveis de curto-circuito das redes, o que interfere na seletividade e coordenação da proteção existente. A característica intermitente de fontes renováveis de GD, como eólica e solar, é um fator que dificulta ainda mais na definição precisa da corrente de falta, uma vez que esta passa a depender do valor da corrente que está sendo fornecida pela GD

em cada instante de tempo. Além disso, na ocorrência de uma falta à jusante do ponto onde está conectada a GD, tanto a rede quanto a GD contribuem para a corrente desta falta, conforme representado na Figura 8. Porém, o relé à montante da falta mede apenas a parcela de corrente de falta proveniente da rede, fazendo com que este não atue da maneira adequada, levando a problemas de coordenação (Shahzad, 2017).

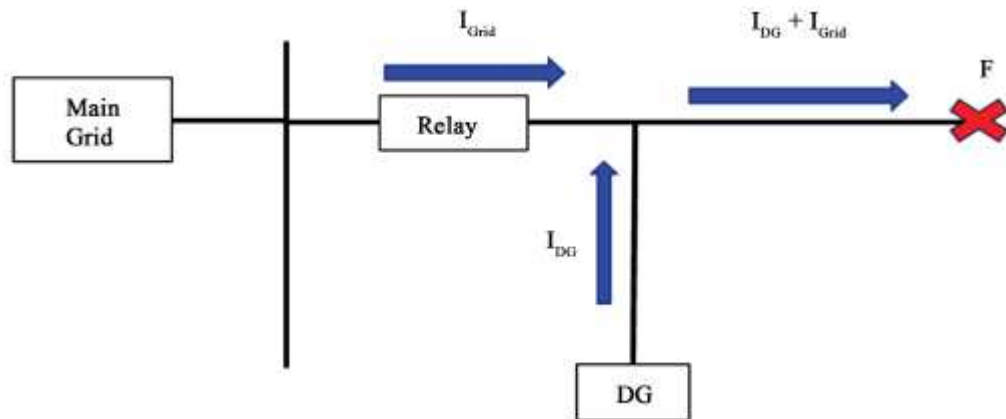


Figura 8 - Alteração na corrente de curto-circuito com a inserção de GD - Fonte: (Shahzad, 2017)

Outro problema decorrente da conexão de GD consiste no “falso *trip*”, que ocorre quando a corrente de falta em um alimentador recebe contribuição da corrente produzida pela fonte de GD conectada à mesma subestação em um alimentador adjacente. Nesta situação, representada na Figura 9, a corrente de *pick-up* ajustada no relé para a condição de corrente de falta proveniente somente da rede, será atingida em um intervalo de tempo menor com a inclusão da GD, levando o relé a atuar precocemente (Shahzad, 2017).

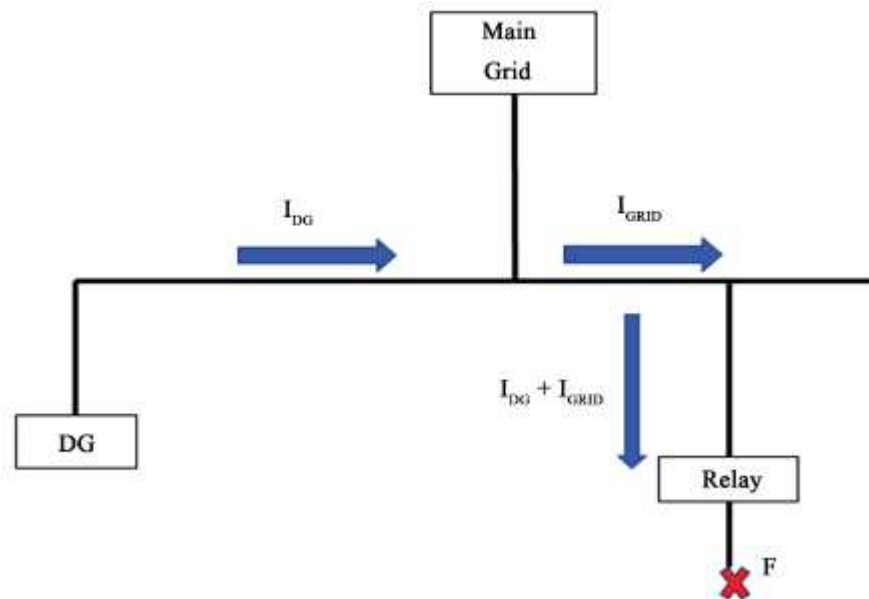


Figura 9 - "Falso trip" provocado pela inserção de GD - Fonte: (Shahzad, 2017)

Dependendo do tipo, da potência e do ponto em que uma fonte de GD é inserida na rede, outra questão que pode ser observada é o fato de não ocorrer atuação da proteção, uma vez que os limites em que a proteção é sensibilizada são alterados. As representações mostradas na Figura 10 exemplificam esta situação, considerando cenários em que a injeção de potência ocorre a partir da conexão de geradores síncronos.



Alguns estudos mostram métodos utilizados para determinar os níveis máximos de inserção de fontes de GD que não provoquem perda de sensibilidade ou de coordenação em modelos de proteção implementados em redes de distribuição sem a inclusão de fontes de geração (Wheeler, 2016). De forma geral, a inserção de fontes de GD em uma rede de distribuição pode provocar tanto a alteração dos níveis de curto circuito do sistema como também a variação das correntes de falta, dependendo do ponto em que elas ocorrem com relação à fonte principal e a GD e da potência injetada pela GD. Estas alterações interferem nos valores de corrente medidos pelos dispositivos de proteção podendo levar a operações indevidas, com interrupção precoce de circuitos, ou a operações tardias, deixando os equipamentos do sistema vulneráveis a possíveis sobreaquecimentos. Por isto é importante que os estudos de coordenação e seletividade sejam reavaliados no momento em que fontes de GD são inseridas no sistema para que os relés de proteção de sobrecorrente sejam reajustados e operem de maneira adequada.

# Capítulo 3: Metodologia

Para a análise a ser realizada neste trabalho, foi utilizado um modelo de simulação de uma rede de distribuição, onde os elementos do sistema foram modelados simulando um sistema real, composto por uma subestação em 13,8kV que alimenta diversas cargas através de linhas de distribuição e recebe a inclusão de GD conectada em determinado ponto do sistema. O modelo foi desenvolvido na plataforma PSCAD, um software de simulação no domínio do tempo para estudos de transitórios eletromagnéticos em sistemas de potência e redes de controle. O PSCAD possui uma biblioteca contendo modelos de componentes elétricos como elementos passivos (resistores, indutores, etc), fontes, disjuntores, medidores, elementos de proteção, funções de controle, máquinas elétricas, dentre outros, que foram utilizados para compor o sistema simulado.

A principal finalidade do trabalho é simular alterações que podem ser provocadas pela conexão de uma fonte de GD na coordenação e seletividade do sistema diante de uma falta. Serão avaliadas as necessidades de alteração dos parâmetros dos relés de proteção de sobrecorrente para que a seletividade seja mantida desde a potência mínima até a máxima que a unidade de GD é capaz de injetar. Desta forma, a fim de simplificar a análise e manter o foco apenas na avaliação de coordenação e seletividade, foi simulado um sistema monofásico com uma falta fase-terra, representando a ocorrência de um curto-circuito monofásico, que consiste na falha que ocorre em maior proporção no sistema elétrico. As características elétricas dos componentes utilizados na simulação serão apresentadas nos tópicos deste capítulo.

A Figura 11 abaixo mostra o sistema implementado no PSCAD para simulação. Este sistema consiste em uma representação genérica e simplificada, porém suficiente para possibilitar as análises que serão feitas de forma coerente ao que se verifica nos sistemas de distribuição existentes.

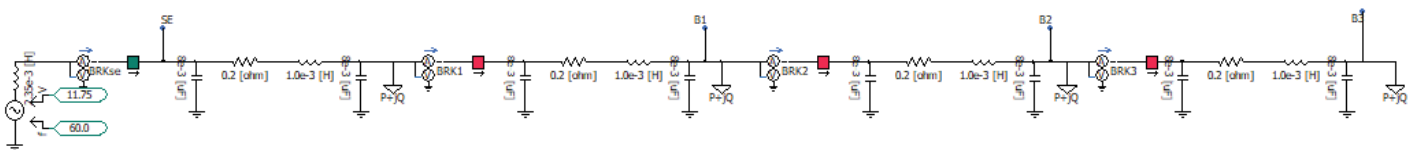


Figura 11 - Representação da rede de distribuição simulada

O sistema consiste em um equivalente monofásico de uma rede de distribuição de pequeno porte, composta por uma subestação que alimenta cargas situadas em diferentes pontos através de linhas de distribuição. Ao longo da rede foram posicionados disjuntores associados a relés de sobrecorrente para proteção, que recebem as leituras de corrente dos barramentos através dos multimedidores.

Inicialmente os relés foram configurados para atuar de forma coordenada e seletiva diante de um curto-circuito monofásico, provocando a abertura do disjuntor mais próximo da falta. A falta foi simulada em quatro pontos distintos, identificados como “SE”, “B1”, “B2” e “B3”, comprovando a coordenação e seletividade na atuação da proteção ao longo de toda a rede de distribuição. Cada um dos disjuntores, representados por “BRKse”, “BRK1”, “BRK2” e “BRK3”, recebe comando *trip* do relé a ele associado, a partir da medição de corrente proveniente do multimedidor posicionado antes do disjuntor.

Após simulação das faltas sem injeção de GD, permitindo validação da coordenação e seletividade e verificação dos tempos de atuação e correntes de falta obtidos, o sistema foi simulado considerando a conexão da fonte de GD em cada um dos quatro pontos citados. Com isso, foi possível avaliar as novas características do sistema e alguns impactos provocados no sistema de proteção da rede a partir da injeção de potência da nova fonte. Além do ponto de conexão, foi alterada também a potência injetada pela GD, permitindo avaliação de diferentes cenários possíveis e definição de um valor máximo de injeção que não tornassem necessários novos ajustes de coordenação e seletividade dos relés.

Os tópicos a seguir apresentam os parâmetros, representações e modelagens utilizadas para implementação da rede de distribuição simulada e seus componentes.

### 3.1 Modelagem da Subestação

---

Na simulação desenvolvida foi modelada uma subestação de 13,8kV e 5 MVA de potência. Conforme exposto anteriormente, diante do foco da análise, foi modelada uma rede monofásica, composta por uma fonte de tensão e um indutor, representando a indutância do transformador da subestação. Considerou-se a frequência de 60 Hz para a fonte de tensão e o valor de pico da tensão eficaz fase-terra foi determinado da seguinte forma:

$$V_{ef^{\wedge}} = \frac{13,8}{\sqrt{3}} \times \sqrt{2} = 7,97 \times \sqrt{2} = 11,27 \text{ kV}$$

A fim de garantir que a tensão medida ao longo da rede permaneça entre os limites de 105% a 95%, evitando uma queda de tensão elevada em sua extremidade, ajustou-se a fonte para o valor de 11,75 kV, considerando uma sobretensão de, aproximadamente, 4% na subestação. A Figura 12 abaixo mostra os valores de tensão eficaz obtidos nas barras, considerando este ajuste de tensão na subestação.

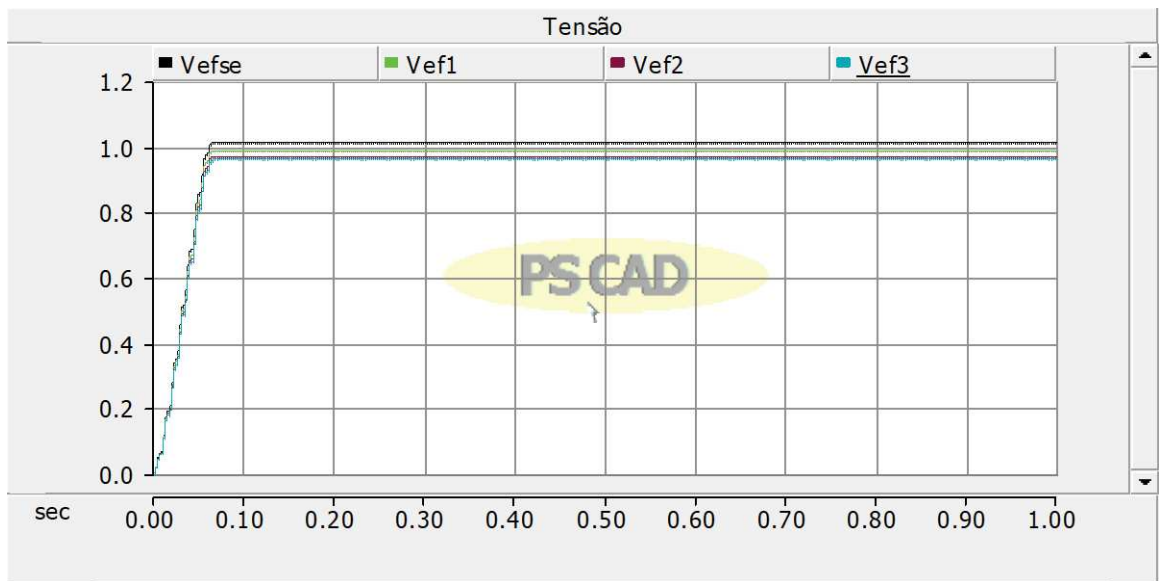


Figura 12 – Valores de tensão eficaz medidos nas barras

A partir do gráfico de tensões obtém-se os valores de 1,01 pu para a tensão no ponto ‘SE’ e 0,95 pu no ponto ‘B3’, onde há maior queda de tensão. Logo, pode-se concluir que as tensões encontram-se dentro dos limites adequados.

Para o transformador de 5 MVA, considerando uma impedância característica de 7%, tipicamente encontrada para esta potência, obtém-se uma indutância dada por:

$$Z_{pu} = Z_{\Omega} \frac{S}{V^2} \rightarrow Z_{\Omega} = 7\% \frac{(13,8k/\sqrt{3})^2}{5M} = 0,889 \Omega$$

$$L = \frac{X_L}{2\pi f} = \frac{Z_{\Omega}}{2\pi f} \rightarrow L = \frac{0,889}{2\pi 60} = 2,357 \text{ mH}$$

A Figura 13 mostra a representação da subestação modelada no PSCAD. Um multímetro, posicionado após a fonte e o indutor, permite a leitura dos valores de tensão e corrente da barra da subestação.

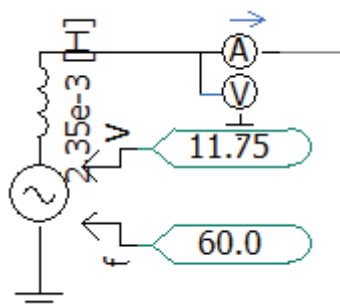


Figura 13 - Representação da rede monofásica de 13,8 kV modelada

## 3.2 Modelagem das Linhas de Distribuição

Para a linha de distribuição de 13,8 kV utilizou-se o modelo de uma rede aérea convencional, com condutores de alumínio nu, representando uma rede típica de distribuição existente no Brasil. A rede foi modelada através do circuito “pi”, contendo 2 capacitores, que representam a capacitância dos cabos, um indutor e um resistor, cujos valores foram determinados a partir de valores típicos para linha de distribuição de 1 km (Salgado, 2015). Os parâmetros utilizados estão mostrados na Tabela 1.

Tabela 1 - Parâmetros da linha de distribuição

Linha de Transmissão 13,8 kV		
Bitola	Impedância ( $\Omega/\text{km}$ )	Susceptância (mhos/km)
336,4 MCM	$0,20 + j 0,38$	$j 0,32 \times 10^{-5}$

Como os parâmetros definidos no PSCAD devem ser dados em Ohm, Henry e Farad, realiza-se a conversão, a partir dos valores dados nas tabelas, sabendo-se que:

$$Z = R + j X$$

$$Y = G + j B$$

$$X = X_L = \omega L \therefore L = \frac{X_L}{2\pi 60}$$

$$B = \frac{1}{X_C} = \omega C \therefore C = \frac{1}{X_C * 2\pi 60}$$

A Figura 14 abaixo mostra a representação da linha de distribuição modelada, a partir dos cálculos para definição da resistência, capacitância e indutância da linha.

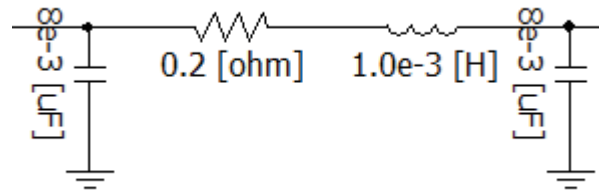


Figura 14 - Modelagem da linha de distribuição de 1 km

### 3.3 Cargas do Sistema

---

As cargas da rede de distribuição foram consideradas monofásicas simples, com consumo de 1 MW de potência ativa e 0,5 MVar de potência reativa indutiva. Até o ponto de conexão de cada consumidor foi inserido um trecho de linha de transmissão de 1 km, modelado conforme explicitado no item anterior. Ao longo da rede de distribuição simulada foram considerados quatro consumidores, representados na Figura 11 pela simbologia ‘P+jQ’.

### 3.4 Falta fase-terra

---

As faltas foram representadas utilizando um componente do PSCAD de falta monofásica, representado por uma resistência ‘Fault’ ligada à terra. Foi definido o valor de 2Ω para a resistência de falta, que resulta em correntes de curto-circuito nos barramentos compatíveis com as dimensões do sistema. Em conjunto com este componente foi utilizado um bloco para temporização da falta, fazendo com que ela seja aplicada no circuito de forma automática a partir de 2 segundos de simulação, se mantendo até o final da mesma, simulando uma falta permanente.

### 3.5 Modelagem da GD

Para a simulação realizada foi considerada uma fonte de geração conectada à rede através de inversor de frequência, podendo esta ser tanto uma usina eólica quanto fotovoltaica, uma vez que ambas podem ser modeladas de maneira semelhante para o estudo em questão. Neste modelo considerou-se, portanto, que a performance da máquina síncrona, ou de outra tecnologia, não são relevantes quando vistas do ponto comum de acoplamento, pois encontram-se desconectada da rede através do conversor. Assim, uma fonte de corrente, controlada pela disponibilidade do recurso considerado para geração (vento ou sol), é utilizada para representar a injeção de corrente pelo gerador. Esta simplificação permite a obtenção de um modelo reduzido que garante uma redução no tempo de simulação e simplicidade de implementação para as análises que serão realizadas.

Desta forma, a fonte de GD foi modelada como uma fonte de corrente controlada por tensão, através de um circuito externo. Este circuito consiste em uma fonte de tensão senoidal, com frequência de 60Hz, ângulo de fase  $0^\circ$  e tensão variável, resultante do produto entre a potência aparente da usina, podendo ser ajustada de 0 a 3MVA, e uma corrente de 0,125 A, que corresponde ao valor de corrente aproximado para se obter 1 MVA de potência com tensão fase terra de  $13,8/\sqrt{3}$  kV. A Figura 15 mostra a representação do modelo implementado no PSCAD.

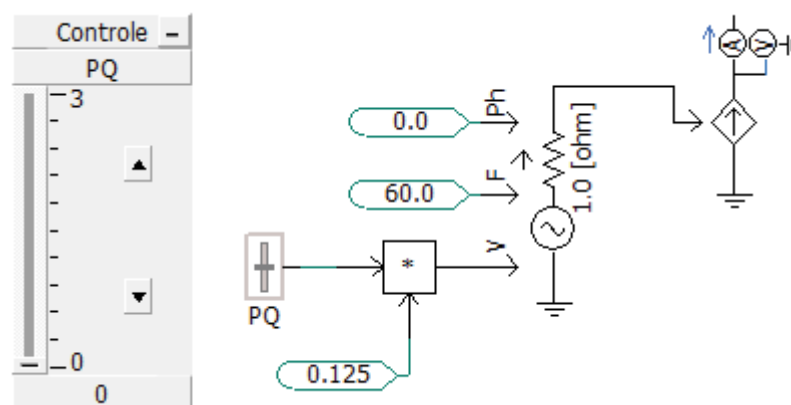


Figura 15 - Modelagem da fonte de GD a ser injetada na rede

Para modelagem de fontes conectadas através de conversores, que são utilizadas nas aplicações tanto com aerogeradores quanto com módulos fotovoltaicos, os conversores limitam o nível de curto-circuito do lado da rede, geralmente a valores pouco superiores a sua corrente nominal, e podem alimentar uma falta por vários ciclos (Salgado, 2015).

### 3.6 Relé de Sobrecorrente de Tempo Inverso

Para modelagem do relé de proteção função 51 foi utilizado o bloco “*Inverse Time Overcurrent Relay*”, existente na biblioteca do PSCAD. Este bloco opera da seguinte forma: no momento em que a corrente em sua entrada excede um valor definido, chamado corrente de *pick-up*, é iniciada a integração da mesma, que crescerá durante o intervalo definido pelo ajuste de tempo, (TDS) – *Time Dial Setting*, até que o valor da integral se iguale a 1. Neste momento, a saída do relé torna-se 1, enviando sinal de *trip* através de um pulso para abertura do disjuntor a ele associado. O sinal de corrente eficaz obtido pelo multimetro foi utilizado como entrada do relé e na saída foi conectado o bloco “*Mono-stable*”, fazendo com que o sinal *trip* para o disjuntor se mantenha em 1 a partir do momento em que o relé atuar, até o final da simulação, impedindo um religamento automático do disjuntor para viabilizar as análises a serem realizadas.



Figura 16 - Blocos utilizados para a proteção de sobrecorrente na simulação

Os ajustes dos relés foram determinados conforme alguns critérios de coordenação, de forma que os relés à montante atuem como proteção de retaguarda e que haja coordenação entre as proteções à montante e a jusante. Levou-se em conta a característica de atenuação da corrente de curto-circuito ao longo da rede, permitindo o uso de proteção por sobrecorrente, de forma que os elementos de proteção à montante são ajustados para correntes e tempos de atuação maiores que os elementos de proteção à jusante (Salgado, 2015). Além do ajuste por diferença de corrente, considerou-se, para coordenação das unidades de sobrecorrente instaladas em série, ajustes das temporizações de forma a haver um intervalo de coordenação de, aproximadamente, 0,2 segundos entre os tempos de atuação dos relés (Sguaçabia, 2015).

A determinação dos ajustes das proteções de sobrecorrente se deu a partir das correntes medidas pelos multimetros em cada uma das barras no cenário sem ocorrência da falta, visando a proteção dos equipamentos e cabos existentes no sistema de distribuição. A partir destes valores de corrente, considerando que o valor de sobrecarga admissível no sistema pode variar entre 1,2 e 1,5, segundo (Sguaçabia, 2015), definiu-se o valor de *pick-up* de

corrente em cada relé correspondente a, aproximadamente, 1,3 vezes o valor da corrente no barramento sem a falta. Os ajustes de tempo TDS, foram definidos respeitando a referida temporização, de 0,2 segundos, para relés em série. A Tabela 2 abaixo mostra os valores de correntes nos barramentos obtidas através dos multimedidores, antes da ocorrência da falta monofásica, bem como os ajustes definidos para os relés de proteção de cada barra.

Tabela 2 - Correntes nos barramentos e ajustes dos relés

Correntes nas barras			
Iefse (A)	Ief1 (A)	Ief2 (A)	Ief3 (A)
542,6	404,0	267,9	133,5
Ajustes dos relés de sobrecorrente (I pick-up)			
BRKse (kA)	BRK1 (kA)	BRK2 (kA)	BRK3 (kA)
0,70	0,52	0,34	0,17
Temporização dos relés de sobrecorrente (TDS)			
BRKse (s)	BRK1 (s)	BRK2 (s)	BRK3 (s)
1,1	0,9	0,7	0,5

As correntes identificadas por Iefse, Ief1, Ief2 e Ief3 correspondem aos valores de corrente eficaz obtidas pelos multimedidores associados, respectivamente, às barras onde estão os disjuntores BRKse, BRK1, BRK2 e BRK3, mostrados na Figura 11. Para obtenção dos valores eficazes de corrente, foram definidos nos multimedidores os valores base de 1 MVA, 7,97 kV e 1 kA. A Figura 17 abaixo apresenta o gráfico das correntes em valores senoidais, que serão utilizados, nas simulações, para realização dos cálculos no domínio do tempo. Porém, para as análises a serem realizadas, bem como nos demais gráficos apresentados, estes valores serão considerados como valores eficazes, uma vez que a corrente RMS consiste na grandeza utilizada para leitura dos relés de proteção.

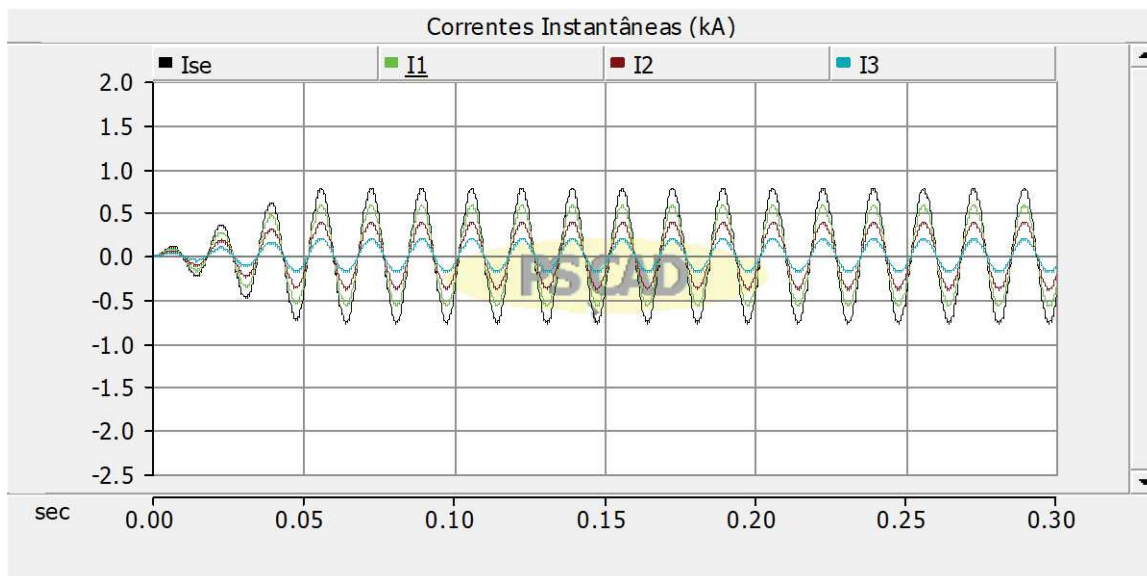


Figura 17 - Correntes senoidais na rede de distribuição

# ***Capítulo 4: Estudos dos impactos provocados pela injeção de GD***

---

---

Neste capítulo serão apresentados os cenários simulados e os efeitos observados diante da injeção de GD na proteção do sistema de distribuição.

## **4.1 Cenário 1: Simulações da rede de distribuição com falta em B3**

---

O sistema apresentado na Figura 11 foi simulado considerando os ajustes de proteção de sobrecorrente apresentados na Tabela 2, com a falta, inicialmente, posicionada no ponto B3. O tempo de simulação foi configurado para 5 segundos e a falta foi programada para ocorrer a partir de 2 segundos de simulação. Para este cenário o sistema foi simulado sem a presença de GD e, posteriormente, considerando diferentes potências injetadas por esta fonte na rede. Os resultados obtidos são apresentados nos tópicos abaixo.

### **4.1.1 Sem injeção de GD**

---

Inicialmente o sistema foi simulado sem injeção de potência da GD. Observou-se, conforme esperado, a atuação do relé mais próximo da falta, provocando *trip* do disjuntor BRK3, após 67 ms de seu estabelecimento. As figuras abaixo mostram os estados das saídas de cada um dos relés ao longo da simulação e as correntes medidas nos barramentos, em valor eficaz.

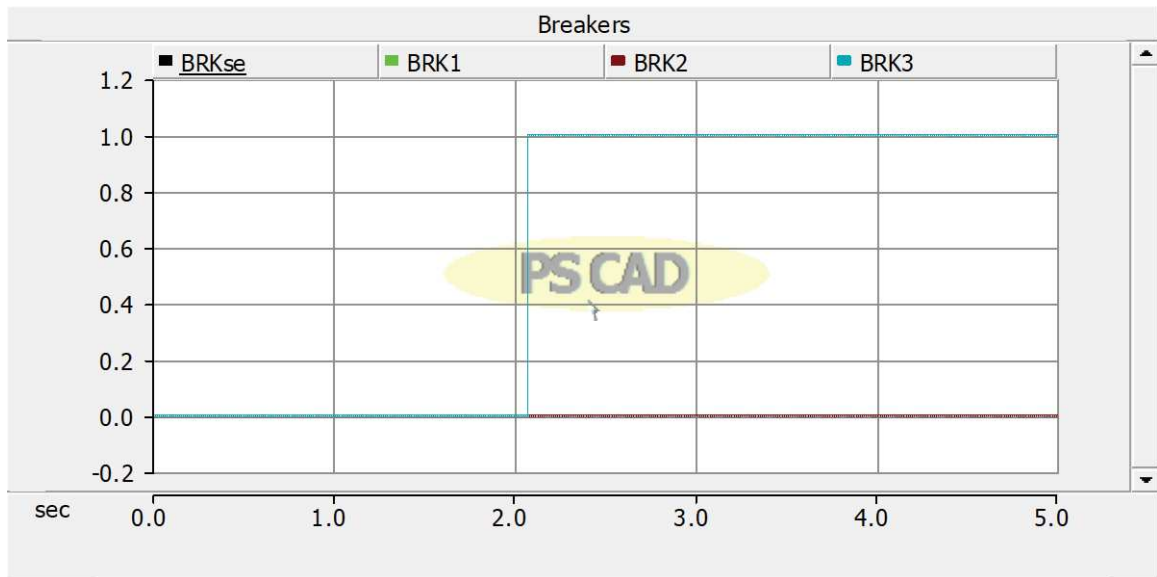


Figura 18 - Estado dos sinais de trip dos disjuntores com falta em B3, sem GD.

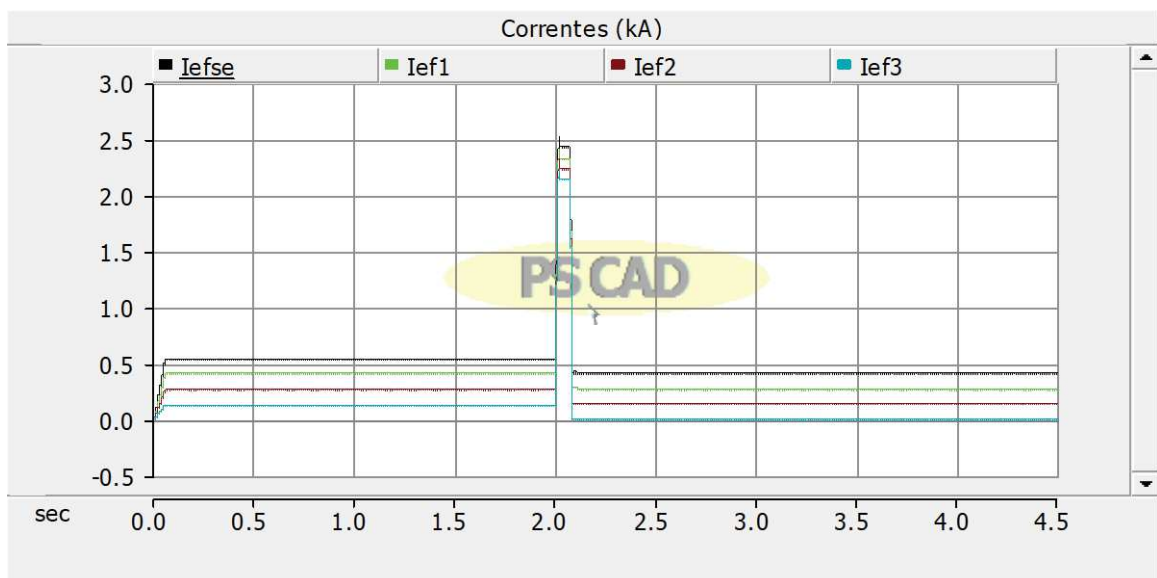


Figura 19 - Correntes nos barramentos, sem GD, com atuação de BRK3 a partir da falta em B3 em 2 s.

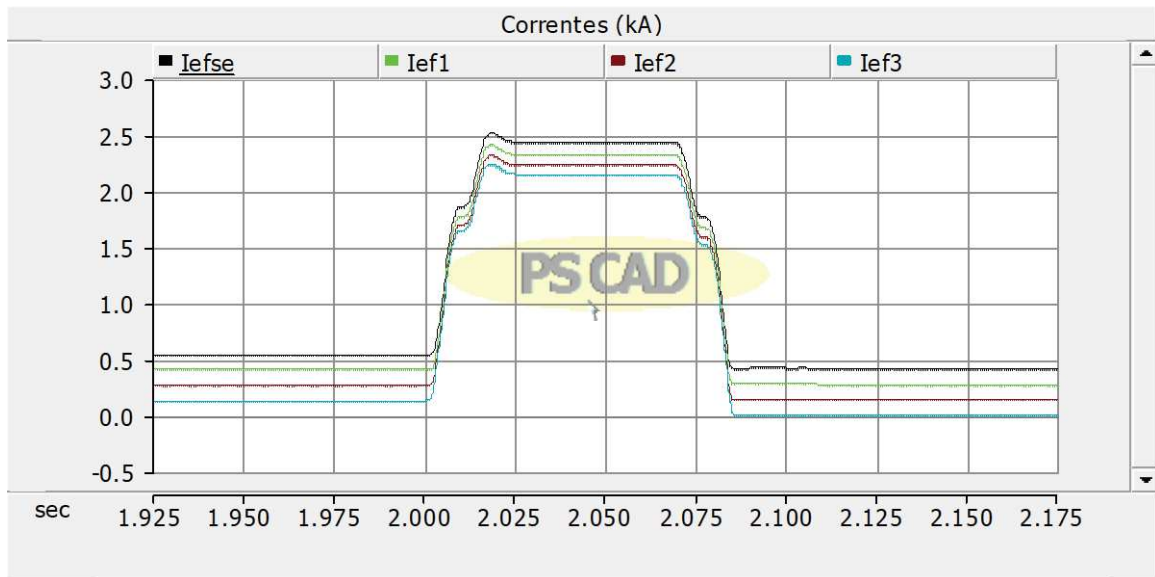


Figura 20 - Correntes nas barras durante a falha monofásica em B3 com atuação de BRK3.

A partir da Figura 20 pode-se observar que o sistema foi normalizado após, aproximadamente, 85 ms da ocorrência da falta. A tabela mostra os valores atingidos pelas correntes nas barras durante o curto-circuito em B3.

Tabela 3 - Correntes nas barras durante a falha em B3.

Correntes nas barras durante a falha e B3			
Iefse (A)	Ief1 (A)	Ief2 (A)	Ief3 (A)
2429,0	2321,2	2227,6	2148,0

A fim de certificar que as parametrizações implementadas nos relés garantem a coordenação do sistema, a simulação foi repetida, porém inibindo operação do disjuntor BRK3. Com isto observou-se que, conforme esperado, diante de alguma falha ocorrida na operação da proteção mais próxima da falta, houve atuação do relé associado ao disjuntor BRK2, que consiste na proteção à montante de BRK3. O mesmo foi feito considerando falha na operação dos disjuntores BRK2 e, em seguida, BRK1, até a ocorrência da operação da proteção mais à montante da falta, na saída da subestação, com abertura do disjuntor BRKse. A Figura 21 apresenta os sinais de saída dos relés a partir da leitura de corrente fornecida nas entradas. Estes sinais correspondem aos sinais de *trip* enviados a cada um dos disjuntores diante da falha em B3, no cenário em que o *trip* é enviado pelos relés porém não ocorre abertura dos disjuntores BRK3, BRK2 e BRK1.

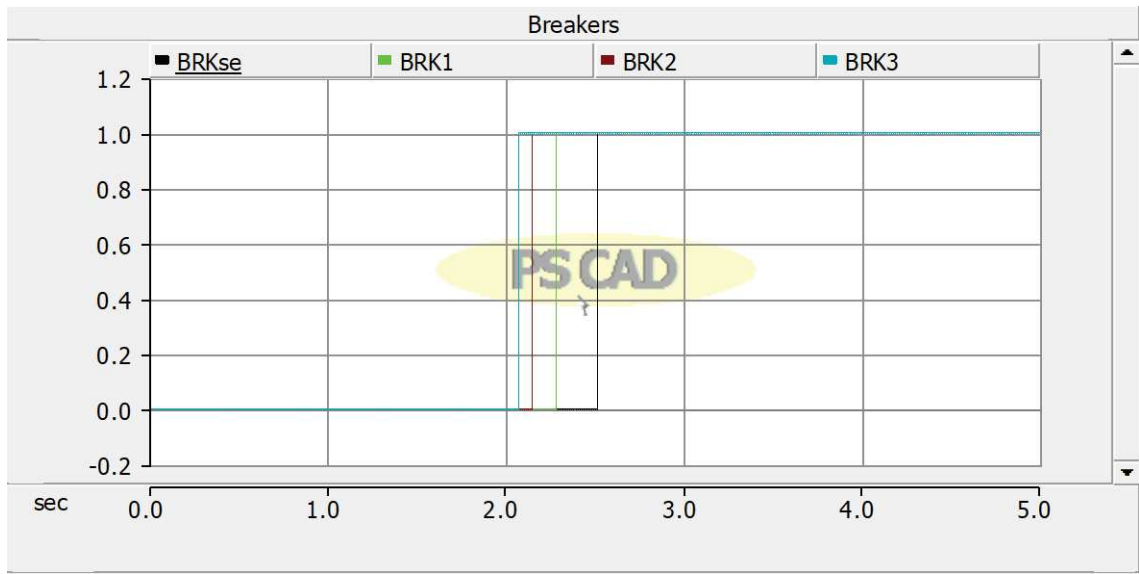


Figura 21 - Sinais de trip nas saídas dos relés diante da falta em B3

Os tempos observados para envio dos sinais de *trip* por cada um dos dispositivos de proteção, a partir do instante em que se estabeleceu a falta, foram de 67 ms, 143 ms, 282 ms e 507 ms, para BRK3, BRK2, BRK1 e BRKse, respectivamente. Diante disto, é possível validar que os ajustes dos relés garantem a coordenação da proteção do sistema, uma vez que os comando de abertura foram enviados, primeiramente ao disjuntor mais próximo à falta, seguindo, na sequência, até atingir o disjuntor mais distante da mesma, uma vez que a corrente de curto foi aumentando gradativamente diante da não interrupção de alimentação da falta, que só ocorreu no momento em que houve abertura do disjuntor BRKse. As correntes de curto circuito observadas nas barras para este cenário são apresentadas na Figura 22. Nota-se que, diante da atuação de BRKse, o sistema foi normalizado em aproximadamente 0,5 segundos após a ocorrência da falta.

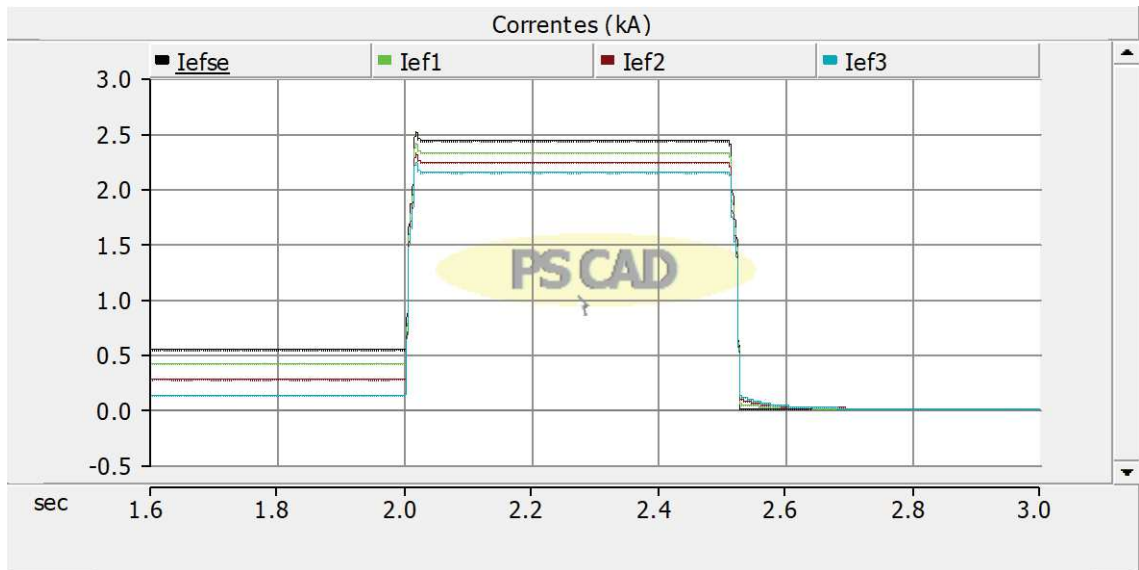


Figura 22 - Correntes durante a falta monofásica em B3 com atuação de BRKse.

A fim de validar a coordenação do sistema para faltas posicionadas em B2, B1 e SE, realizou-se a simulação para estes cenários e observou-se que, em todos os casos, a proteção mais próxima à falta foi sensibilizada no menor intervalo de tempo, estando, portanto, validados os ajustes implementados nos relés.

#### 4.1.2 Com injeção de GD

A rede de distribuição apresentada na Figura 11 foi simulada considerando injeção de potência pela fonte de GD para análises das alterações nas características do sistema. Inicialmente considerou-se a conexão da GD na saída da subestação, barra 'SE', variando a potência injetada de 1 a 3 MW através do bloco de controle apresentado na Figura 15. A falta foi mantida em B3, que consiste no ponto com menor corrente de falta, para verificação dos impactos na proteção do sistema conforme metodologia aplicada em (Wheeler, 2016). A fim de verificar o envio dos sinais de *trip* aos relés de forma coordenada, conforme visto na Figura 21 sem injeção de GD, inibiu-se a operação dos disjuntores BRK3, BRK2 e BRK1, simulando falha na operação dos mesmos e interrupção da falta através da abertura de BRKse. Os gráficos de corrente obtidos para os valores de 1 MW, 2 MW e 3 MW estão apresentados nas figuras a seguir.

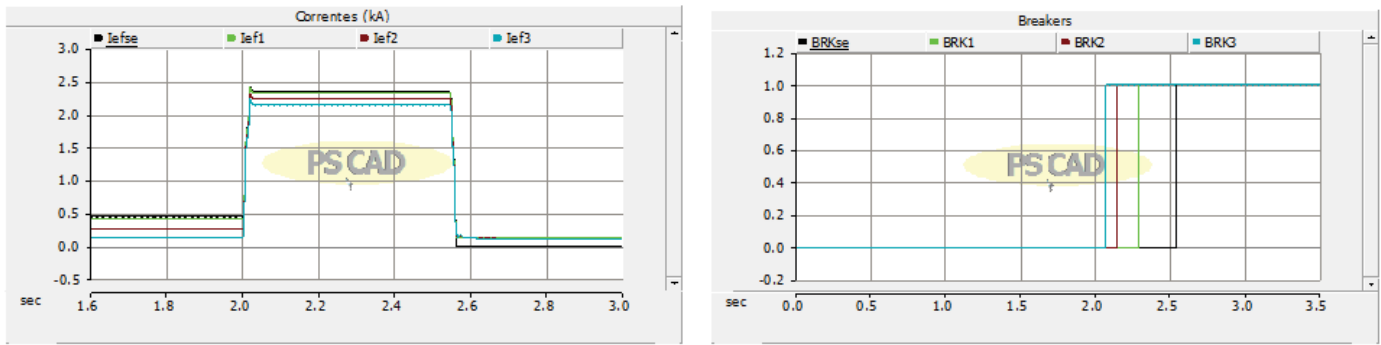


Figura 23 - Correntes e sinais de trip enviados pelos relés durante a falta monofásica em B3 com atuação de BRKse e GD injetando 1 MW em SE

Tabela 4 - Correntes nas barras antes e durante a falta, GD = 1 MW

Correntes nas barras antes da falta			
Iefse (A)	Ief1 (A)	Ief2 (A)	Ief3 (A)
438,2	404,2	268,1	133,6
Correntes nas barras durante a falta em B3			
Iefse (A)	Ief1 (A)	Ief2 (A)	Ief3 (A)
2337,9	2321,8	2228,4	2148,9

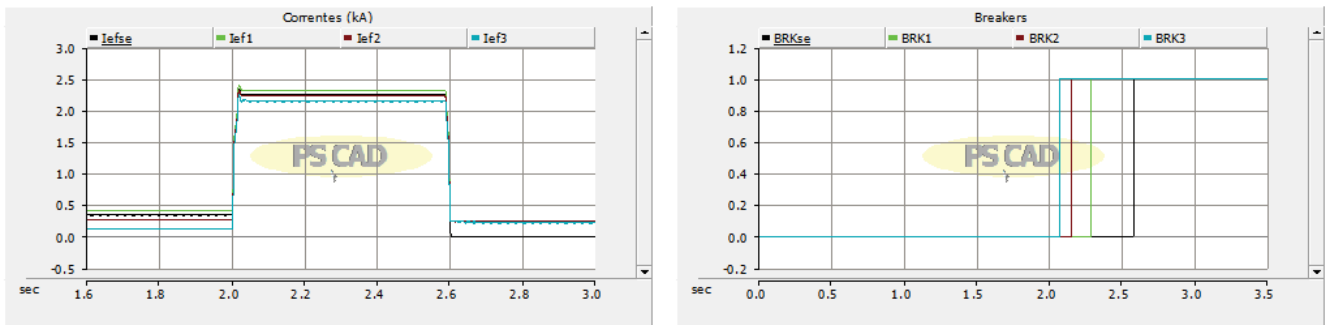


Figura 24 - Correntes e sinais de trip enviados pelos relés durante a falta monofásica em B3 com atuação de BRKse e GD injetando 2 MW em SE

Tabela 5 - Correntes nas barras antes e durante a falta, GD = 2 MW

Correntes nas barras antes da falta			
Iefse (A)	Ief1 (A)	Ief2 (A)	Ief3 (A)
345,1	404,4	268,2	133,7
Correntes nas barras durante a falta em B3			
Iefse (A)	Ief1 (A)	Ief2 (A)	Ief3 (A)
2248,1	2323,4	2229,8	2150,2

#### 4.1 Cenário 1: Simulações da rede de distribuição com falta em B3

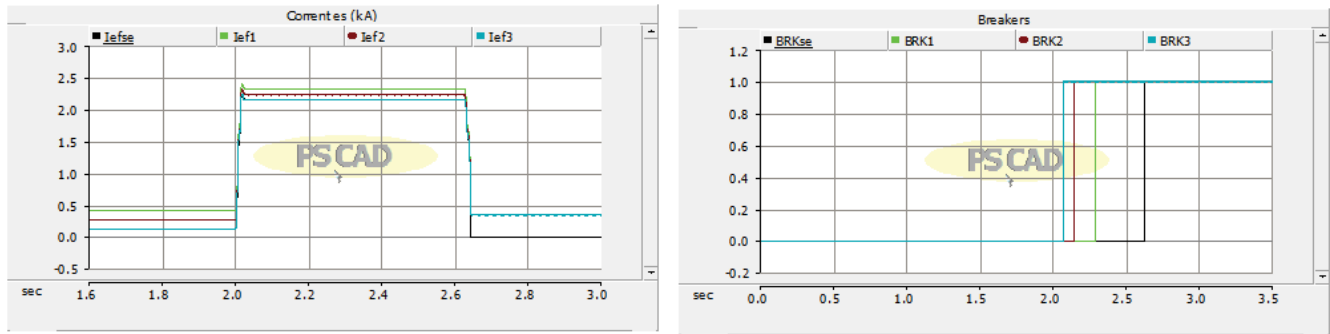


Figura 25 - Correntes e sinais de trip enviados pelos relés durante a falta monofásica em B3 com atuação de BRKse e GD injetando 3 MW em SE

Tabela 6 - Correntes nas barras antes e durante a falta, GD = 3 MW

Correntes nas barras antes da falta			
Iefse (A)	Ief1 (A)	Ief2 (A)	Ief3 (A)
275,1	404,8	268,4	133,8
Correntes nas barras durante a falta em B3			
Iefse (A)	Ief1 (A)	Ief2 (A)	Ief3 (A)
2160,5	2325,1	2231,6	2151,9

Os gráficos mostram que não houve perda de coordenação na atuação das proteções uma vez que, para todas as potências de GD injetadas que foram simuladas, os sinais de *trip* foram enviados conforme a sequência do dispositivo de proteção mais próximo à falta até o mais distante. Porém, nota-se que houve um aumento no tempo de envio do sinal de *trip* do relé referente ao disjuntor BRKse, a partir do momento em que se estabeleceu a falta. Sem a presença de GD, o *trip* foi enviado após 507 ms do início da falta. Com injeção de 1 MW, 2 MW e 3 MW de potência pela GD, este tempo passou a ser de 544 ms, 580 ms e 624 ms, respectivamente. Esta alteração ocorreu conforme situação apresentada na Figura 8 onde, com a conexão da GD entre a fonte e a falta, tanto a GD quanto a rede alimentam esta falta. Porém, a medição do relé na barra da SE, à montante da GD, reflete uma maior parcela da corrente proveniente da rede, fazendo com que a sensibilização do relé ocorra de forma tardia, uma vez que a contribuição para a falta não ocorre somente através dela. Tendo em vista que esta atuação passou a ocorrer em intervalos de tempo maiores que 0,5 segundo, chegando a atingir mais de 0,6 segundos para 3 MW de potência injetada pela GD, este atraso poderia gerar problemas de sobreaquecimento dos equipamentos do sistema, que ficariam submetidos à altas correntes de curto circuito durante um tempo excessivo. Assim, conclui-se que a injeção de GD provocou operação indevida do dispositivo de proteção, gerando necessidade de reajustes dos parâmetros

dos relés de sobrecorrente de forma a adequá-los à máxima potência que a GD é capaz de injetar no sistema, ou limitar a potência a ser injetada por ela.

## 4.2 Cenário 2: Simulações da rede de distribuição com falta em SE

O Cenário 1 simulado considerou os impactos diante do posicionamento da GD entre a fonte e a falta, conforme Figura 8. Considerando agora o posicionamento da falta à montante da GD, o sistema da Figura 11 foi simulado com a falta na saída da subestação, ponto SE, que corresponde ao ponto com maior corrente de falta. Inicialmente a simulação foi realizada sem a presença de GD e, posteriormente, considerando a injeção de diferentes potências através desta nova fonte na rede. Os tópicos abaixo apresentam os resultados obtidos para cada caso.

### 4.2.1 Sem injeção de GD

Realizando a simulação do sistema sem a presença de GD, observou-se que a proteção sensibilizada com a falta em SE foi a situada mais próxima à ela, conforme esperado, provocando a abertura do disjuntor BRKse, 246 ms após estabelecimento do curto, como pode ser visto na Figura 26 abaixo. A Figura 27 e a Tabela 7 apresentam as correntes nas barras antes e durante a falta.

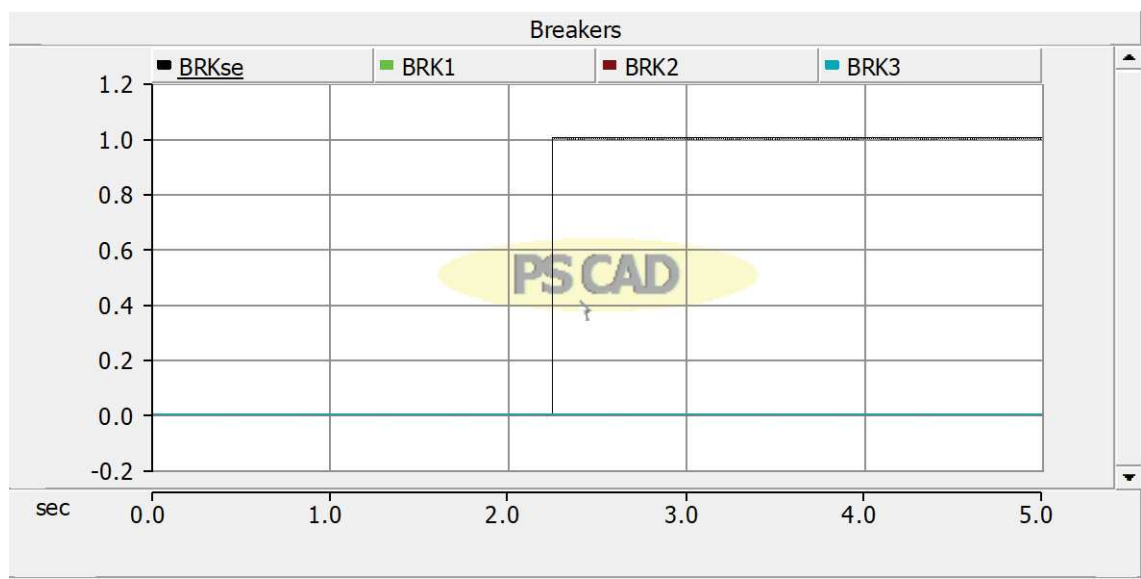


Figura 26 - Sinais de trip nas saídas dos relés diante da falta em SE.

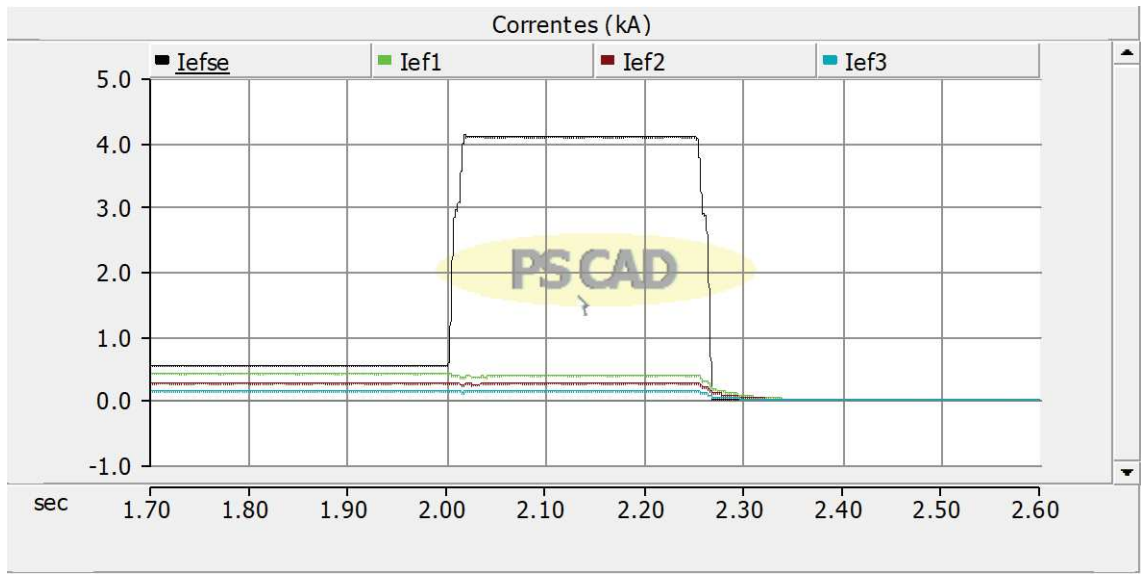


Figura 27 - Correntes nas barras durante a falta monofásica em SE com atuação de BRKse.

Tabela 7 - Correntes nas barras durante a falta em SE.

Correntes nas barras durante a falta em SE			
Iefse (A)	Ief1 (A)	Ief2 (A)	Ief3 (A)
4068,0	363,8	241,3	120,2

## 4.2.2 Com injeção de GD

A rede de distribuição foi simulada considerando a conexão da GD no ponto B3, variando a potência injetada de 1 a 3 MW através do bloco de controle apresentado na Figura 15. A falta foi mantida em SE, que consiste no ponto com maior corrente de falta, para verificação dos impactos na coordenação do sistema conforme metodologia aplicada em (Wheeler, 2016). O comportamento das correntes nas barras antes da falta, durante a falta e após atuação do disjuntor, com posterior normalização do sistema, é apresentado nas figuras a seguir. A Figura 28 e a Tabela 8 apresentam os resultados obtidos para 1 MW de potência injetada pela GD.

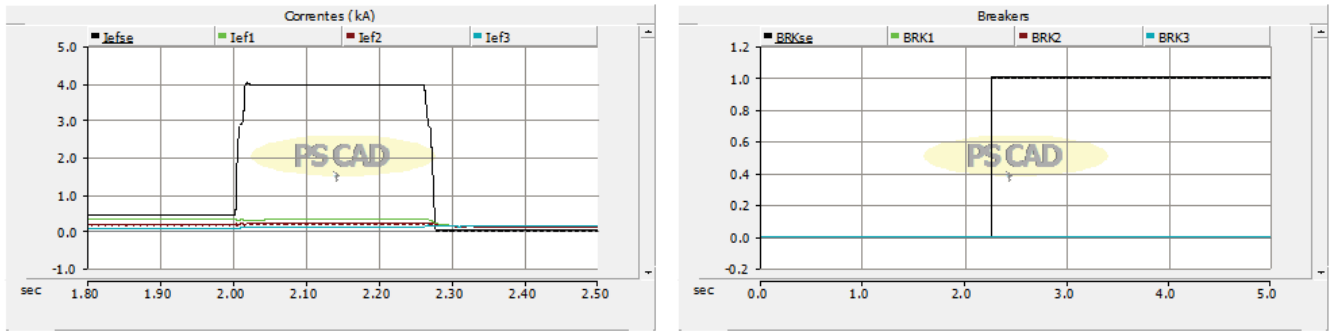


Figura 28 - Correntes e sinais de trip enviados pelos relés durante a falta monofásica em SE com atuação de BRKse e GD injetando 1 MW em B3.

Tabela 8 - Correntes nas barras antes e durante a falta, GD = 1 MW.

Correntes nas barras antes da falta			
Iefse (A)	Ief1 (A)	Ief2 (A)	Ief3 (A)
441,6	304,5	172,3	65,2
Correntes nas barras durante a falta em B3			
Iefse (A)	Ief1 (A)	Ief2 (A)	Ief3 (A)
3965,6	302,6	190,4	105,9

Nesta situação, o sinal de *trip* é enviado ao disjuntor BRKse após, aproximadamente, 253 ms do estabelecimento da falta. Em seguida, realizando a simulação considerando injeção de 2 MW de potência pela GD, observa-se atuação indevida do relé associado ao disjuntor BRK3, como pode ser visto na Figura 29.

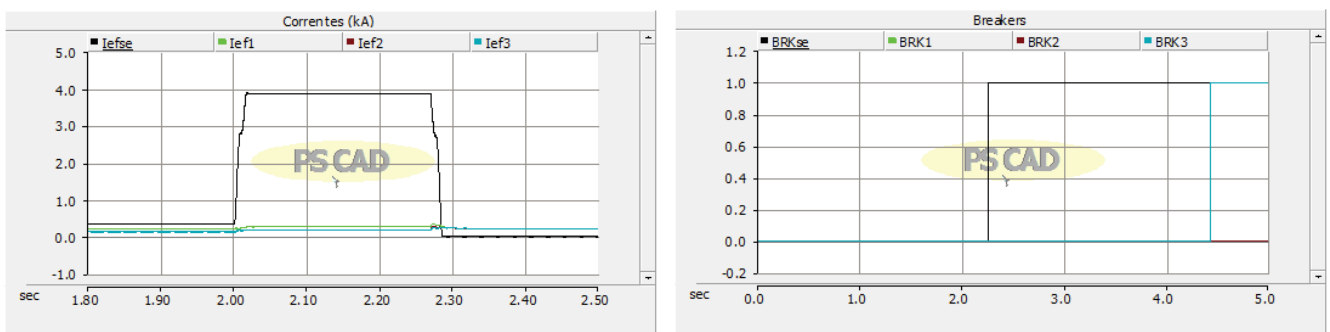


Figura 29 - Correntes e sinais de trip enviados pelos relés durante a falta monofásica em SE com atuação de BRKse e BRK3, e GD injetando 2 MW em B3.

O *trip* em BRKse ocorreu com 262 ms após estabelecimento da falta. Porém, após abertura deste disjuntor, a GD continuou alimentando a falta, contribuindo para o curto circuito até sua desconexão da rede, que ocorreu através do *trip* enviado ao disjuntor BRK3 em, aproximadamente, 4,4 segundos. Aumentando a potência injetada pela GD em B3 para 3 MW,

## 4.2 Cenário 2: Simulações da rede de distribuição com falta em SE

nota-se, pela Figura 30, que a atuação do disjuntor BRK3 ocorre antes do estabelecimento da falta. Isso indica que, nesta potência, somente a própria corrente injetada pela GD circulando na rede já é suficiente para sensibilizar o dispositivo de proteção associado a BRK3. Neste cenário, a abertura do disjuntor BRK3 ocorreu em, aproximadamente, 1,8 segundos e o *trip* do disjuntor BRKse diante da falta foi enviado após 251 ms de sua ocorrência.

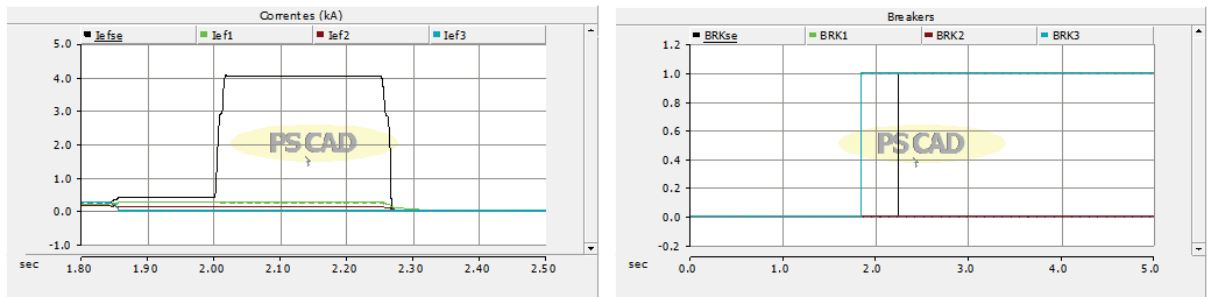


Figura 30 - Correntes e sinais de trip enviados pelos relés durante a falta monofásica em SE com atuação de BRKse e BRK3, e GD injetando 3 MW em B3.

Diante da perda de coordenação provocada pela injeção da fonte de GD de 3 MW, a simulação foi repetida para potências menores, entre 2 MW e 3 MW, para obtenção do valor de potência aproximado em que o relé de BRK3 atua antes do relé de BRKse. Desta forma, verificou-se que para 2,8 MW de potência, os relés associados a BRKse e BRK3 atuam após 268 ms e 302 ms do início da falta, respectivamente e, para 2,83 MW, já ocorre a perda de coordenação do sistema, com atuação de BRK3 antes de BRKse, como pode ser observado nas figuras a seguir.

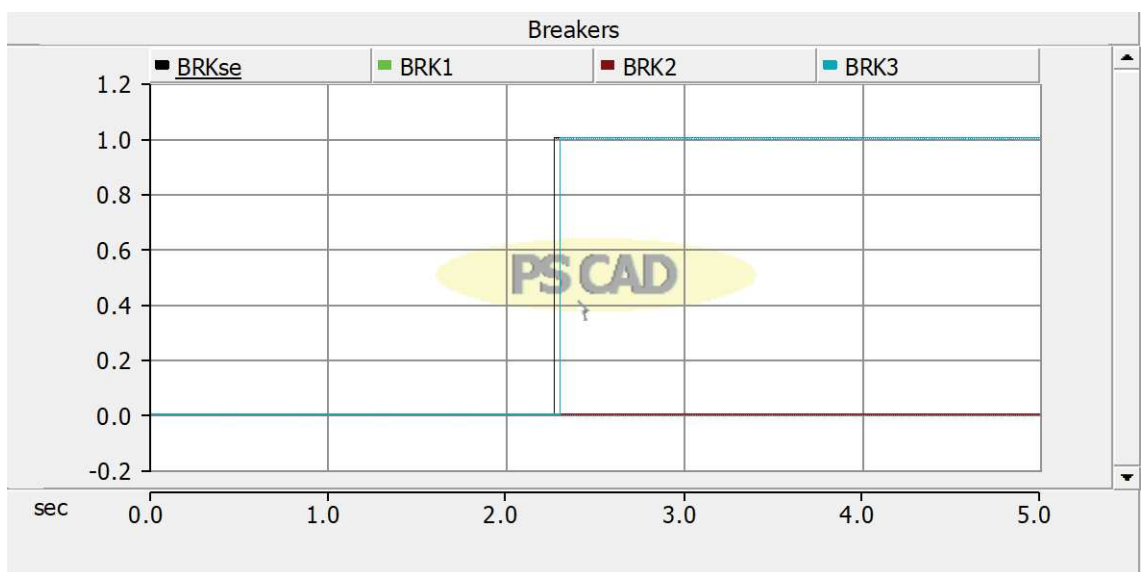


Figura 31 - Sinais de trip enviados pelos relés durante a falta monofásica em SE com atuação de BRKse e BRK3, e GD injetando 2,8 MW em B3.

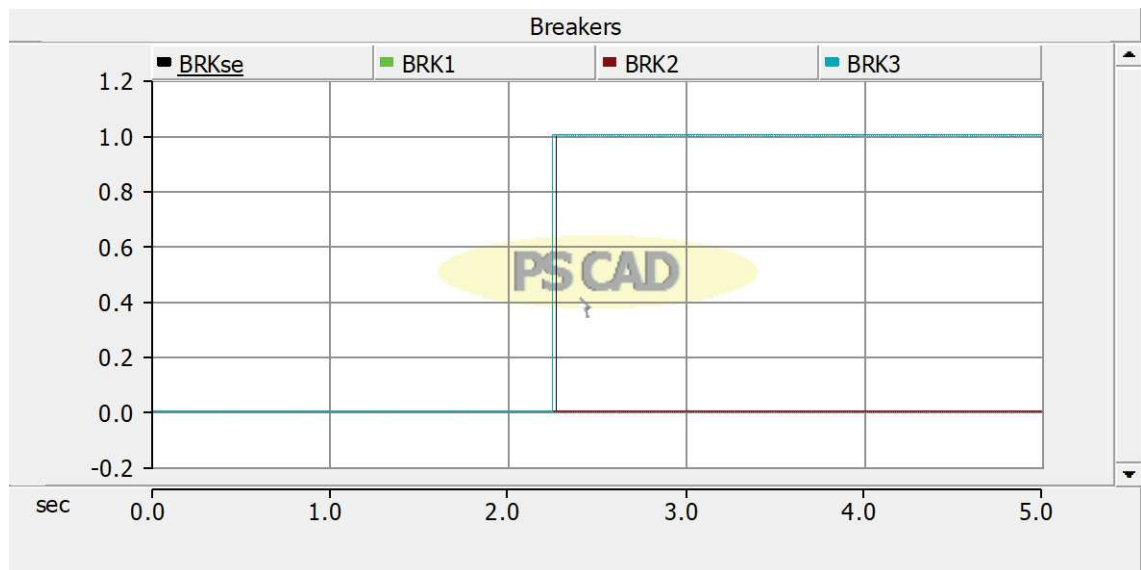


Figura 32 - Sinais de trip enviados pelos relés durante a falta monofásica em SE com atuação de BRKse e BRK3, e GD injetando 2,83 MW em B3.

Na situação apresentada pela Figura 32, a atuação de BRKse e BRK3 ocorrem após 267 ms e 249 ms do estabelecimento da falta. Portanto, a partir deste valor de potência os ajustes dos parâmetros dos relés de sobrecorrente devem ser corrigidos para que as proteções ocorram de forma coordenada, ou a potência injetada pela GD deve ser limitada para que não afete nos ajustes definidos.

### 4.3 Cenário 3: Simulações da rede de distribuição com ramificação

Um terceiro cenário foi simulado considerando a alteração do sistema apresentado na Figura 11, para um sistema contendo uma ramificação. Para este cenário, apresentado na Figura 33, os relés foram ajustados de forma análoga ao realizado nas situações anteriores, conforme valores apresentados na Tabela 9. A fim de validar os ajustes, garantindo atuação coordenada das proteções, foram feitas simulações considerando a falta nas extremidades das ramificações, inicialmente sem a presença de GD. Posteriormente foi selecionado um ponto para inclusão da GD, permitindo a verificação de uma possível perda de seletividade no sistema a partir dos diferentes valores de potência injetada por ela. Os tópicos abaixo apresentam os resultados obtidos para cada caso.

### 4.3 Cenário 3: Simulações da rede de distribuição com ramificação

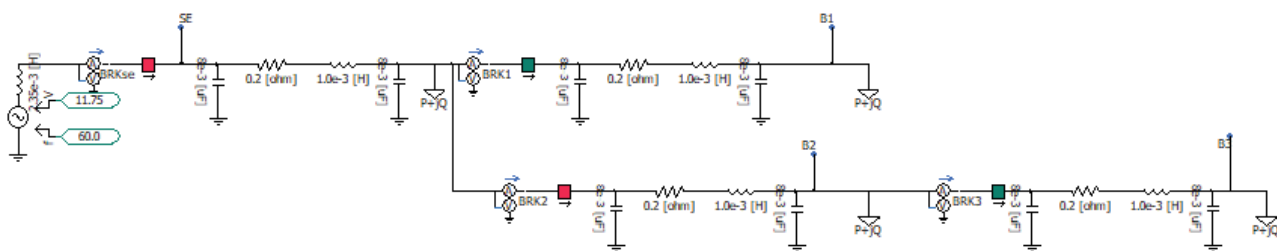


Figura 33 - Representação da rede de distribuição, com ramificação, simulada no Cenário 3.

Tabela 9 - Correntes nos barramentos e ajustes dos relés para o Cenário 3.

Correntes nas barras			
Iefse (A)	Ief1 (A)	Ief2 (A)	Ief3 (A)
549,2	137,7	272,9	136,0
Ajustes dos relés de sobrecorrente (I pick-up)			
BRKse (kA)	BRK1 (kA)	BRK2 (kA)	BRK3 (kA)
0,71	0,17	0,35	0,17
Temporização dos relés de sobrecorrente (TDS)			
BRKse (s)	BRK1 (s)	BRK2 (s)	BRK3 (s)
0,9	0,7	0,7	0,5

#### 4.3.1 Sem injeção de GD

Inicialmente posicionou-se a falta no ponto B3 do sistema apresentado na Figura 33. As figuras abaixo mostram o comportamento das correntes nas barras antes, durante e após a ocorrência da falta e sua interrupção a partir da abertura do disjuntor mais próximo a ela, BRK3.

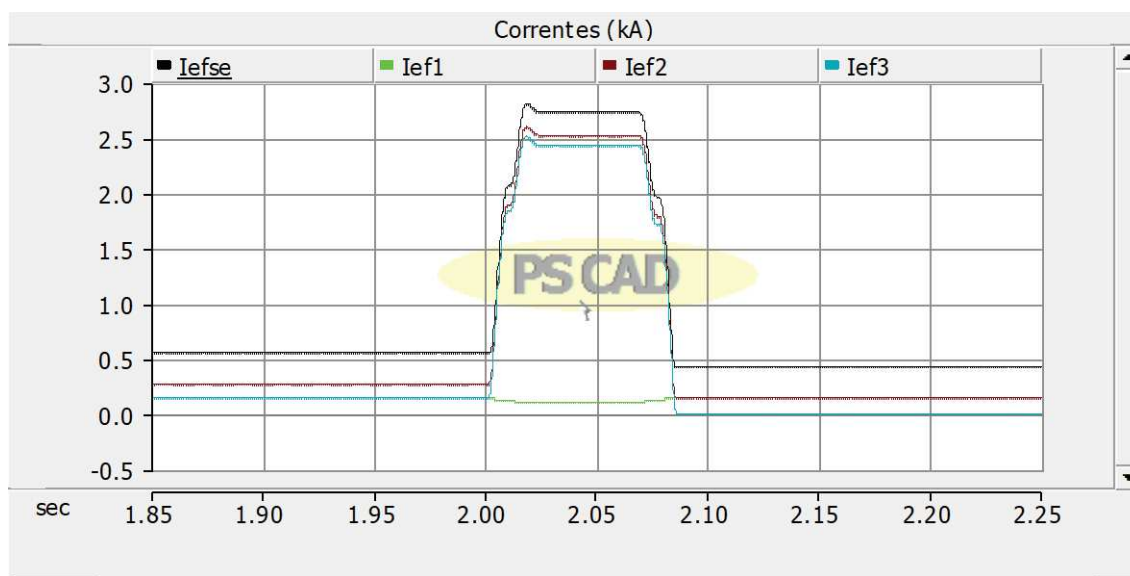


Figura 34 - Correntes nas barras diante da falta monofásica em B3 com atuação de BRK3.

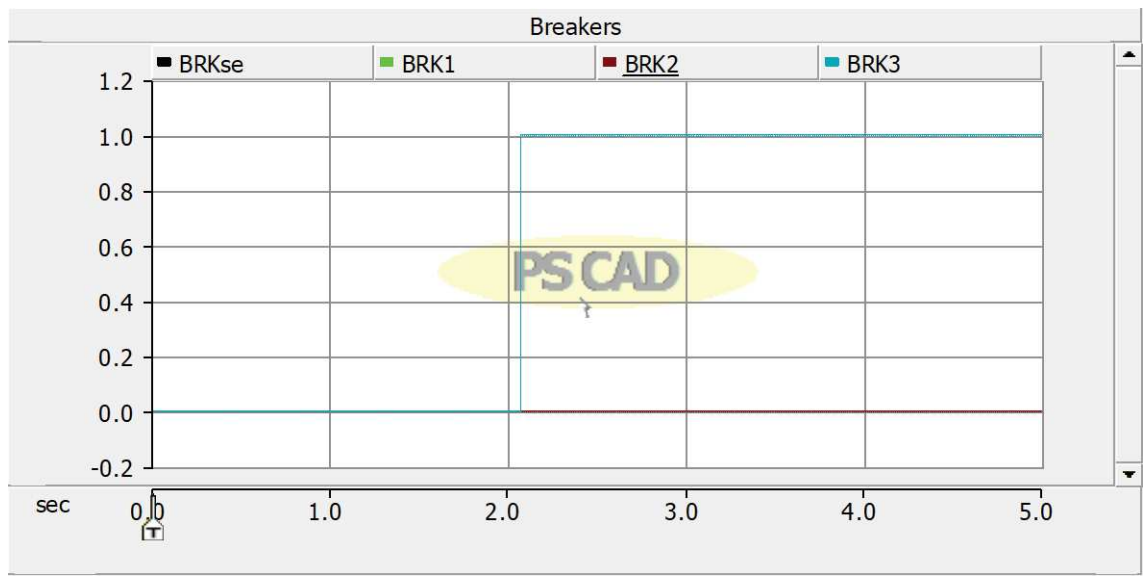


Figura 35 - Sinais de trip nas saídas dos relés diante da falta em B3, com atuação de BRK3.

Nota-se que o sinal de *trip* foi enviado a BRK3 64 ms após o estabelecimento da falta. A corrente fluindo pelo ramo da barra B1 não é afetada pela falta, logo, esta barra não fica submetida à corrente de curto-circuito durante a falta, não sensibilizando o relé associado a BRK1.

Analogamente ao executado no item 4.1.1 a simulação foi realizada inibindo a operação de BRK3 e, em seguida, de BRK2, possibilitando a certificação de que as parametrizações implementadas nos relés garantem a coordenação do sistema. Com isto observou-se que, conforme esperado, diante de alguma falha ocorrida na operação da proteção mais próxima da falta, houve atuação do relé associado à proteção à montante. A figura representa os sinais de saída dos relés a partir da leitura de corrente fornecida nas entradas, correspondentes aos sinais de *trip* enviados a cada um dos disjuntores diante da falta em B3, no cenário em que o *trip* é enviado pelos relés porém não ocorre abertura dos disjuntores BRK3 e BRK2.

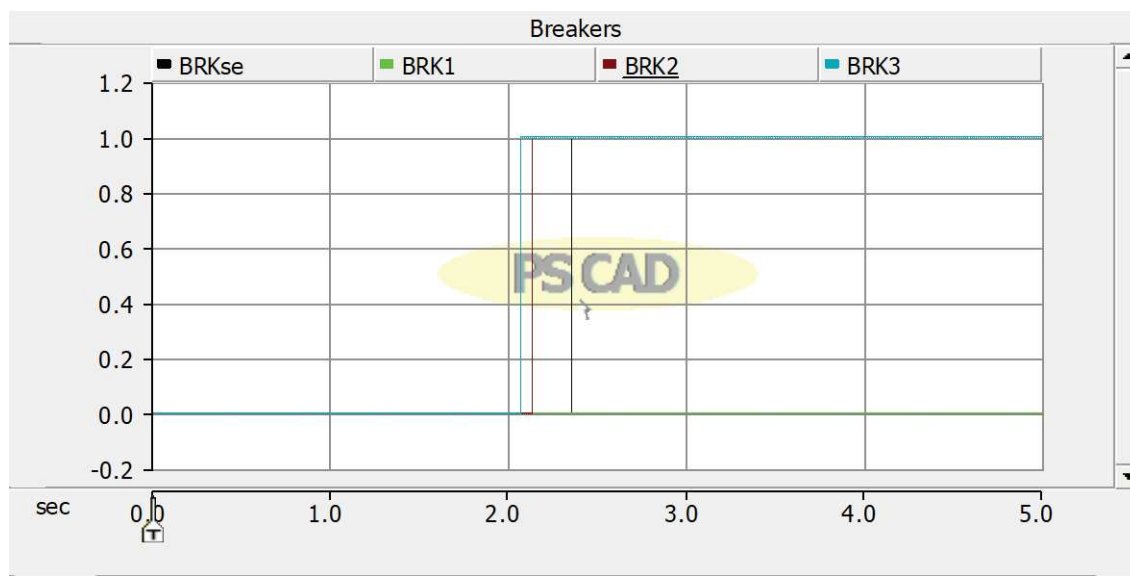


Figura 36 - Sinais de trip nas saídas dos relés diante da falha em B3.

Tabela 10 - Correntes nas barras durante a falha em B3.

Correntes nas barras durante a falha em SE			
I <sub>efse</sub> (A)	I <sub>ef1</sub> (A)	I <sub>ef2</sub> (A)	I <sub>ef3</sub> (A)
2724,9	105,5	2514,9	2425,3

Os tempos observados para envio dos sinais de *trip* por cada um dos dispositivos de proteção, a partir do instante em que se estabeleceu a falha, foram de 64 ms, 129 ms e 353 ms, para BRK3, BRK2 e BRKse, respectivamente. Como a barra B1 não foi afetada pela falha, a proteção associada ao disjuntor BRK1 não foi sensibilizada. Diante disto, valida-se que os ajustes dos relés garantem a coordenação da proteção do sistema.

Em seguida a simulação foi feita de forma análoga, porém com a falha posicionada em B1. Observou-se atuação de BRK1 após 84 ms do estabelecimento da falha. Ao considerar a falha na atuação de BRK1, ocorreu atuação do disjuntor à montante, BRKse, 296 ms após início da falha, validando a coordenação do sistema diante dos ajustes aplicados também para este ramo da rede. Os resultados para falha em B1 podem ser observados nas figuras abaixo.

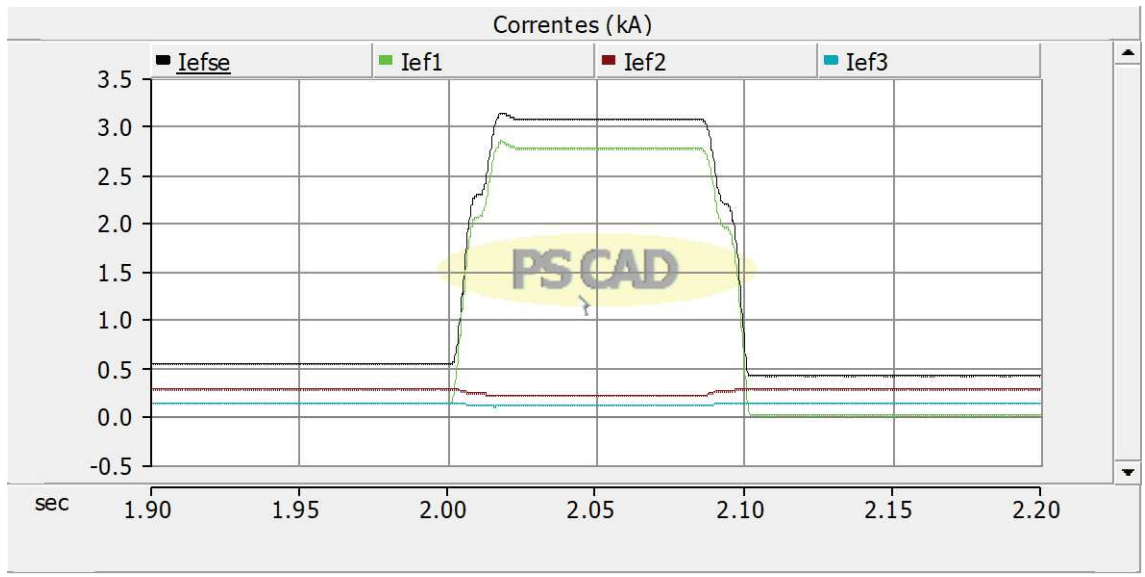


Figura 37 - Correntes nas barras diante da falha monofásica em B1 com atuação de BRK1.

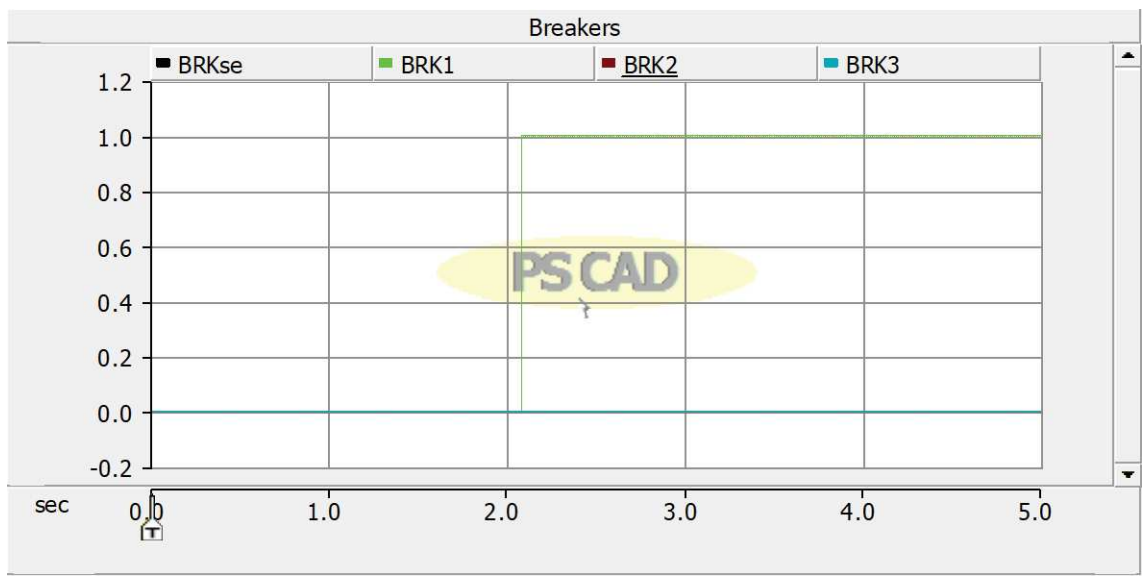


Figura 38 - Sinais de trip nas saídas dos relés diante da falha em B1, com atuação de BRK1.

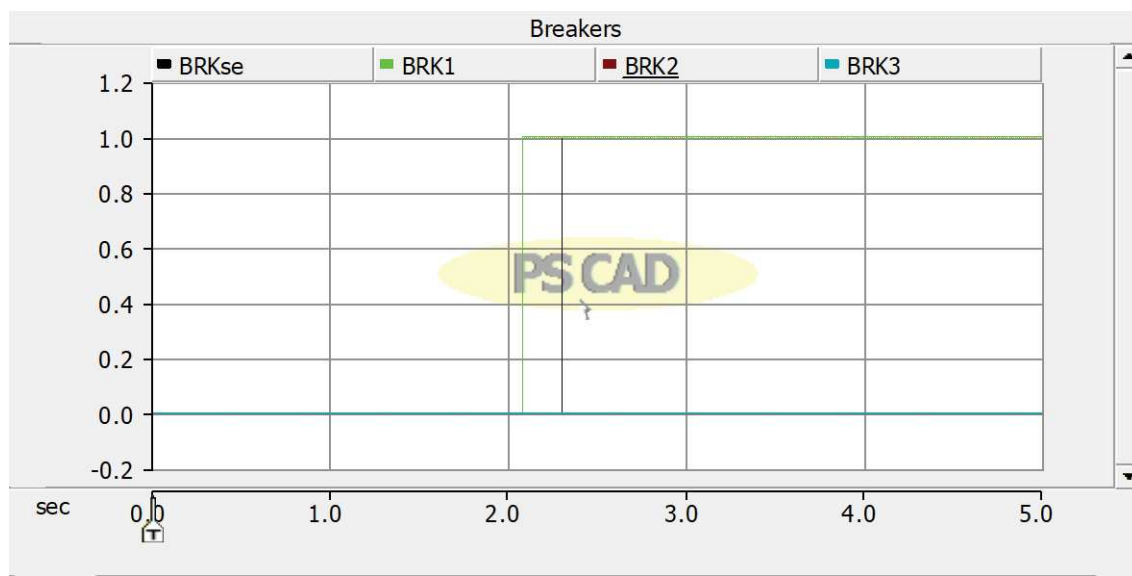


Figura 39 - Sinais de trip nas saídas dos relés diante da falha em B1, com atuação de BRKse.

### 4.3.2 Com injeção de GD

Considerando a falha posicionada em B3 e a conexão de uma fonte de GD em B1, conforme configuração do sistema mostrado na Figura 9, a simulação foi repetida para diferentes valores de potência injetada, a fim de se verificar uma possível atuação indevida dos dispositivos de proteção do sistema. O comportamento das correntes e os sinais de *trip* observados para 1 MW, 2 MW e 3 MW de potência injetada pela GD são apresentados na Figura 40, Figura 41 e Figura 42, respectivamente.

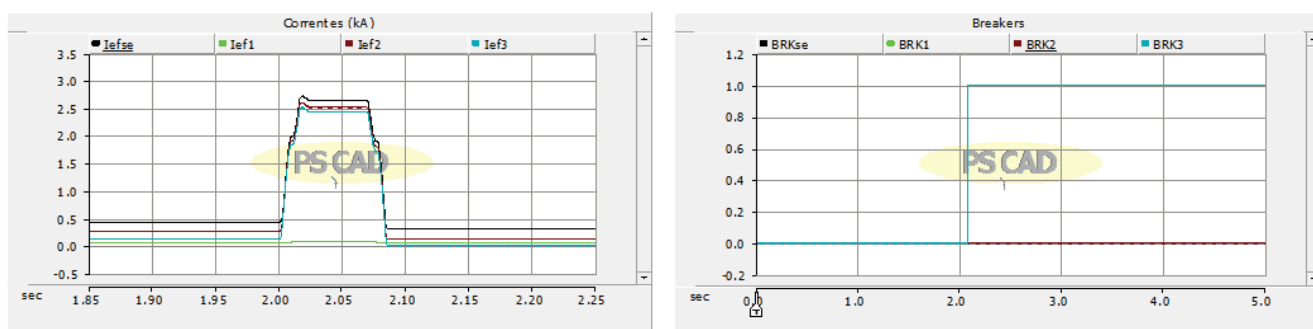


Figura 40 - Correntes e sinais de trip enviados pelos relés durante a falha monofásica em B3, com atuação de BRK3 e GD injetando 1 MW em B1.

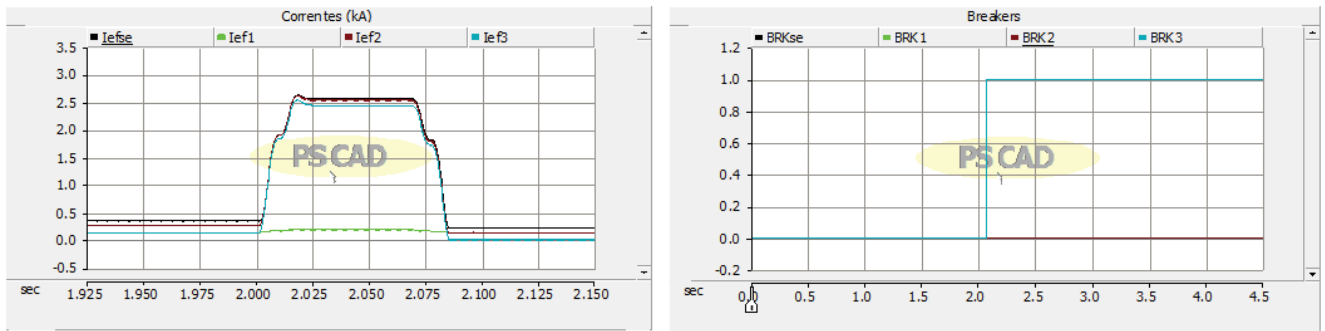


Figura 41 - Correntes e sinais de trip enviados pelos relés durante a falta monofásica em B3, com atuação de BRK3 e GD injetando 2 MW em B1.

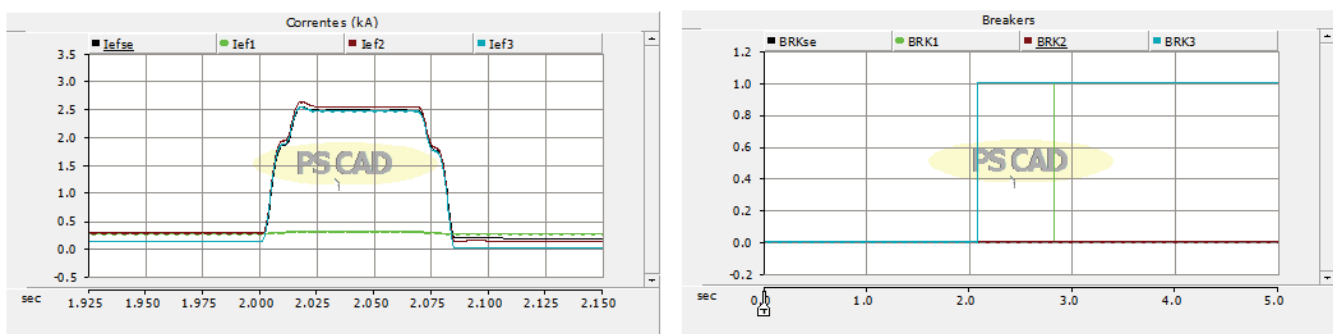
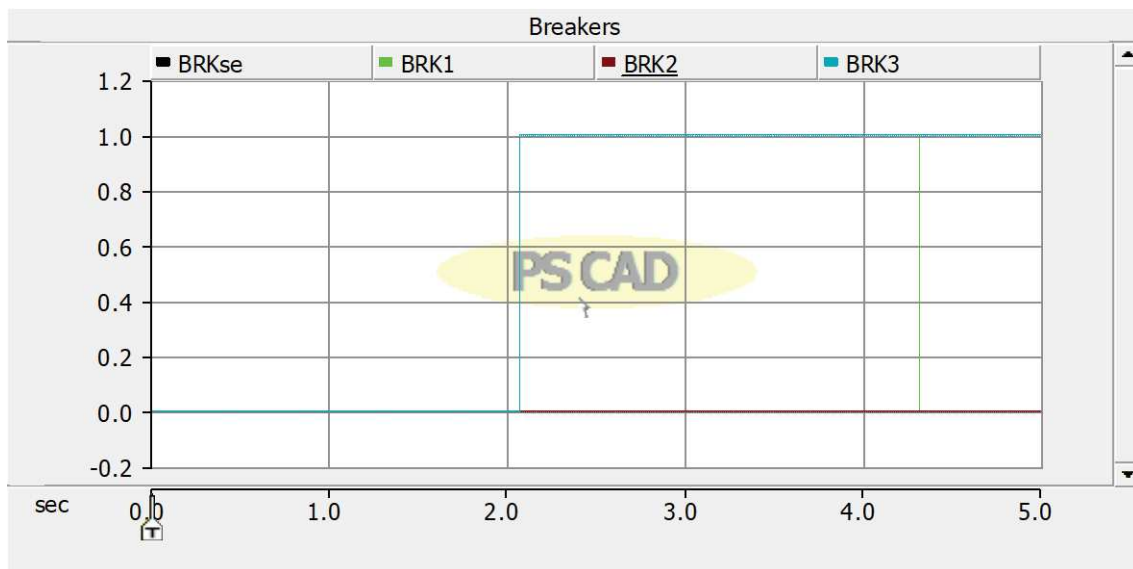
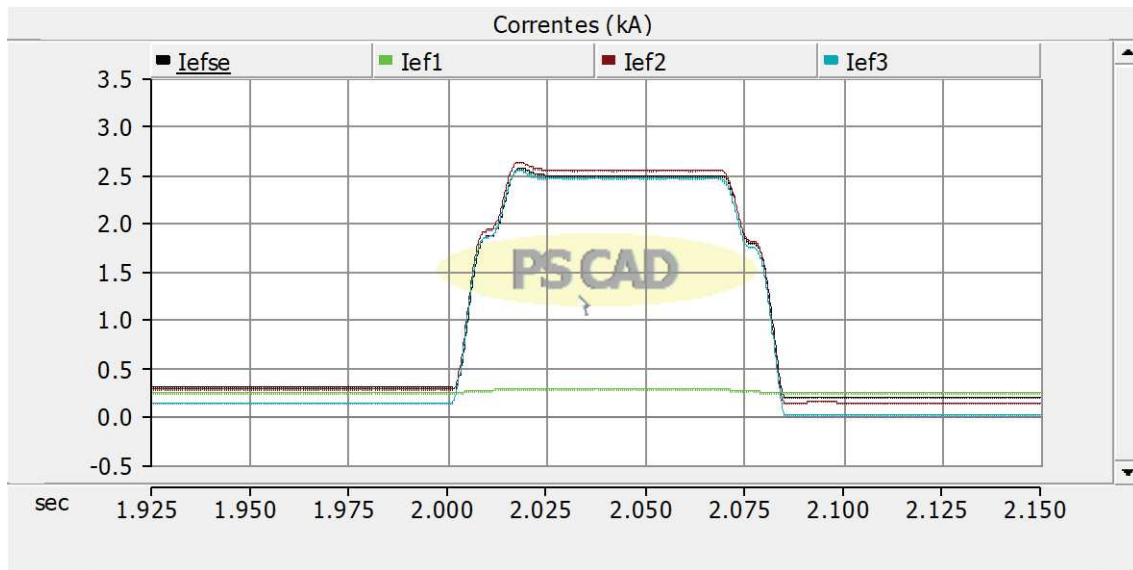


Figura 42- Correntes e sinais de trip enviados pelos relés durante a falta monofásica em B3, com atuação de BRK3 e BRK1, e GD injetando 3 MW em B1.

A partir dos resultados apresentados nas figuras, nota-se que ocorreu perda de seletividade do sistema com a injeção de 3 MW pela fonte de GD, provocando a atuação indevida de BRK1 com conseqüente desconexão dos consumidores alimentados pelo ramo da barra B1. Para determinação do limite de injeção de potência pela GD que não provoque perda de seletividade, a simulação foi repetida considerando valores entre 2 MW e 3 MW de potência injetada. Assim, observou-se que, a partir de 2,8 MW de potência, ocorre atuação indevida do disjuntor BRK1, uma vez que a corrente proveniente da GD passa a ser suficiente para sensibilizar o relé desta barra.

### 4.3 Cenário 3: Simulações da rede de distribuição com ramificação



Diante disso, é possível concluir que os parâmetros dos relés de sobrecorrentes precisam ser reajustados para conexão de uma fonte de GD em B1 a partir de 2,8 MW, garantindo a atuação de forma seletiva dos dispositivos de proteção do sistema.

## *Capítulo 5: Análise dos Resultados*

---

A partir das simulações realizadas nota-se que, conforme esperado, a conexão de fontes de geração distribuída ao longo de uma rede de distribuição altera as características do sistema impactando na coordenação e seletividade dos dispositivos de proteção. Os fatores que devem ser analisados ao se incluir uma nova fonte de injeção de potência na rede são o local em que esta será conectada e a corrente máxima que será capaz de injetar, principalmente quando se trata da conexão de uma fonte renovável de GD, que possui característica intermitente de geração. Os três cenários simulados apresentam possibilidades de conexão levando em conta a posição da fonte de GD com relação à subestação e à falta, para diferentes valores de potência.

No Cenário 1, a fonte de GD foi conectada entre a subestação e a falta. Nesta configuração, com a ocorrência de uma falta à jusante da GD, a corrente de curto-circuito drenada para terra corresponde ao somatório das correntes fornecidas tanto pela rede, quanto pela GD, sendo mais significativa a parcela proveniente da GD quanto mais próxima esta estiver da falta. Desta forma, a elevação da corrente na entrada do relé da barra da subestação, correspondente à medição da corrente circulando nesta barra, ocorre em um intervalo de tempo maior até que atinja o valor da corrente de curto-circuito ajustada para gerar o *trip* do relé ao disjuntor. Com isso, a atuação deste relé se torna mais lenta, não interrompendo a falta no tempo ideal para que não prejudique os componentes do sistema com problemas de sobrecorrente e consequente superaquecimento. Para a potência máxima injetada pela GD, de 3 MW, notou-se uma elevação no tempo de atuação dos disjuntores, sendo que, o mais distante da falta, que seria responsável pela interrupção da mesma em caso de falha na operação dos disjuntores à jusante, recebeu *trip* após mais de 600 ms, indicando a possibilidade destes problemas de superaquecimento. As imagens abaixo permitem verificar este impacto ocorrido diante da alteração do intervalo de tempo em que o sinal de trip é enviado ao disjuntor BRKse neste cenário.

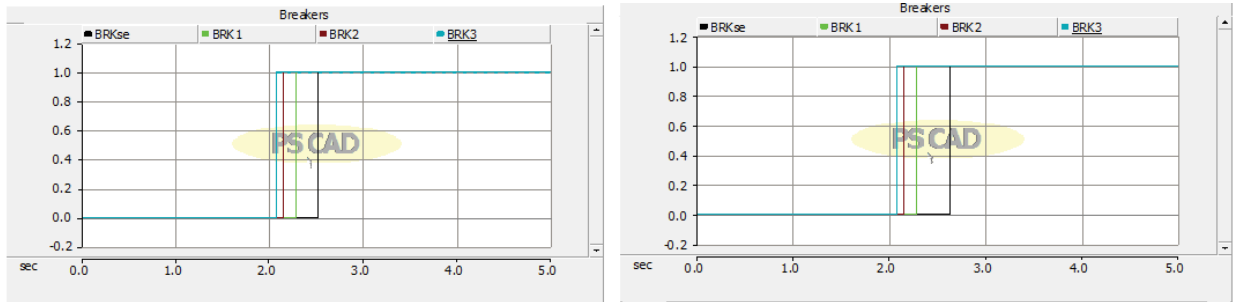


Figura 43 - Impacto da atuação da proteção de sobrecorrente observado no Cenário 1 – condições sem GD e com GD.

No Cenário 2, considerou-se a ocorrência de uma falta entre a subestação e a fonte de GD. Nesta situação, o limite de corrente a sensibilizar o relé mais próximo à falta é reduzido, uma vez que uma parcela considerável da corrente da falta será alimentada pela GD, quanto menor a distância entre seu ponto de conexão e a falta, tornando este o caminho de menor impedância. Assim, a falta pode se tornar invisível ao dispositivo de proteção mais próximo, gerando um atraso em sua atuação, o que pôde ser observado à medida em que a potência injetada pela GD foi elevada, aumentando o intervalo de tempo para atuação do *trip* do relé mais próximo à falta. Outro fato observado neste cenário consistiu na não desconexão da fonte de GD após o estabelecimento da falta, para uma potência injetada a partir de 2 MW, o que provocou uma elevação ainda maior da corrente de falta, uma vez que a corrente injetada pela GD continuou alimentando-a. Com isto, notou-se que, somente após mais de 2 segundos do início da falta, ocorreu *trip* do disjuntor à montante da GD, desconectando-a da rede e permitindo o fim do curto-circuito. Aumentando-se ainda mais a potência injetada pela GD para 3 MW observou-se a perda de coordenação e seletividade na atuação das proteções, uma vez que apenas a corrente proveniente da fonte de GD já foi suficiente para atuar o relé à montante desta, antes mesmo que fosse estabelecido o curto-circuito. Através das imagens abaixo pode-se verificar a perda de seletividade e coordenação ocorridas neste cenário, diante da atuação indevida do disjuntor BRK3 para 2 MW e 3 MW de injeção de potência da GD.

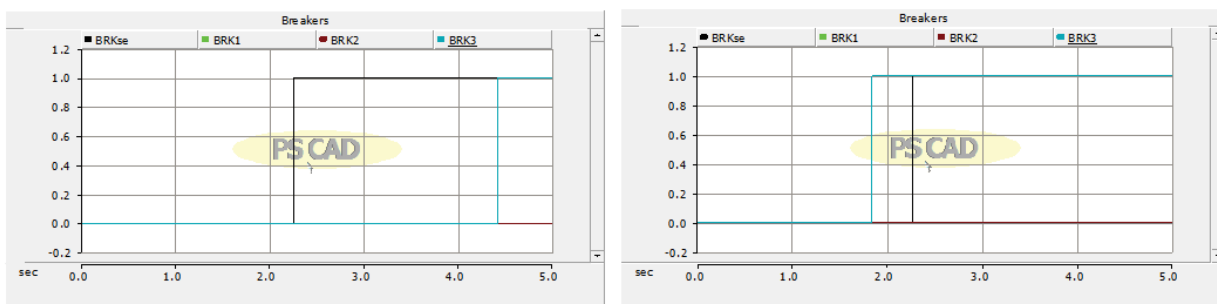


Figura 44 - Impacto da atuação da proteção de sobrecorrente observado no Cenário 2 – condições com GD = 2 MW e 3 MW.

O cenário 3 mostra outra situação em que ocorre perda de coordenação e seletividade, considerando uma rede ramificada onde a conexão da GD é feita em uma barra independente da barra onde ocorre a falta. Neste caso, a ocorrência da falta na barra 3 não afeta as correntes circulando na barra 1. Porém ao incluir, na barra 1, uma fonte de GD injetando a partir de 2,8 MW de potência, observa-se que, mesmo após a atuação do disjuntor da barra 3, mais próximo à falta, ocorre atuação do disjuntor à montante da GD, uma vez que a corrente injetada por esta fonte já foi suficiente para sensibilizar a atuação da proteção, provocando um “falso *trip*”. Desta forma, ocorreu a desconexão indevida das cargas conectadas à barra 1, uma vez que estas não foram submetidas à corrente de falta, gerando um problema de disponibilidade no sistema, inexistente antes da conexão da fonte de GD. As imagens abaixo permitem verificar a perda de seletividade provocada pela injeção de GD neste cenário, comparando-se os sinais de trip observados sem a presença de GD e após a penetração desta fonte na rede.

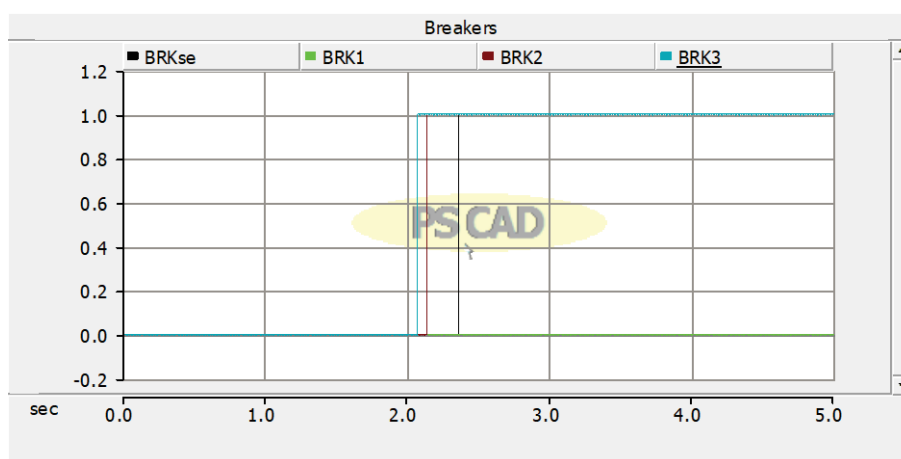


Figura 45 - Sinais de trip no Cenário 3 sem a injeção de GD.

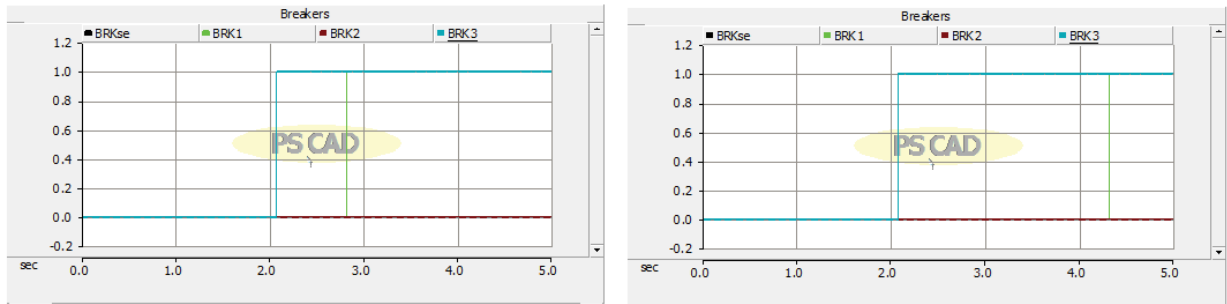


Figura 46 - Impacto da atuação da proteção de sobrecorrente observado no Cenário - condições com injeção de 3 MW e 2,8 MW de GD

Além dos impactos provocados nos tempos de atuação e na coordenação e seletividade das proteções do sistema, as tabelas contendo os valores de corrente medidos em cada um dos cenários simulados mostram as alterações provocadas nas características da rede de distribuição de modo geral. Independentemente do ponto em que é conectada, a fonte de GD provoca alteração nas correntes que circulam no sistema, conseqüentemente alterando as leituras realizadas pelos relés de proteção. Diante disso, os cenários sinalizados com impactos mais significativos devem ser tomados como base para definição dos valores máximos de injeção de potência a serem permitidos para a fonte de geração a ser conectada na rede.

# *Capítulo 6: Conclusões e Considerações Finais*

---

Diante das análises das simulações realizadas neste trabalho, conclui-se que, apesar dos diversos aspectos positivos atrelados ao crescente uso de fontes renováveis de geração distribuída, é importante levar em consideração que sua conexão em redes de distribuição provoca impactos aos quais deve-se atentar. Pôde-se perceber que, independentemente do valor da potência ou do ponto de conexão considerado, a conexão de GD altera características da rede que, diante de uma falta, pode gerar problemas em seu sistema de proteção. Este trabalho permitiu a verificação de alguns destes problemas que podem ocorrer diante de um curto-circuito em uma rede de distribuição não preparada adequadamente para receber a conexão de uma fonte de GD. Dentre eles, destaca-se o possível aumento no tempo de atuação das proteções, podendo gerar sobreaquecimento, a não sensibilização de um dispositivo de proteção e a atuação indevida de um relé, provocando a abertura desnecessária de um disjuntor, que interrompe a alimentação de cargas não afetadas pela falta.

A obtenção destes resultados evidencia a assimilação de conceitos e conteúdos relacionados a fontes renováveis de energia e sua conexão à rede, análise de proteção de sistemas, coordenação e seletividade, permitidos através da elaboração deste trabalho. Além disso, o trabalho possibilitou o desenvolvimento de um maior domínio no uso da ferramenta PSCAD, que consiste em uma plataforma para cálculos transitórios que foi adaptada para utilização como ferramenta de análise de proteção. Este trabalho permitiu ainda o desenvolvimento de técnicas para modelagem de sistemas e noções de parâmetros típicos de redes de distribuição de média tensão.

Como possibilidades de trabalhos futuros, tem-se a implementação do reajuste dos relés de proteção diante da inclusão de GD na rede e a aplicação direta desta situação em um cenário real, considerando todas as características de uma rede específica tomada como exemplo. Além disso, pode-se também verificar as alterações provocadas no sistema de proteção a partir da

implementação de função de proteção direcional nos relés, verificando as vantagens e viabilidade desta solução.

# REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

---

- ANEEL. (2019). *ANEEL*. Fonte: Agência Nacional de Energia Elétrica: <https://www.aneel.gov.br/>
- Bonfá, R. &. (2017). *A Contribuição da Microgeração Distribuída para as Correntes de Curto-Circuito e os Possíveis Impactos na Proteção do Sistema de Distribuição*. USP.
- Cotosck, K. R. (2007). *Proteção de sistemas elétricos: uma abordagem técnico-pedagógica*. UFMG.
- Dewadasa, M. G. (2009). *An Inverse Time Admittance Relay for Fault Detection in Distribution Networks Containing DGs*. IEEE.
- Huchel, Ł. &. (2015). *Planning the coordination of directional overcurrent relays for distribution systems considering DG*. IEEE Transactions on Smart Grid.
- INEE. (2019). *Instituto Nacional de Eficiência Energética*. Fonte: <http://www.inee.org.br/>
- Leite, L. (2016). *Estratégia de regulação de tensão em redes de distribuição com geração distribuída fotovoltaica assistida por infraestrutura integrada de telecomunicações*." UFMG.
- Luiz, C. M. (2012). *Avaliação dos Impactos da Geração Distribuída para Proteção do Sistema Elétrico*. UFMG.
- Masri, M. H. (2016). *Modelling and Analysis an Overcurrent Protection in a Power System Network Using PSCAD*.
- Salgado, D. A. (2015). *Uma abordagem paramétrica do impacto da geração distribuída sobre as correntes de curto-circuito e na proteção de redes de distribuição*.
- Sguaçabia, R. R. (2015). *Avaliação do impacto da geração distribuída sobre o sistema de proteção de sobrecorrente de uma rede de distribuição operando em ilhamento intencional*. Diss. Universidade de São Paulo.

- Shahzad, U. K. (2017). *Protection of distributed generation: challenges and solutions*. *Energy and Power Engineering*, 9(10), 614.
- T.K. Abdel-Galil, A. A.-E.-S. (2007). *Protection Coordination Planning with Distributed Generation*.
- Wheeler, K. A. (2016). *Assessment of distributed generation influences on fuse-recloser protection systems in radial distribution networks*. *IEEE*.

# ANEXO A

Tabela 11 - Tabela ANSI

Nr	Denominação
1	Elemento Principal
2	Relé de partida ou fechamento temporizado
3	Relé de verificação ou interbloqueio
4	Contator principal
5	Dispositivo de interrupção
6	Disjuntor de partida
7	Relé de taxa de variação
8	Dispositivo de desligamento da energia de controle
9	Dispositivo de reversão
10	Chave comutadora de sequência das unidades
11	Dispositivo multifunção
12	Dispositivo de sobrevelocidade
13	Dispositivo de rotação síncrona
14	Dispositivo de subvelocidade
15	Dispositivo de ajuste ou comparação de velocidade e/ou frequência

16	Dispositivo de comunicação de dados
17	Chave de derivação ou descarga
18	Dispositivo de aceleração ou desaceleração
19	Contator de transição partida-marcha
20	Válvula operada eletricamente
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	Detector de chama
29	Contator de isolamento
30	Relé anunciador
31	Dispositivo de excitação
32	Relé direcional de potência
33	Chave de posicionamento
34	Dispositivo master de sequência

35	Dispositivo para operação das escovas ou curto-circuitar anéis coletores
36	Dispositivo de polaridade ou polarização
37	Relé de subcorrente ou subpotência
38	Dispositivo de proteção de mancal
39	Monitor de condições mecânicas
40	Relé de perda de excitação ou relé de perda de campo
41	Disjuntor ou chave de campo
42	Disjuntor / chave de operação normal
43	Dispositivo de transferência ou seleção manual
44	Relé de sequência de partida
45	Monitor de condições atmosféricas
46	Relé de reversão ou desbalanceamento de corrente
47	Relé de reversão ou desbalanceamento 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	Dispositivo de acoplamento
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 corrente ou tensão
61	Sensor de densidade
62	Relé temporizador
63	Relé de pressão de gás (Buchholz)
64	Relé detetor 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
71	Dispositivo de detecção de nível
72	Disjuntor de corrente contínua

73	Contator de resistência de carga
74	Relé de alarme
75	Mecanismo de mudança de posição
76	Relé de sobrecorrente CC
77	Dispositivo de telemedição
78	Relé de medição de ângulo de fase / proteção contra falta de sincronismo
79	Relé de religamento
80	Chave de fluxo
81	Relé de frequência (sub ou sobre)
82	Relé de religamento de carga de CC
83	Relé de seleção / transferência automática
84	Mecanismo de operação
85	Relé receptor de sinal de telecomunicação (teleproteção)
86	Relé auxiliar de bloqueio
87	Relé de proteção diferencial
88	Motor auxiliar ou motor gerador
89	Chave seccionadora
90	Dispositivo de regulação (regulador de tensão)
91	Relé direcional de tensão

92	Relé direcional de tensão e potência
93	Contator de variação de campo
94	Relé de desligamento
95	Usado para aplicações específicas
96	Relé auxiliar de bloqueio de barra
97 à 99	Usado para aplicações específicas
150	Indicador de falta à terra
AFD	Detector de arco voltaico
CLK	Clock
DDR	Sistema dinâmico de armazenamento de perturbações
DFR	Sistema de armazenamento de faltas digital
ENV	Dados do ambiente
HIZ	Detector de faltas com alta impedância
HMI	Interface Homem-Máquina
HST	Histórico
LGC	Esquema lógico
MET	Medição de Subestação
PDC	Concentrador de dados de fasores
PMU	Unidade de medição de fasores

PQM	Esquema de monitoramento de potência
RIO	Dispositivo Remoto de Inputs/Outputs
RTU	Unidade de terminal remoto / Concentrador de Dados
SER	Sistema de armazenamento de eventos
TCM	Esquema de monitoramento de <i>Trip</i>
SOTF	Fechamento sob falta