

UNIVERSIDADE FEDERAL DO ESPÍRITO SANTO  
CENTRO TECNOLÓGICO  
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

## Dissertação de Mestrado

# Análise dos Impactos da Alta Inserção de Geração Distribuída Fotovoltaica na Proteção de Sobrecorrente Temporizada

Mariana Altoé Mendes

VITÓRIA – ES

AGOSTO/2018

Mariana Altoé Mendes

**Análise dos Impactos da Alta Inserção de Geração  
Distribuída Fotovoltaica na Proteção de  
Sobrecorrente Temporizada**

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica do Centro Tecnológico, da Universidade Federal do Espírito Santo, como requisito parcial para a obtenção do Grau de Mestre em Engenharia Elétrica

Orientador: Prof. D. Sc. Oureste Elias Batista  
Coorientador: Prof. Dr. Domingos Sávio Lyrio Simonetti

VITÓRIA – ES

AGOSTO/2018

Dados Internacionais de Catalogação-na-publicação (CIP)  
(Biblioteca Setorial Tecnológica,  
Universidade Federal do Espírito Santo, ES, Brasil)

---

M538a Mendes, Mariana Altoé, 1992-  
Análise dos impactos da alta inserção de geração distribuída  
fotovoltaica na proteção de sobrecorrente temporizada / Mariana  
Altoé Mendes. – 2018.  
92 f. : il.

Orientador: Oureste Elias Batista.  
Coorientador: Domingos Sávio Lyrio Simonetti.  
Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) –  
Universidade Federal do Espírito Santo, Centro Tecnológico.

1. Sistemas de energia elétrica – Proteção. 2. Sistemas de  
energia fotovoltaica. 3. Geração distribuída de energia elétrica.  
4. Sistemas elétricos de potência – Modelagem. I. Batista,  
Oureste Elias. II. Simonetti, Domingos Sávio Lyrio.  
III. Universidade Federal do Espírito Santo. Centro Tecnológico.  
IV. Título.

CDU: 621.3

Mariana Altoé Mendes

## Análise dos Impactos da Alta Inserção de Geração Distribuída Fotovoltaica na Proteção de Sobrecorrente Temporizada

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica do Centro Tecnológico, da Universidade Federal do Espírito Santo, como requisito parcial para a obtenção do Grau de Mestre em Engenharia Elétrica

Aprovada em 15 de agosto de 2018

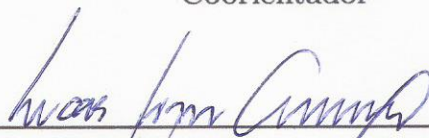
### COMISSÃO EXAMINADORA:



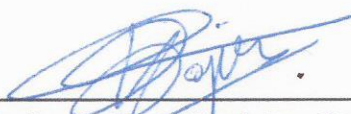
Prof. D. Sc. Oureste Elias Batista  
Universidade Federal do Espírito Santo  
Orientador



Prof. Dr. Domingos Sávio Lyrio Simonetti  
Universidade Federal do Espírito Santo  
Coorientador



Prof. D. Sc. Lucas Frizera Encarnação  
Universidade Federal do Espírito Santo  
Examinador



Prof. D. Sc. Felipe Vigolvino Lopes  
Universidade de Brasília  
Examinador

*Dedico este trabalho a minha mãe e meu pai (in memoriam) que sempre fizeram tudo por mim.*

# AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente à Deus por me permitir realizar mais esse sonho, sempre me carregando nos momentos mais difíceis.

Agradeço aos meus professores orientadores, professor Oureste Elias Batista e professor Domingos Sávio Lyrio Simonetti, pela paciência e por sempre acreditarem no meu potencial, inclusive quando até eu mesma duvidava que seria possível. Agradeço também ao professor Pablo Rodrigues Muniz que, mesmo distante, sempre foi um grande incentivador da minha vida acadêmica.

Sou grata aos meus amigos e colegas de mestrado, que me auxiliaram nessa caminhada árdua e em especial ao meu parceiro de pesquisa Murillo Cobe Vargas. Tenho certeza que sem você essa pesquisa não seria possível.

Agradeço também a todos meus familiares e ao Gilberto que sempre me apoiaram e me deram forças para seguir.

*A persistência é o menor caminho do êxito.*  
*(Charles Chaplin)*

# RESUMO

Historicamente o modelo de geração de energia elétrica no mundo é baseado em grandes centrais geradoras conectadas à rede. Há alguns anos surgiu o conceito de gerar energia próximo dos consumidores, denominado geração distribuída (GD). Logo observou-se que utilizar fontes renováveis como GD poderia trazer vantagens ambientais. A geração distribuída fotovoltaica (GDFV) prontamente agradou os consumidores no mundo inteiro devido a sua tecnologia silenciosa, abundância da fonte e a facilidade de instalação dos painéis. A tecnologia fotovoltaica representa mais de 99% das unidades consumidoras com GD instaladas no Brasil. Apesar das vantagens, sabe-se que a inserção de novas fontes geradoras em uma rede que foi projetada para operar de maneira unidirecional, pode proporcionar modificações no fluxo de potência. Assim, sabendo que a tendência é que cada vez haja mais GDFV nos sistemas elétricos, torna-se fundamental estudar os impactos quantitativos e qualitativos que podem ser ocasionados na rede, sobretudo nos dispositivos de proteção (DP) já instalados e parametrizados. Muito frequentes nas redes de distribuição, os DP de sobrecorrente temporizados (função 51) são utilizados para proteger eletricamente os alimentadores contra faltas e sobrecarga, isolando a área defeituosa. Para o correto ajuste dessa função, é preciso saber a corrente de carga no ponto onde o DP está localizado. Como a alta penetração de GD pode modificar os valores da corrente de operação, a proteção que estava corretamente ajustada para um cenário sem GD na rede pode não estar em conformidade para as novas configurações do sistema, com as GDFV. Uma proteção ajustada de maneira incorreta pode não atuar para curto-circuitos ou sobrecarga. Este trabalho avalia, portanto, diferentes cenários em regime permanente de um alimentador, através de simulações, com elevada penetração de GDFV. A variabilidade da corrente nos pontos onde há DP foi analisada focando apenas nos valores da corrente de operação, parâmetro necessário para o correto ajuste da função 51, chegando, em casos extremos, a apresentar uma redução de mais de 80% do seu valor de carga. Os resultados indicam que mudanças na proteção de sobrecorrente temporizada perante uma inserção massiva de GD podem ser fundamentais para garantir a sensibilidade dos dispositivos e uma correta atuação para sobrecarga.

**Palavras-chave:** Proteção do sistema elétrico de potência. Sistemas fotovoltaicos. Geração distribuída. Modelagem do sistema elétrico de potência.

# ABSTRACT

Historically the world's electric energy generation model is based on large power plants connected to the grid. A few years ago new ideas for the power generation model have emerged as the concept of generating energy near to consumers, called distributed generation (DG). It was noted that using renewable sources such as DG could bring advantages beyond environmental ones. Photovoltaic distributed generation (PVDG) readily pleased consumers worldwide due to its quiet technology, the abundance of the source and ease of installation. The photovoltaic technology represents more than 99% of the consumer units with DG installed in Brazil. Despite the advantages, it is known that the insertion of new generating sources into a grid that is designed to operate unilaterally, can modify the power flow. Thus, knowing that the number of DG in the power system is a rising fact, it is fundamental to study the quantitative and qualitative impacts that these can cause in the grid, especially in the already installed and parametrized protection devices (PD). Very common in distribution, the time-delay overcurrent PDs (function 51) are used to electrically protect the feeders against faults and overload, isolating the faulty branch. For correct adjustment of this function, it is necessary to know the rated current at the point where the PD is located. Since high DG penetration can modify operational current values, the protection that was correctly set for a non-DG scenario may not conform to the new system parameters, with the PVDG. Improperly adjusted overcurrent protection may not work for a short-circuit or overloads. This work evaluates, therefore, different scenarios of a feeder under steady-state operation, through simulations, with high penetration of PVDG. The variability of the current at the points where exists PVDG was analyzed focusing only on the values of the operating current, reaching, in extreme cases, a reduction of more than 80% of its load value. The results indicate that changes in time-delay overcurrent protection towards a massive insertion of GD can be fundamental to guarantee the sensitivity of the devices and a correct performance for overload.

**Keywords:** Power system protection. Photovoltaic systems. Distributed power generation. Power system modeling.

# LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – Tipos de curvas características IEC - Inversa, Muito Inversa e Extremamente Inversa . . . . .	33
Figura 2 – Diagrama unifilar do alimentador teste de 13 nós do IEEE - A13N . . .	37
Figura 3 – Diagrama unifilar do A13N indicando os pontos onde serão inseridas GDFV . . . . .	40
Figura 4 – Exemplo <i>power13_NodeTestFeeder</i> disponível na biblioteca do Simulink <sup>®</sup> que modela o alimentador A13N . . . . .	41
Figura 5 – A13N com todas as modificações propostas, incluindo as GDFV, no Simulink <sup>®</sup> . . . . .	43
Figura 6 – Modelo de sistema fotovoltaico monofásico conectado à rede, em regime permanente. . . . .	44
Figura 7 – Modelo de sistema fotovoltaico monofásico simplificado conectado à rede, em regime permanente . . . . .	45
Figura 8 – Equivalente de Norton de um gerador fotovoltaico . . . . .	46
Figura 9 – Modelo do inversor monofásico de ponte completa . . . . .	46
Figura 10 – Diagrama de blocos do modelo simplificado do inversor monofásico . .	48
Figura 11 – Modelo simplificado do inversor monofásico de ponte completa com acoplamento cc/ca. . . . .	49
Figura 12 – Diagrama de blocos do modelo de GDFV monofásico simplificado proposto implementado no Simulink <sup>®</sup> . . . . .	50
Figura 13 – Alimentador monofásico utilizado para validação do modelo no Simulink <sup>®</sup>	51
Figura 14 – Alimentador <i>power PV array 3500W</i> utilizado para validação do modelo no Simulink <sup>®</sup> . . . . .	52
Figura 15 – Nós onde há dispositivos de proteção de sobrecorrente - religadores - e GDFV no alimentador A13N . . . . .	56
Figura 16 – Representação da variância da corrente em cada religador - Fase A. . .	58
Figura 17 – Localização das GDs e representação da variação da corrente para o religador 650 - Fase A: (a) caso de máxima corrente; (b) caso de mínima corrente. . . . .	59
Figura 18 – Localização das GDs e representação da variação da corrente para o religador 632 - Fase A: (a) caso de máxima corrente; (b) caso de mínima corrente. . . . .	60
Figura 19 – Localização das GDs e representação da variação da corrente para o religador 692 - Fase A: (a) caso de máxima corrente; (b) caso de mínima corrente. . . . .	61

Figura 20 – Representação da variância da corrente em cada religador - Fase B. . .	62
Figura 21 – Localização das GDs e representação da variação da corrente para o religador 650 - Fase B: (a) caso de máxima corrente; (b) caso de mínima corrente. . . . .	63
Figura 22 – Localização das GDs e representação da variação da corrente para o religador 632 - Fase B: (a) caso de máxima corrente; (b) caso de mínima corrente. . . . .	64
Figura 23 – Localização das GDs e representação da variação da corrente para o religador 692 - Fase B: (a) caso de máxima corrente; (b) caso de mínima corrente. . . . .	65
Figura 24 – Representação da variância da corrente em cada religador - Fase C. . .	66
Figura 25 – Localização das GDs e representação da variação da corrente para o religador 650 - Fase C: (a) caso de máxima corrente; (b) caso de mínima corrente. . . . .	67
Figura 26 – Localização das GDs e representação da variação da corrente para o religador 632 - Fase C: (a) caso de máxima corrente; (b) caso de mínima corrente. . . . .	68
Figura 27 – Localização das GDs e representação da variação da corrente para o religador 692 - Fase C: (a) caso de máxima corrente; (b) caso de mínima corrente. . . . .	69
Figura 28 – Curva de coordenação para o caso de referência e com a mínima corrente possível - Religador 632 - Fase A . . . . .	73
Figura 29 – Comparação do número de GDFV conectadas na fase A do alimentador com a corrente obtida: (a) valores de correntes obtidos no religador 650; (b) valores de correntes obtidos no religador 632; (c) valores de correntes obtidos no religador 692. . . . .	75
Figura 30 – Comparação do número de GDFV conectadas na fase B do alimentador com a corrente obtida: (a) valores de correntes obtidos no religador 650; (b) valores de correntes obtidos no religador 632; (c) valores de correntes obtidos no religador 692. . . . .	76
Figura 31 – Comparação do número de GDFV conectadas na fase C do alimentador com a corrente obtida: (a) valores de correntes obtidos no religador 650; (b) valores de correntes obtidos no religador 632; (c) valores de correntes obtidos no religador 692. . . . .	77
Figura 32 – Comparação da potência total das GDs e a corrente obtida na fase A: (a) valores de correntes obtidos no religador 650; (b) valores de correntes obtidos no religador 632; (c) valores de correntes obtidos no religador 692.	79

- Figura 33 – Comparação da potência total das GDs e a corrente obtida na fase B:  
(a) valores de correntes obtidos no religador 650; (b) valores de correntes obtidos no religador 632; (c) valores de correntes obtidos no religador 692. 80
- Figura 34 – Comparação da potência total das GDs e a corrente obtida na fase C:  
(a) valores de correntes obtidos no religador 650; (b) valores de correntes obtidos no religador 632; (c) valores de correntes obtidos no religador 692. 81

# LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Proteções mínimas exigidas pela ANEEL para GD em função da potência instalada . . . . .	29
Tabela 2 – Potência e tipo da carga distribuída presente no A13N . . . . .	37
Tabela 3 – Potência e tipo das cargas concentradas presentes no A13N . . . . .	38
Tabela 4 – Aproximações sugeridas para modelagem de cargas de alimentadores de distribuição . . . . .	38
Tabela 5 – Diferença entre os valores de tensão nos nós encontrados na simulação e os valores oficiais do relatório do IEEE em % . . . . .	42
Tabela 6 – Diferença entre os valores de corrente nos trechos encontrados na simulação e os valores oficiais do relatório do IEEE em % . . . . .	42
Tabela 7 – Parâmetros para simulação <i>power PV array 3500W</i> . . . . .	51
Tabela 8 – Parâmetros para simulação do modelo simplificado . . . . .	52
Tabela 9 – Erro percentual de $V_{PAC}$ e $Q_s$ para as simulações de <i>power PV array 3500W</i> e do modelo proposto . . . . .	53
Tabela 10 – Comparação dos tempos de simulação entre o modelo simplificado proposto neste trabalho e o exemplo <i>power PV array 3500W</i> existente no Simulink® . . . . .	54
Tabela 11 – Variação das correntes nos três alimentadores para as fases A, B e C em relação ao valor de carga. . . . .	70
Tabela 12 – GDs conectadas no alimentador para os casos de máxima e mínima corrente nos três religadores para as três fases. . . . .	71
Tabela 13 – Variação total das correntes de cada religador para cada uma das três fases em relação ao valor de carga. . . . .	71

# LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ANSI	<i>American National Standards Institute</i>
ca	Corrente alternada
cc	Corrente contínua
COFINS	Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social
CONFAZ	Conselho Nacional de Política Fazendária
CSI	<i>Current Source Inverter</i>
DIT	Demais Instalações de Transmissão
DP	Dispositivo de proteção
EP	Equipamento de proteção
EUA	Estados Unidos da América
fp	Fator de potência
FV	Fotovoltaico(a)
GD	Geração Distribuída
GDFV	Geração(ões) Distribuída(s) Fotovoltaica(s)
GFV	Gerador fotovoltaico
ICMS	Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronic Enginners</i>
IGBT	<i>Insulated Gate Bipolar Transistor</i>
MPP	<i>Maximum Power Point</i>
MPPT	<i>Maximum Power Point Tracking</i>
MT	Média Tensão

ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PAC	Ponto de Acoplamento Comum
PIS	Programa de Integração Social
PLL	<i>Phase-locked Loop</i>
PRODIST	Procedimentos de Distribuição
PWM	<i>Pulse Width Modulation</i>
REN	Resolução Normativa
RL	Religador
SPWM	<i>Sinusoidal Pulse Width Modulation</i>
VSI	<i>Voltage Source Inverter</i>

# LISTA DE SÍMBOLOS

$\alpha$	Deslocamento de fase do inversor
$\theta$	Ângulo da rede
$\omega$	Frequência angular da rede
$i_{ca}, I_{ca}$	Corrente de saída do inversor
$I_{cc}$	Corrente de entrada do inversor
$I_{ger,eq}$	Corrente equivalente fotogerada pelos módulos fotovoltaicos
$I_{FV}$	Corrente terminal no gerador fotovoltaico
$I_q$	Corrente de controle
M	Taxa de modulação do inversor
$P_{ca}$	Potência de saída do inversor
$P_{cc}$	Potência de entrada do inversor
$P_{FV}$	Potência produzida pelo gerador fotovoltaico
$P_s$	Potência ativa entregue à rede
$Q_s$	Potência reativa entregue à rede ou absorvida pela rede
$R_{cc}$	Resistência dos cabos do sistemas fotovoltaico
$R_{ger,eq}$	Resistência equivalente do modelo fotovoltaico
$v_{ca}, V_{ca}$	Tensão de saída do inversor
$V_{cc}$	Tensão de entrada do inversor
$V_{FV}$	Tensão terminal no gerador fotovoltaico
$V_{PAC}$	Tensão no ponto de acoplamento comum
$V_r, v_{r(t)}$	Tensão na rede
$V_{r-pico}$	Tensão de pico na rede
$V_s$	Tensão na fonte

# SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO À DISSERTAÇÃO</b>	<b>18</b>
1.1	Introdução	18
1.2	Justificativa e Motivação do Tema	19
1.3	Objetivos da Dissertação	20
1.4	Trabalhos Desenvolvidos	21
1.5	Organização da Dissertação	22
<b>2</b>	<b>REVISÃO BIBLIOGRÁFICA</b>	<b>23</b>
2.1	Geração Distribuída Fotovoltaica	25
2.2	Regulamentação da GD no Brasil	26
2.2.1	Proteção exigida para GD	28
2.2.1.1	Relé de Sobrecorrente	31
2.2.2	GDFV e a proteção de sobrecorrente temporizada	35
<b>3</b>	<b>METODOLOGIA</b>	<b>36</b>
3.1	Alimentador	36
3.1.1	Características construtivas do alimentador	36
3.1.2	Posicionamento das GDFV	39
3.1.3	Modelagem do alimentador	40
3.1.3.1	Validação do modelo utilizado	40
3.1.3.2	Modificações propostas	42
3.2	Modelo para o sistema fotovoltaico	43
3.2.1	Modelo para sistemas FV monofásicos em regime permanente	44
3.2.1.1	Gerador Fotovoltaico	45
3.2.1.2	Conversor cc/ca	46
3.2.1.3	Modelo do gerador FV conectado à rede	47
3.2.1.4	Validação do modelo simplificado do sistema FV	50
3.3	Simulação	55
<b>4</b>	<b>RESULTADOS E DISCUSSÕES</b>	<b>57</b>
4.1	Variabilidade da corrente onde há proteção de sobrecorrente temporizada	57
4.1.1	Fase A	58
4.1.1.1	Religador 650	58
4.1.1.2	Religador 632	60
4.1.1.3	Religador 692	61

4.1.2	Fase B . . . . .	62
4.1.2.1	Religador 650 . . . . .	62
4.1.2.2	Religador 632 . . . . .	63
4.1.2.3	Religador 692 . . . . .	64
4.1.3	Fase C . . . . .	66
4.1.3.1	Religador 650 . . . . .	66
4.1.3.2	Religador 632 . . . . .	67
4.1.3.3	Religador 692 . . . . .	68
4.1.4	Análise da variabilidade . . . . .	69
4.1.4.1	Impacto da variabilidade na proteção 51 . . . . .	72
4.2	Análises Complementares . . . . .	74
4.2.1	Número de GDs conectadas à rede . . . . .	74
4.2.2	Potência das GDs conectadas à rede . . . . .	78
4.2.3	Resultados das análises complementares . . . . .	82
5	<b>CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS . . . . .</b>	<b>83</b>
5.1	Conclusões . . . . .	83
5.2	Trabalhos Futuros . . . . .	85
	<b>REFERÊNCIAS . . . . .</b>	<b>86</b>

# 1 INTRODUÇÃO À DISSERTAÇÃO

## 1.1 Introdução

Na década de 70, com a crise do petróleo ocasionando elevadas modificações no preço do combustível fóssil, houve uma necessidade pelo desenvolvimento de novas fontes de energia. Apesar disso, somente a partir de 1990, com a aparição de acordos globais e devido ao aumento da preocupação mundial com as mudanças climáticas e as altas taxas de emissão de gases poluentes é que as fontes renováveis tornaram-se mais populares [1]. Com isso, termos como “geração distribuída (GD)” surgiram e começaram a ser escopo de pesquisas e publicações acadêmicas.

Sabe-se que a geração distribuída já está consolidada nas redes de distribuição de diversos países como Alemanha, Estados Unidos e Espanha [2]. A Espanha há pouco anos experimentou um intenso crescimento nas instalações de painéis fotovoltaicos (FV) em sua rede - em 2008 a energia gerada por painéis FV representou cerca de 45% de toda capacidade mundial instalada, superando os objetivos estabelecidos pelas agências governamentais [3]. Por outro lado, no Brasil, somente a partir de 2013 é que a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) começou a registrar as primeiras unidades de consumo com geração distribuída residencial [4].

A geração distribuída quase sempre está associada a fontes renováveis de energia pois a crescente preocupação mundial em reduzir a emissão dos gases de efeito estufa fomenta seu uso [5]. Assim, alguns governos como o Reino Unido estimulam a instalação de GD nas redes de distribuição para que seja possível alcançar objetivos estabelecidos de redução de poluentes [6]. Dessa maneira, a geração distribuída traz benefícios como a inclusão de energias renováveis na matriz energética, proporcionando redução das emissões de gases de efeito estufa ao diminuir a necessidade de gerar energia térmica, e a possibilidade de garantir certo alívio sobre os sistemas elétricos de potência, sobretudo o brasileiro que se encontra sobrecarregado.

Entre as fontes renováveis conhecidas, a geração fotovoltaica apresenta grande potencial para satisfazer a crescente demanda mundial de energia. Emite baixos ruídos, os impactos ambientais são reduzidos e por ser oriunda do sol, sua matéria prima está quase sempre disponível [7, 8].

Ao adicionar novas fontes geradoras no sistema, como a geração distribuída fotovoltaica (GDFV), certos parâmetros da rede como fluxo de potência, perfil de tensão,

correntes de carga e correntes de curto-circuito podem ser modificados [9, 10, 11, 12]. Isso ocorre pois o fluxo de potência do sistema que usualmente é unidirecional, ou seja, sentido subestação-cargas, pode passar a ser bidirecional [13]. Essa mudança impacta diretamente na funcionalidade dos elementos de proteção da rede pois esses foram parametrizados para operar em sentido unidirecional e a partir de valores encontrados nos cenários sem GD [14].

Analisando situações onde o foco é o regime permanente, escopo desse trabalho, ou seja, casos onde o curto-circuito não é o ponto central, observa-se que a alta penetração de GD pode impor uma variação na corrente de carga nos pontos onde há dispositivos de proteção (DP) de sobrecorrente temporizada (função 51). Como essa função é a mais utilizada nas redes de distribuição para evitar sobrecarga nos alimentadores e seu ajuste depende do valor da corrente de operação, modificações nesses valores de corrente podem influenciar no correto funcionamento da proteção, especificamente prejudicando a sensibilidade do relé.

## 1.2 Justificativa e Motivação do Tema

Sabendo que a inserção de grandes quantidades de unidades geradoras fotovoltaicas (GFV) na rede de distribuição pode modificar os valores da corrente nos pontos onde há religadores e/ou relés, observa-se que a proteção de sobrecorrente temporizada que foi ajustada para um cenário sem GD, em regime permanente, parametrizada de acordo com o valor da corrente de carga para essa situação, pode não mais estar em conformidade com essas mudanças.

Um relé configurado incorretamente pode causar problemas como sobreaquecimento dos cabos, que em casos extremos pode levar a incêndios, acidentes envolvendo pessoas e/ou animais, já que o dispositivo pode não operar para um caso de cabo ao solo, por exemplo, ou *trip* acidental, que além de deixar uma parte dos consumidores sem energia elétrica, pode resultar em multas para as concessionárias, a depender do tempo e frequência das interrupções.

Assim, ao inserir uma fonte de GD no sistema, torna-se necessário refazer os estudos de proteção para que seja considerada a influência dessas, sobretudo nos dispositivos de proteção de sobrecorrente temporizada, função frequente nas redes de distribuição de 15 kV. Dessa forma, garante-se que os ajustes atendam aos critérios de coordenação estabelecidos pelas normas das concessionárias.

Até o presente momento muito se questiona sobre o impacto que a inserção de sistemas fotovoltaicos como geração distribuída pode ocasionar na rede de distribuição [10, 12, 15]. Conhecer como a corrente pode variar nos pontos onde há dispositivos de proteção nos novos cenários da rede, com alta penetração de GDFV, é de extrema

importância para garantir a correta operação da proteção no sistema elétrico de potência.

### 1.3 Objetivos da Dissertação

Este trabalho tem como objetivo principal analisar o impacto da operação descentralizada da GDFV na rede em regime permanente e a sua influência na proteção de sobrecorrente temporizada (função 51 na tabela ANSI, *American National Standards Institute*). A metodologia desenvolvida modela um sistema FV de maneira simplificada, em regime permanente, com reduzido número de componentes, a ponto de representar todo o sistema FV apenas como uma fonte de corrente, para auxiliar nas simulações. O objetivo do modelo simples é permitir que estudos com GD possam ser realizados em diferentes *softwares* sem grandes dificuldades.

Dado como premissa que a alta penetração de GDFV na rede de distribuição de 15 kV pode modificar parâmetros da rede como fluxo de potência, perfil de tensão, correntes de carga e correntes de curto-circuito [9, 10, 11, 12], deseja-se identificar quantitativamente como a corrente de carga pode variar e como isso poderia impactar nos DP. Desta forma, os objetivos específicos do trabalho podem ser apresentados da seguinte maneira:

- Estudar e analisar as regulamentações brasileiras existentes para acesso de mini e microgeração distribuída focando nas principais funções de proteção exigidas pela ANEEL;
- Modelar utilizando a *toolbox* SimPowerSystems<sup>TM</sup> e o ambiente gráfico Simulink<sup>®</sup> presentes no *software* MATLAB<sup>®</sup> um modelo simplificado de sistema FV, em regime permanente, para ser utilizado nas simulações e que possa ser aplicado para cenários com elevada penetração de GDFV em qualquer *software* de fluxo de potência;
- Simular o fluxo de potência em regime permanente de um alimentador utilizando a *toolbox* SimPowerSystems<sup>TM</sup> e o ambiente gráfico Simulink<sup>®</sup> presentes no *software* MATLAB<sup>®</sup> visando propor os pontos para alocação dos DP;
- Simular o carregamento (fluxo de carga) no alimentador contemplando todos os cenários de combinações dos estados de conexão e desconexão das GDs bem como o caso onde não há geração distribuída na rede, em regime permanente;
- Análisar as correntes de carga nos pontos onde há proteção de sobrecorrente temporizada, concentrando-se em cenários de regime permanente onde somente as correntes de operação são analisadas, validar as simulações e verificar os resultados obtidos;
- Analisar e estudar a robustez do sistema avaliando se os parâmetros atuais ajustados nos relés de sobrecorrente, especificamente a corrente de *pickup*, parâmetro

fundamental para o ajuste dos relés de sobrecorrente temporizados, são adequados e suficientes para manter o nível de coordenação e, principalmente, sensibilidade para o novo cenário da rede.

## 1.4 Trabalhos Desenvolvidos

O início dessa pesquisa se deu em julho de 2017, marcando o começo da revisão bibliográfica. Em março de 2018, a relevância do tema no cenário atual e sua importância proporcionaram a aceitação de trabalhos preliminares em uma conferência nacional.

- Mendes, M. A.; Vargas, M. C.; Batista, O. E.; Simonetti, D. S. L. ***A Review on the Methods for Mitigate the Impacts of Photovoltaic Distributed Generation in Power Systems Protection.*** In: VII Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos (SBSE) 2018, Niterói, RJ, Brasil.
- Vargas, M. C.; Mendes, M. A.; Batista, O. E.; Simonetti, D. S. L. ***A Review on the Protection Elements Required for Distributed Generation in Brazil.*** In: VII Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos (SBSE) 2018, Niterói, RJ, Brasil.

Os seguintes artigos foram aceitos no INDUSCON 2018 (Conferência de Aplicação Industrial de Eletricidade, Conservação, Confiabilidade e Controle/Automação) e serão apresentados em novembro de 2018.

- Vargas, M. C.; Mendes, M. A.; Batista, O. E. ***Impacts of High PV Penetration on Voltage Profile of Distribution Feeders Under Brazilian Electricity Regulation.***
- Vargas, M. C.; Mendes, M. A.; Batista, O. E. ***Faults Location Variability in Power Distribution Networks with High PV Penetration Level.***

O seguinte artigo foi submetido em setembro de 2018 ao IPST 2019 (*The International Conference on Power Systems Transients*) e está em fase de análise.

- Mendes, M. A.; Vargas, M. C.; Batista, O. E.; Simonetti, D. S. L. ***Proposal of Overcurrent Protection Coordination for the IEEE 34-Node Radial Test Feeder.***

Devido ao caráter inovador do modelo do sistema fotovoltaico simplificado proposto nesse trabalho, modelo esse que foi desenvolvido em parceria com o também aluno de mestrado da UFES Murillo Cobe Vargas, o artigo abaixo foi submetido em julho de 2018

ao periódico *IEEE Transactions on Energy Conversion*, ISSN:0885-8969, fator Qualis Capes de classificação A1 em Engenharias IV, fator de impacto 3,767 e está em processo de avaliação.

- Vargas, M. C.; Mendes, M. A.; Batista, O. E.; Rueda-Medina, A. C.; Encarnação, L. F.; Simonetti, D. S. L. ***Simplified PV Generator Model for High DG Penetration Analysis.***

## 1.5 Organização da Dissertação

Essa dissertação está estruturada em cinco capítulos que seguem a mesma ordem que o trabalho foi desenvolvido. Nesse primeiro capítulo introdutório foi apresentado a justificativa e motivação para a pesquisa. Em seguida, no Capítulo 2, é desenvolvida uma revisão bibliográfica responsável por proporcionar uma contextualização do problema.

O Capítulo 3 contempla a metodologia adotada no trabalho explicando todo o processo para escolha do alimentador, validação do modelo utilizado e desenvolvimento do modelo simplificado proposto para o sistema FV. Também são explicados os parâmetros utilizados na simulação e como foram conduzidos todos os cenários analisados.

No Capítulo 4 os resultados obtidos nas simulações são apresentados e discutidos. Nesse capítulo conclui-se que a corrente de operação nos pontos onde há DP pode variar de maneira considerável com a presença de GDFV. Parâmetros como quantidade de GDFV inseridas, potência total injetada na rede e localização dos GFV foram analisados buscando identificar qual critério poderia ser decisivo para os resultados obtidos. Por fim, no Capítulo 5, são apresentadas as conclusões do trabalho relacionando os resultados obtidos no capítulo anterior e propostas para trabalhos futuros.

## 2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Mundialmente a produção de energia nos sistemas elétricos foi desenvolvida baseada em grandes centrais geradoras conectadas às redes de alta tensão. As linhas de transmissão são responsáveis por transportar energia por longas distâncias até as subestações, onde originam-se os alimentadores de distribuição radiais que abastecem os consumidores finais [16]. Esse modelo foi bem-sucedido devido à sua viabilidade técnica e à economia que o transporte de grandes quantidades de energia por longas distâncias proporciona. Além disso, garante fornecimento de grandes quantidades de energia e proporciona uma maior estabilidade na distribuição [16].

Apesar das vantagens do modelo de geração centralizada, grande parte da produção de energia elétrica mundial é advinda de usinas termelétricas poluentes, ou seja, há queima de combustíveis fósseis [17]. A crise do petróleo, ocorrida em 1973, foi um período instável que fez o preço do combustível aumentar consideravelmente, impulsionando o uso de outras fontes energéticas [1]. Somado a isso, o crescimento da poluição, advinda em parte da queima de combustíveis fósseis para gerar energia, fez aumentar a preocupação mundial em relação a qualidade do ar. Assim, acordos e convenções mundiais visando a redução da emissão de gases poluentes como a ECO-92, ocorrida no Rio de Janeiro em 1992, e o Protocolo de Kyoto, criado em 1997, emergiram e fomentaram o uso e desenvolvimento de tecnologias não poluentes para gerar energia elétrica.

Com o avanço de tecnologias para proporcionar um maior uso de fontes renováveis, novas terminologias como geração distribuída, armazenamento de energia, *smart grids* e *smart cities* surgiram e ganharam notoriedade nos últimos anos. Isso deve-se também, além dos interesses ambientais mundiais, aos interesses políticos e econômicos dos países pois alguns governos utilizam a geração distribuída como forma de atingir metas firmadas em acordos para redução da poluição [16]. A princípio, a GD era utilizada para produzir energia próximo ao consumidor e em áreas isoladas onde era difícil implementar linhas de transmissão e distribuição mas o uso crescente das tecnologias renováveis e a expansão da ideia de produção descentralizada aumentou sua importância e aplicabilidade [18].

Conforme a ANEEL:

Geração distribuída é caracterizada pela instalação de geradores de pequeno porte, normalmente a partir de fontes renováveis ou mesmo utilizando combustíveis fósseis, localizados próximos aos centros de consumo de energia elétrica [19].

Segundo [20], pode-se dividir a geração distribuída em microgeração, potências menores ou iguais a 75 kW, e minigeração, centrais geradoras com potência superior a

75 kW e menor ou igual 5 MW que utilize geração qualificada ou demais fontes renováveis conectadas a rede de distribuição através de unidades consumidoras. Algumas outras definições encontradas na literatura são: a geração distribuída é um nome genérico de vários tipos de pequenos sistemas de geração elétrica situados no ponto de consumo final ou perto dele, é uma alternativa concreta de fornecimento de eletricidade e energia térmica aos usuários e estabelece um modelo complementar e alternativo ao das grandes plantas de energia [5]. Segundo [21] “GD são geradores conectados diretamente à rede de distribuição, usados principalmente para abastecer clientes residenciais e comerciais e exportar eventuais excedentes de energia para a rede”.

A implantação de GD na rede de distribuição modifica paradigmas do sistema elétrico como o modo de operação e controle da rede de distribuição e coloca o consumidor, que anteriormente era um elemento passivo, em posição de produtor – termo conhecido como “*prosumer*” em inglês, combinação de produtor e consumidor [16]. Além disso, pode trazer vantagens ao promover uma redução do pico de consumo de energia [22], evitar grandes perdas na rede, reduzir os custos de investimento com a transmissão [16] e aumentar a confiabilidade do sistema, reduzindo a dependência de uma fonte geradora única [23]. Por fim, conforme já mencionado, ao utilizar fontes renováveis para geração de energia distribuída, é possível evitar a emissão de gases poluentes que, além de ocasionarem danos ambientais também podem acarretar problemas mais graves e a longo prazo relacionados com a saúde da população. Esse último, impacta diretamente nos gastos governamentais no setor de saúde pública [24].

Apesar de inúmeras vantagens, a implantação de GD na rede também pode ocasionar mudanças na tensão, corrente e fluxo de potência [9, 10, 11, 12]. Isso deve-se ao possível surgimento de fluxo reverso de potência em sistemas que originalmente foram projetados para operar em fluxos unidirecionais, o que pode afetar, por exemplo, o perfil de tensão e assim modificar as técnicas de regulação de tensão e os níveis das correntes, nominais e de curto-circuito, impactando, dessa maneira, nos equipamentos de proteção [13]. Ademais, pode ocasionar problemas de oscilação de frequência e, a depender do tipo da geração, como solar e eólica, a produção de energia sofre com a intermitência inerente a essas fontes [18].

Mediante pontos positivos e negativos, o fato é que o Brasil vive atualmente seu momento de expansão da GD. Do final de 2015 até o fim do ano de 2016 as unidades consumidoras com GD cresceram 4,4 vezes no país e segundo dados da ANEEL, de 1 de janeiro de 2016 até 1 de janeiro de 2017, foram conectadas 6.022 novas usinas fotovoltaicas de geração distribuída no país [4, 25]. Além disso, está previsto que em 2024 haja cerca de 3.024 MW de potência instalada oriunda apenas da GD no Brasil [25].

Dessa maneira, torna-se cada vez mais necessário estudar e compreender como a inserção da geração distribuída pode influenciar e modificar as diversas grandezas do

sistema elétrico de potência.

## 2.1 Geração Distribuída Fotovoltaica

Aproveitar a energia do sol para gerar eletricidade através dos painéis fotovoltaicos (FV) é um dos mercados mais promissores no ramo da energia renovável. Em alguns países da Europa, na China e nos Estados Unidos da América (EUA), o mercado fotovoltaico vem se expandindo de maneira rápida devido a queda do preço da tecnologia implementada nesses sistemas e pela popularidade que a geração FV ganhou mediante os consumidores [26].

Apesar de ainda não ser referência no uso de geração distribuída fotovoltaica (GDFV), o Brasil apresenta grande vantagem quando comparado com países Europeus líderes na conexão desses sistemas. Em 2006 foi publicado o Atlas Brasileiro de Energia Solar, resultado do Projeto SWERA (*Solar and Wind Energy Resource Assessment*). Com esse atlas ficou comprovado o bom índice de radiação solar no Brasil durante todo o ano, principalmente na região nordeste. Apesar disso, o uso da energia solar no Brasil ainda é modesto e começou a apresentar sinais de crescimento com os leilões de energia estabelecidos pelo governo e com as crises hídricas, que afetam o país desde 2014 e impactam diretamente na redução da geração hídrica, principal fonte geradora de energia elétrica brasileira [26].

Quando comparado a fontes como combustíveis fósseis, o uso de sistemas fotovoltaicos não causa grandes problemas ambientais durante a geração de energia. Pelo contrário, há estudos que indicam que o uso de tecnologias FV pode ajudar a reduzir a emissão de cerca de 69.100 milhões de toneladas de  $\text{CO}_2$ , 68.000 – 99.000 toneladas de  $\text{NO}_x$ , óxidos de nitrogênio, e 126.000 – 184.000 toneladas de  $\text{SO}_2$  até 2030 [26]. É uma fonte abundante, silenciosa, não precisa ser extraída, refinada e transportada e não necessita de espaço extra para ser instalada já que a maioria dos painéis FV se localizam nos telhados das residências [26]. Outra vantagem é o fato dos painéis fotovoltaicos para uso residencial normalmente não necessitarem de partes móveis, o que reduz consideravelmente a frequência e custos com manutenção [27].

Durante o processo de produção e transporte dos painéis, entretanto, há certa emissão de gases do efeito estufa. Há indícios que a tecnologia consome, por unidade de energia produzida, 64 vezes mais recursos materiais, 7 vezes mais recursos humanos e 10 vezes mais recursos financeiros do que a nuclear, o que poderia sugerir que o uso de painéis FV é ineficiente em regiões de baixa incidência solar [26]. Apesar disso, quando comparada às demais fontes renováveis, a solar apresenta menor impacto ambiental durante a geração e atualmente é relativamente fácil contratar empresas para projetar e instalar sistemas FV nas residências brasileiras, diferentemente das outras fontes.

Assim, é possível entender a preferência dos brasileiros na instalação de painéis fotovoltaicos como GD em suas residências. Em maio de 2018, cerca de 99,34% das unidades consumidoras com GD são do tipo FV, o que representa 77,4% da potência total da geração distribuída instalada no país [4].

Apesar do desenvolvimento da tecnologia e barateamento gradual dos custos, o maior entrave na disseminação dos painéis FV ainda é o preço dos componentes utilizados pois grande parte dos equipamentos constituintes do sistema é importada. Considerando o estudo feito pela ANEEL para estimar o crescimento do número de consumidores residenciais e comerciais que irão instalar ou receber os créditos de microgeração solar fotovoltaica de 2017 a 2024, uma base para uma residência são sistemas FV de 3 kWp [25]. Assim, comparando valores de empresas voltadas para venda e instalação de sistemas FV no estado do Espírito Santo, estima-se que o custo, sem mão de obra, é cerca de R\$ 4.451,00/kWp. Sabe-se que o silício, material utilizado nas células FV, é o segundo elemento mais abundante da Terra. Porém, para esse fim, ele deve ser purificado, encarecendo o preço final do produto. Mediante esse alto investimento inicial necessário, as indústrias buscam soluções para possibilitar a redução dos custos e incentivar um maior consumo [26].

Segundo [26], entre 2000 e 2015, as instalações de sistemas FV cresceram cerca de 41%, o que confirma a expansão do mercado fotovoltaico mundial. Países europeus, asiáticos e os EUA utilizam mecanismos políticos e tarifas diferenciadas para incentivar os consumidores a investir nesse tipo de geração [26]. A redução da cobrança de impostos para geração fotovoltaica, por exemplo, é uma forma de incentivo utilizada na França e nos EUA. O Departamento de Energia dos EUA afirma que as residências que investem em geração renovável podem ter uma redução na cobrança de impostos de até 30% do valor investido na instalação da tecnologia [21].

Por outro lado, há estudos indicando que a carência de investimentos técnicos e financeiros no Brasil deve-se à falta de confiabilidade dos agentes planejadores do setor em incentivar a expansão da energia distribuída FV. Como grande parte das empresas de serviços de utilidade pública são privadas, elas visam ao lucro. Assim, teme-se que o crescimento de consumidores gerando sua própria energia poderia trazer efeitos negativos financeiros e técnicos para as empresas do segmento [21].

## 2.2 Regulamentação da GD no Brasil

Como a implantação de GD nas residências brasileiras é um processo relativamente novo e que ainda não atingiu níveis significativos de inserção na rede, as regulamentações para padronizar sua instalação e operação são recentes [21].

Existem atualmente duas regulamentações nacionais que regem as condições gerais para o acesso de micro e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia

elétrica. Criado em 2008 e revisado 7 vezes, o Módulo 3 dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST) trata do acesso ao sistema de distribuição. Na Resolução Normativa (REN) 687/2015 da ANEEL, uma atualização da conhecida 482/2012, além das definições das potências atribuídas às categorias de GD, citadas em 3.1, há especificações para o sistema de compensação [28]:

Para fins de compensação, a energia ativa injetada no sistema de distribuição pela unidade consumidora será cedida a título de empréstimo gratuito para a distribuidora, passando a unidade consumidora a ter um crédito em quantidade de energia ativa a ser consumida por um prazo de 60 (sessenta) meses.

O sistema de compensação mostra que no Brasil não há pagamento pelo excedente de energia injetado na rede. A tarifação utilizada para GD é a *Net Metering*, onde há um medidor bidirecional que registra a energia que o cliente consome da rede e a que é produzida pela GD e exportada para o sistema. A diferença positiva entre a energia consumida e injetada, exceto para casos de empreendimento de múltiplas unidades consumidoras, em que o excedente é a energia injetada, é cobrada [29]. Caso o excedente seja maior que o consumo, é possível usufruir do sistema de compensação na própria unidade consumidora ou em outras unidades, de acordo com o enquadramento do empreendimento, múltiplas unidades consumidoras, geração compartilhada ou autoconsumo remoto [28].

Além disso, obrigatoriamente deve ser cobrado, no mínimo, o valor referente ao custo de disponibilidade da rede para o consumidor do grupo B, consumidores alimentados em baixa tensão (abaixo de 2,3 kV), onde encontra-se a maioria dos clientes residenciais, ou à demanda contratada para os consumidores do grupo A, clientes ligados à alta tensão (acima de 2,3 kV) [28, 30].

As formas de cobrança e compensação vigentes no Brasil são responsáveis por dificultar uma maior disseminação da GD no país. Muitos consumidores descartam a ideia de investir em sistemas caros pois sabem que serão obrigados a pagar uma tarifa mensalmente, mesmo que a energia produzida seja maior que a consumida na residência.

Por isso, é fundamental a existência de mecanismos de incentivo para promover o desenvolvimento das energias renováveis, já que o preço dessas ainda supera as fontes tradicionais, dificultando seu reconhecimento e aprovação em massa. A tarifa *feed-in*, por exemplo, está presente em cerca de 40 países e proporciona pagamento, tarifa maior que o da energia consumida, pela energia que o sistema fotovoltaico exporta para a rede. Os leilões também são uma forma competitiva de introduzir energias renováveis na matriz energética, favorecendo os concorrentes que oferecem menores preços. Por fim, incentivos governamentais e taxas de crédito podem ser utilizados da mesma forma para estimular os consumidores a utilizar energias renováveis [21].

Com o surgimento da REN 482, em 2012, ampliou-se a discussão sobre os impostos cobrados na conta de energia elétrica. A Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (COFINS) e o Programa de Integração Social (PIS) são impostos federais cobrados pela União para manter programas voltados para o trabalhador e para atender programas sociais do Governo Federal [31]. Já o Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS) é um tributo estadual, implicando em alíquotas variáveis, que incide sobre as operações relativas a circulação de mercadorias e serviços [31]. Em 2015, a Lei nº 13.169, artigo 8, isentou os impostos federais que poderiam incidir sobre a energia elétrica ativa fornecida pela distribuidora à unidade consumidora, soma da energia ativa injetada na rede pela GD e dos créditos originados na própria unidade consumidora, de acordo com os requisitos do sistema de compensação de micro e minigeração [32]. No mesmo ano, um convênio com o Conselho Nacional de Política Fazendária (CONFAZ) do Ministério da Fazenda facultou aos Estados brasileiros a isenção do ICMS relativo à circulação de energia elétrica sob o Sistema de Compensação de Energia Elétrica [33].

Apesar dessas iniciativas governamentais de redução de impostos para consumidores que geram sua própria energia, as normas vigentes, especialmente se tratando do sistema de compensação, ainda pode ser melhorada visando beneficiar de maneira mais efetiva o produtor. Essa deficiência na legislação é compreensível pois o cenário de geração distribuída é novo no Brasil. Medidas de incentivo e redução de impostos implementadas em outros países foram bem-sucedidas e poderiam servir como referência para estimular a expansão da GD no país.

Comparando o desenvolvimento da geração distribuída brasileira com a ocorrida em outros países, observa-se que a disseminação desses sistemas na rede foi consequência dos avanços e melhorias nos incentivos fiscais e nas normas técnicas. Portanto, revisar periodicamente os procedimentos e resoluções nacionais e as normas das distribuidoras relacionadas a esse tema é de extrema importância. Entende-se que a inserção da GD na rede de distribuição do Brasil tende a crescer à medida que a regulamentação concentrar esforços em beneficiar cada vez mais os consumidores.

### 2.2.1 Proteção exigida para GD

O principal objetivo do Módulo 3 do PRODIST, conforme [34], é:

Estabelecer as condições de acesso, compreendendo a conexão e o uso, ao sistema de distribuição, não abrangendo as Demais Instalações de Transmissão (DIT), e definir os critérios técnicos e operacionais, os requisitos de projeto, as informações, os dados e a implementação da conexão, aplicando-se aos novos acessantes bem como aos existentes.

Existe uma seção nessa normativa que aborda as proteções mínimas exigidas para a conexão das centrais geradoras na rede, sem especificar a fonte de energia. Como o escopo

do trabalho é a GDFV, as proteções exigidas pela ANEEL podem ser direcionadas para os sistemas fotovoltaicos. Para as GDs, as proteções necessárias podem variar de acordo com a potência instalada, conforme Tabela 1.

Tabela 1 – Proteções mínimas exigidas pela ANEEL para GD em função da potência instalada

Equipamento	Potência Instalada		
	Menor ou igual a 75 kW	Maior que 75 kW e menor ou igual a 500 kW	Maior que 500 kW e menor ou igual a 5 MW
Elemento de desconexão	Sim	Sim	Sim
Elemento de interrupção	Sim	Sim	Sim
Transformador de acoplamento	Não	Sim	Sim
Proteção de sub e sobretensão	Sim	Sim	Sim
Proteção de sub e sobrefrequência	Sim	Sim	Sim
Proteção contra desequilíbrio de corrente	Não	Não	Sim
Proteção contra desbalanço de tensão	Não	Não	Sim
Sobrecorrente direcional	Não	Não	Sim
Sobrecorrente com restrição de tensão	Não	Não	Sim

Fonte: [34]

Para a Tabela 1, o elemento de desconexão pode ser, por exemplo, uma chave seccionadora visível e acessível que a acessada, ou seja, a distribuidora, utiliza para garantir desconexão da central geradora durante manutenções que possam ocorrer no sistema. O elemento de desconexão não é obrigatório para sistemas conectados à rede através de inversores, pois esses possuem dispositivos para esse fim. O elemento de desconexão é

utilizado para manobras sem carga e é muito importante para garantir a segurança dos técnicos que possam vir a atuar na rede durante as operações [35].

O elemento de interrupção é obrigatório para todas as classes de tensão. É acionado em casos de anomalias na rede, como curto-circuitos, e é imprescindível para preservar a integridade da instalação e proporcionar segurança a quem esteja próximo do sistema [34]. Ele pode ser automático ou um elemento de desconexão acionado por comando para microgeradores e por comando e/ou proteção para minigeradores [35].

O transformador de acoplamento é um transformador abaixador, obrigatório somente para sistemas com potência instalada maior que 75 kW, instalado no lado do acessante (cliente). Normalmente apresenta ligação delta no primário, ou seja, lado da rede, e estrela aterrado no secundário, lado do consumidor. Proporciona aterramento do gerador do ponto de vista da rede e isola correntes de sequência zero e harmônicos homopolares, propiciando uma melhor qualidade da energia gerada [36, 34, 35].

Para os casos de proteções de sub e sobretensão (identificados pela tabela ANSI, *American National Standards Institute*, como funções 27 e 59, respectivamente) não é preciso um relé específico para potências inferiores a 500 kW, mas um sistema eletroeletrônico que seja capaz de detectar essas anomalias e produzir uma saída que opere na lógica de atuação do elemento de desconexão. Para sistemas com mais de 500 kW é indispensável a presença do relé específico para essa função que deve monitorar o valor eficaz da tensão, atuando quando os valores limites forem ultrapassados [37, 34]. Os valores de ajustes e os tempos específicos para atuação desses relés podem variar de acordo com as normas e filosofias de cada concessionária, desde que respeite os valores estabelecidos pelo Módulo 8 do PRODIST, referente à qualidade de energia.

Os critérios de exigência para sistemas de proteção de sub e sobrefrequência (relés 81U e 81O) são os mesmos adotados nas proteções de sub e sobretensão. Essas funções de proteção monitoram a frequência no local onde estão instalados. Operam considerando a medição de tensão em janelas de amostragem de no mínimo um ciclo e devem atuar quando os limites de frequência são ultrapassados [37, 34].

As proteções contra desequilíbrio de corrente (função 46), desbalanço de tensão (função 47), sobrecorrente com restrição de tensão (função 51V) e sobrecorrente direcional (função 67) são exigidas para sistemas de minigeração com potência instalada superior a 500 kW e menor ou igual a 5 MW. A função 46 evita aberturas incorretas ocasionadas por correntes desequilibradas. O desequilíbrio de corrente pode ser oriundo de uma abertura de uma das fases da linha, de mau contato em um dos pólos do disjuntor ou de faltas desequilibradas ocorridas na região externa ao gerador. O uso dessa proteção, portanto, visa aumentar a segurança na linha do acessante, impedir o aquecimento do rotor de máquinas e melhorar a sensibilidade contra faltas bifásicas, monofásicas e faltas de fase e carga desequilibradas [38, 35].

Da mesma maneira, o relé 47 evita trips indevidos que podem ocorrer devido ao desequilíbrio de tensão e inversão de sequência de fases do sistema da concessionária e do produtor de GD oriundos, por exemplo, de erros no comissionamento ou na conexão dos transformadores de corrente e potencial. A proteção de sobrecorrente com restrição de tensão é temporizada e monitora a corrente e tensão, promovendo uma maior sensibilidade de proteção de sobrecorrente, podendo ser utilizada em sistemas mais sensíveis com elevadas correntes. É utilizada para melhorar a sensibilidade do disjuntor devido aos baixos valores de corrente durante curtos-circuitos que podem ocorrer na rede de distribuição, usualmente em pontos distantes do gerador [38, 35].

Por fim, sabendo que a inserção de GD pode modificar o fluxo de potência, tornando-o bidirecional [13], é fundamental utilizar uma proteção de sobrecorrente direcional. Essa função é sensível em relação a direção do fluxo da corrente e atua baseando-se na comparação fasorial das posições da corrente de operação e tensão de polarização. Seu papel é evitar que o gerador alimente uma falta na rede da distribuidora [35].

Além das proteções exigidas na Tabela 1, cada concessionária pode demandar proteções adicionais que segundo [34] devem ser justificadas tecnicamente, e especificar os tempos mínimos de atuação das funções.

Apesar de obrigatórias, nem todas as concessionárias de energia brasileiras exigem em suas normas todas as proteções da Tabela 1, conforme [35]. As funções de proteção de sobrecorrente temporizada (funções 51 e 51N) e instantânea (funções 50 e 50N), por outro lado, apesar de não constarem como proteções obrigatórias, são exigidas por grande parte das empresas de energia elétrica. Como essas funções são usualmente utilizadas nos alimentadores de distribuição, algumas concessionárias podem justificar sua necessidade relacionada à GD visando a coordenação com os equipamentos já existentes na rede. Além disso, devido ao seu valor comercial, usualmente mais baixo que as demais funções, o uso das funções 50 e 51 é suficiente para detectar e extinguir faltas no sistema de distribuição radial.

### 2.2.1.1 Relé de Sobrecorrente

Apesar de não estar entre as proteções requeridas pela ANEEL, nota-se que cerca de 40% das concessionárias de energia brasileiras estudadas em [35] exigem em suas normas técnicas a presença de relés de sobrecorrente instantâneos e temporizados para sistemas de microgeração distribuída. Esse valor sobe para aproximadamente 70% para potências instaladas entre 75 kW e 300 kW e para 80% em sistemas com mais de 500 kW de potência [35].

Tradicionalmente, os alimentadores da rede de distribuição são protegidos eletricamente por dispositivos de sobrecorrente como relés, religadores, disjuntores, seccionali-

zadoras<sup>1</sup> e fusíveis [2]. Os relés são sensores que monitoram as condições de operação do sistema e, assim, têm função de identificar os possíveis defeitos que ocorrem na rede, como curto-circuitos, localizá-los de forma precisa e alertar os operadores do sistema através de alarmes, sinalizações ou com o comando de abertura dos disjuntores. Dessa maneira, devem garantir que o elemento ou trecho defeituoso seja desconectado do sistema sem interferir no funcionamento do restante do circuito [40].

Um sistema de proteção projetado e dimensionado corretamente evita a propagação de defeitos em outros equipamentos, impede que os dispositivos fiquem submetidos a condições anormais por longos períodos, prejudicando sua vida útil, e reduz o tempo em que o equipamento defeituoso permanece fora de operação. Isso implica em melhores indicadores de qualidade para empresa e maior satisfação do consumidor [40].

A função de sobrecorrente dos relés, conhecida como função 50 (relé de sobrecorrente instantâneo) e 51 (relé de sobrecorrente temporizado) na tabela ANSI, é bastante utilizada na proteção dos sistemas de distribuição da rede, sendo a função 50 usualmente associada para identificar possíveis curto-circuitos e a função 51 utilizada para detectar problemas de carregamento na rede. O relé de sobrecorrente envia comandos de abertura para os disjuntores quando a corrente de curto-circuito ultrapassa o valor da corrente de ajuste do mesmo e pode atuar de forma instantânea, 50, ou temporizada, 51, de acordo com a necessidade [40].

Embora ainda exista exemplares de relés eletromecânicos em operação, esse são aos poucos substituídos. Atualmente os relés mais utilizados nas concessionárias de energia são os digitais gerenciados por microprocessadores. Dentre as vantagens dessa tecnologia destaca-se o fato de que o dispositivo digital pode agrupar várias funções de proteção dentro do mesmo equipamento, permitindo uma redução do espaço necessário, e exercer outras funções como medições, permitir localização de defeitos, gerar oscilografias e obter dados para relatórios. Além disso, é possível parametrizar distintos grupos de ajustes nos relés que podem ser utilizados para diferentes configurações de operação e cenários da rede [40].

Apesar das inúmeras vantagens citadas, os relés digitais possuem uma vida útil relativamente reduzida, cerca de 10 a 15 anos, podem sofrer com interferências eletromagnéticas, ataques de *hackers* e com dificuldades na compatibilidade dos protocolos de comunicação [40]. Os pontos positivos, porém, são mais significativos, impulsionando o crescimento mundial do uso dessa tecnologia.

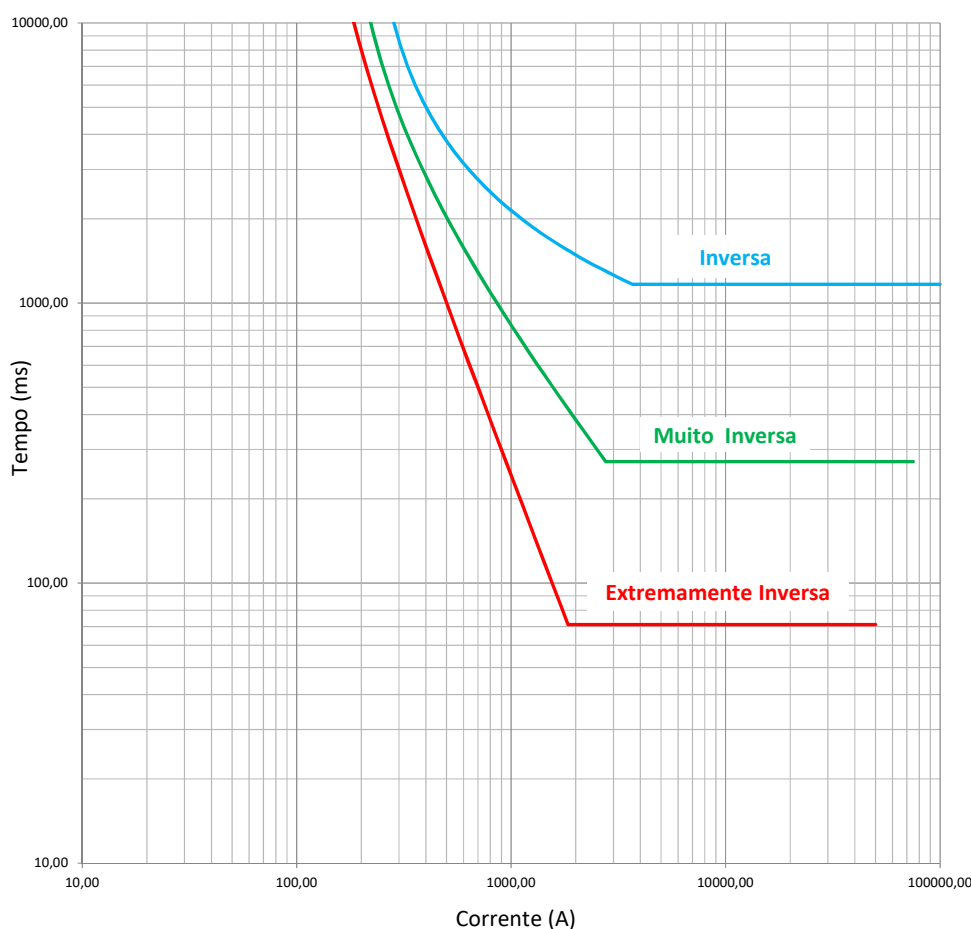
Para ajustar os relés de sobrecorrente, são escolhidas curvas de atuação de tempo

---

<sup>1</sup> A seccionalizadora, também conhecidas como seccionador automático, não é um dispositivo de proteção, mas em conjunto com religadores promove uma maior seletividade sistema. Ela abre seus contatos quando o circuito é desenergizado por um equipamento de proteção situado à montante, portanto, é utilizada para interrupção automática de circuitos [39].

inverso. Nos estudos de proteção, o tipo da curva é escolhido conforme características e condições necessárias para coordenação com outros equipamentos presentes na rede. O termo “tempo inverso” evidencia que à medida que o valor da corrente aumenta, o tempo de atuação do dispositivo é reduzido, evitando possíveis danos aos equipamentos. Os tipos de curva mais utilizados são: Inversa, Muito Inversa e Extremamente Inversa. Suas diferenças são mostradas na Figura 1 e vale ressaltar que, a partir de certo valor, é possível observar que as curvas tornam-se horizontais. Essa é uma característica do equipamento, indiferente da curva ajustada. Outro parâmetro utilizado para configurar as curvas de proteção de sobrecorrente é o *dial*, ou seja o “multiplicador” da curva. Modificar o valor do *dial* faz com que seja possível deslocar a curva para cima ou para baixo, buscando o melhor ajuste. Além disso, é preciso saber o valor da corrente de carga no ponto onde o DP está localizado. Esse dado é utilizado para parametrizar a corrente de *pickup*, ou seja, a corrente de partida. A partir desse valor o religador ou relé inicia a sua operação.

Figura 1 – Tipos de curvas características IEC - Inversa, Muito Inversa e Extremamente Inversa



Para a correta parametrização da função 51, escopo deste trabalho, deve-se considerar que a corrente de *pickup* necessariamente precisa ser maior que a corrente de carga do local onde o equipamento está instalado. Isso é necessário pois caso o *pickup* esteja abaixo

do valor da corrente de carga, o dispositivo poderá operar para uma situação normal. Além disso, o *pickup* deve sempre ser ajustado com um valor abaixo do menor valor de curto-circuito, que usualmente é o bifásico para a função 51 (de fase), possível na zona de atuação do dispositivo. Essa condição garante que o relé ou religador opere em situações de curto-circuito. As limitações da corrente de *pickup* podem ser representadas conforme (2.1).

$$I_{\text{carga máx}} < I_{\text{pickup}} < I_{F\phi\phi\text{min}} \quad (2.1)$$

Para o relé de neutro, conhecido como 51N, as condições de ajustes são semelhantes. Entretanto, quando trata-se do neutro, o valor do desequilíbrio natural da rede deve ser considerado para o ajuste do *pickup*. Ou seja, a corrente de *pickup* deve ser superior ao desequilíbrio da rede para evitar que o dispositivo opere para situações usuais. Da mesma maneira que no relé de fase, o *pickup* de neutro deve sempre ser ajustado com um valor abaixo do menor valor de curto-circuito, que para o neutro é o curto-circuito monofásico, para garantir a correta operação em situações de faltas. A Equação (2.2) representa as condições necessárias para o correto ajuste do *pickup* da função 51N.

$$I_{\text{deseq. máx}} < I_{\text{pickup}} < I_{F1\phi} \quad (2.2)$$

Os relés devem ser sensíveis a ponto do equipamento operar com segurança mesmo em caso de defeitos que causam correntes reduzidas ou desequilíbrio e suas curvas de proteção devem sempre estar coordenadas entre si [41], isto é, os relés a montante e a jusante devem atuar com diferentes tempos para uma mesma corrente de curto-circuito, de forma a garantir uma proteção de retaguarda. De acordo com a literatura e com manual dos fabricantes, o intervalo de tempo mínimo que garante a coordenação entre duas curvas de relés consecutivos varia entre 200 e 500 ms para o mesmo valor de corrente [40]. O valor do intervalo é escolhido de acordo com critérios de confiabilidade estabelecidos pelos fabricantes dos equipamentos, regras da concessionária de energia e quantidade de equipamentos na rede. Quanto maior a quantidade de relés e religadores em sequência em um tronco ou ramal do alimentador, mais difícil torna-se coordenar os equipamentos e garantir uma proteção coordenada e seletiva [40]. Existe ainda a coordenação com as características dos cabos utilizados na rede, onde a curva de suportabilidade do cabo não pode ser ultrapassada.

Assegurar sistemas com essas características tem se tornado uma tarefa desafiadora para os engenheiros de proteção das concessionárias de energia pois cada vez há mais equipamentos na rede, impossibilitando, muitas vezes, que o ajuste seja o mais sensível e coordenado possível. Além disso, os relés devem ser seletivos, ou seja, somente a área afetada deve ser desconectada, e velozes o suficiente para que a atuação rápida dos dispositivos minimize riscos de instabilidade no sistema [42].

Os relés de sobrecorrente são relativamente simples e baratos. Porém, apresentam dificuldade para alcançar a seletividade e seus ajustes devem ser constantemente revisados para considerar as novas alterações que ocorrem no sistema devido à dinâmica da rede de distribuição [41]. Na distribuição, de forma específica, os circuitos dos alimentadores mudam muito frequentemente, fazendo com que seja difícil proporcionar ajustes de relés 100% seletivos ao longo de todo o alimentador durante o passar dos anos.

O relé de sobrecorrente deve sempre operar da maneira mais rápida possível, atendendo às premissas de proteção, ou seja, provendo a eliminação do defeito de maneira eficiente e de modo que o menor número de consumidores sofra com a interrupção de energia. De maneira geral, a filosofia de proteção mais utilizada nas concessionárias de energia está fundamentada no princípio que, se a proteção local, mais próxima do defeito, falhar, a proteção a montante deve atuar com um certo atraso e assim sucessivamente. Dessa forma, a proteção de retaguarda serve como *backup* e deve estar sempre coordenada com a local.

### 2.2.2 GDFV e a proteção de sobrecorrente temporizada

Como a função 51 está diretamente ligada aos níveis de carregamento no alimentador, ou seja, uma de suas funções é identificar casos de sobrecarga, para o seu correto ajuste é preciso parametrizar a corrente de *pickup* de acordo com a corrente de operação no local. A corrente de carga, todavia, usualmente pode sofrer alterações devido à intensa dinâmica das redes de distribuição. Portanto, deve-se investigar como a presença de GDFV na rede pode modificar os níveis da corrente de operação, em regime permanente, quantitativamente. Dessa maneira, é possível concluir se a alta penetração de GDFV na rede pode influenciar na função 51 sobretudo no valor da corrente de *pickup*, indispensável para um correto ajuste da proteção.

Não é escopo desse trabalho avaliar os impactos da GDFV em situações de curto-circuito nem propor ajustes de proteção específicos para os diversos cenários que podem surgir mediante a presença de novos geradores na rede.

## 3 METODOLOGIA

Para analisar de maneira quantitativa os impactos que a inserção de GDFV pode provocar na proteção de sobrecorrente temporizada, foi proposta uma simulação utilizando a *toolbox* SimPowerSystems<sup>TM</sup> e o ambiente gráfico Simulink<sup>®</sup> presentes no *software* MATLAB<sup>®</sup>. A simulação contempla um alimentador e a presença de diversos GDFV. Os procedimentos utilizados para modelar cada componente da simulação estão apresentados nesse capítulo.

Uma vez mais, ressalta-se que o trabalho foi pautado em cenários de regime permanente.

### 3.1 Alimentador

#### 3.1.1 Características construtivas do alimentador

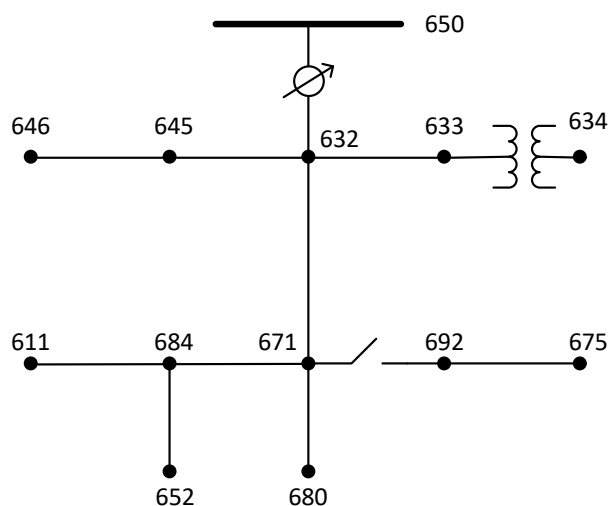
Mundialmente reconhecidos e utilizados de forma a padronizar os estudos, os alimentadores instituídos pelo *Institute of Electrical and Electronics Engineers* (IEEE) são bastante empregados para simulações de fluxo de potência e para cenários com geração distribuída.

Embora existam diversos modelos de alimentadores criados pelo IEEE, o padrão de 13 nós (A13N) consegue fornecer boas respostas para as características de um alimentador de média tensão [43]. É um circuito pequeno, seu maior trecho, entre os nós 650-652, mede cerca de 1,55 km. A maioria dos ramais no A13N é trifásico, mas existem dois trechos bifásicos e dois monofásicos. A tensão na saída da subestação é 115 kV e há um transformador de 5 MVA de potência no nó 650 que reduz a tensão para 4,16 kV. A potência total consumida pelo alimentador é 3.466 kW e 2.102 kVAr, considerando os 700 kVAr de compensação reativa advinda dos bancos capacitivos. Essa potência corresponde a 75% do total da capacidade do transformador da subestação, o que faz com que ele seja considerado um circuito relativamente carregado para sistemas de 4,16 kV.

Apesar de não apresentar a tensão típica utilizada pelas concessionárias no Brasil para a rede de distribuição de média tensão (MT), faixa usual de 15 kV, a tensão do alimentador está dentro dos padrões estabelecidos pela ANEEL para MT (valor eficaz de tensão entre fases de 1 kV a 69 kV [31] e permite uma boa avaliação do comportamento do sistema. Além disso, o modelo apresenta transformadores, linhas aéreas e subterrâneas com transposição de fases, bancos de capacitores *shunt*, para compensação de potência reativa, ou seja, controle do fator de potência, e cargas desbalanceadas concentradas e distribuídas [43].

O unifilar simplificado do A13N é mostrado na Figura 2 onde os 13 nós estão representados por círculos numerados onde o 650 representa a barra de suprimento, *swing bus*.

Figura 2 – Diagrama unifilar do alimentador teste de 13 nós do IEEE - A13N



Fonte: [43]

Após o nó 650, que representa a saída da subestação, encontra-se um regulador de tensão e entre os nós 671 e 692 existe uma chave/disjuntor. Existem cargas conectadas aos nós 611, 632, 634, 645, 646, 652, 671, 675 e 692 do sistema, modeladas de formas diferentes, de acordo com o tipo da ligação, delta ou estrela, e em função da tensão de fornecimento, conforme pode ser visto nas Tabelas 2 e 3. Somente o trecho 632-671 apresenta carga distribuída sendo as demais cargas concentradas. Todas as cargas estão conectadas em 4,16 kV à exceção da carga conectada ao nó 634, que apresenta um transformador de 500 kVA responsável por reduzir a tensão para 480 V.

Tabela 2 – Potência e tipo da carga distribuída presente no A13N

Nó A	Nó B	Tipo da Carga	A kW	A kVAr	B kW	B kVAr	C kW	C kVAr
632	671	Y-PQ	17	10	66	38	117	68

Fonte: [43]

As diferentes configurações de cargas, além do desequilíbrio, são interessantes para promover uma maior diversificação do sistema, buscando aproximar-se de um sistema real, onde, de acordo com a região, existem diversos tipos de cargas conectados à rede.

A Tabela 4 mostra uma definição das distribuições das cargas, de acordo com o tipo do alimentador, mostrando que, dependendo das características dos consumidores, o tipo da carga conectada pode variar [44].

Tabela 3 – Potência e tipo das cargas concentradas presentes no A13N

Nó	Tipo da Carga	A kW	A kVAr	B kW	B kVAr	C kW	C kVAr
634	Y-PQ	160	110	120	90	120	90
645	Y-PQ	0	0	170	125	0	0
646	D-Z	0	0	230	132	0	0
652	Y-Z	128	86	0	0	0	0
671	D-PQ	385	220	385	220	385	220
675	Y-PQ	485	190	68	60	290	212
692	D-I	0	0	0	0	170	151
611	Y-I	0	0	0	0	170	80
	Total	1158	606	973	627	1135	753

Fonte: [43]

Tabela 4 – Aproximações sugeridas para modelagem de cargas de alimentadores de distribuição

Tipos do Alimentador	Potência Constante (%)	Impedância Constante (%)
Residencial e Comercial (Pico do Verão)	67	33
Residencial e Comercial (Pico do Inverno)	40	60
Urbano	50	50
Industrial	100	0
Países em desenvolvimento	25	75

Fonte: [44]

Para as cargas de potência constante, as parcelas ativa e reativa não variam, independentemente do valor da tensão que suprem, fazendo com que a potência absorvida pela carga seja constante para qualquer valor de tensão. Isso significa que as potências das cargas são iguais aos seus valores nominais independente da tensão de fornecimento. Nesse caso, a corrente absorvida pela carga quando alimentada por uma tensão qualquer é inversamente proporcional à tensão aplicada. Os motores de indução são exemplos de máquinas que necessitam manter uma potência ativa absorvida igual à potência mecânica exigida pela carga, acrescida das perdas [45].

O modelo conhecido como carga de corrente constante com a tensão tem como característica o comportamento invariante da intensidade da corrente absorvida e o ângulo de rotação de fase entre a tensão e corrente, valores obtidos para a carga suprida com valor de tensão nominal. Ou seja, não variam quando a tensão oscila em torno do valor nominal, ou de referência. Dessa forma, a corrente absorvida pela carga independe da tensão e a potência absorvida varia linearmente de acordo com a tensão aplicada. Os fornos a arco, lâmpadas de descarga, fluorescentes, vapor de mercúrio e vapor de sódio são exemplos de cargas que precisam manter a corrente constante durante a operação mesmo que ocorram variações de tensão [45].

Por fim, também estão modeladas no sistema cargas de impedância constante. Para esse caso, a impedância se mantém constante frente às variações da tensão e pode ser obtida através da potência ativa e reativa absorvidas pela carga quando alimentada com tensão nominal. De acordo com a tensão aplicada, a potência absorvida pela carga varia quadraticamente e a corrente varia linearmente. Os equipamentos de aquecimento resistivo, como os chuveiros, e os bancos de capacitores ou reatores (indutores) podem exemplificar esse tipo de carga [45].

É importante ressaltar que as informações da Tabela 4 nem sempre conseguem representar com fidelidade as características de carga dos alimentadores. Se a indústria for de cerâmica, por exemplo, devido ao uso de fornos elétricos, a carga de impedância constante melhor se enquadra. Outro caso seria a modelagem de alimentadores rurais, que usualmente apresentam comportamento de carga com potência constante devido à presença de motores utilizados na irrigação. Apesar disso, alguns desses alimentadores podem ser muito extensos, e assim, são melhores representados por cargas de impedância constante [44].

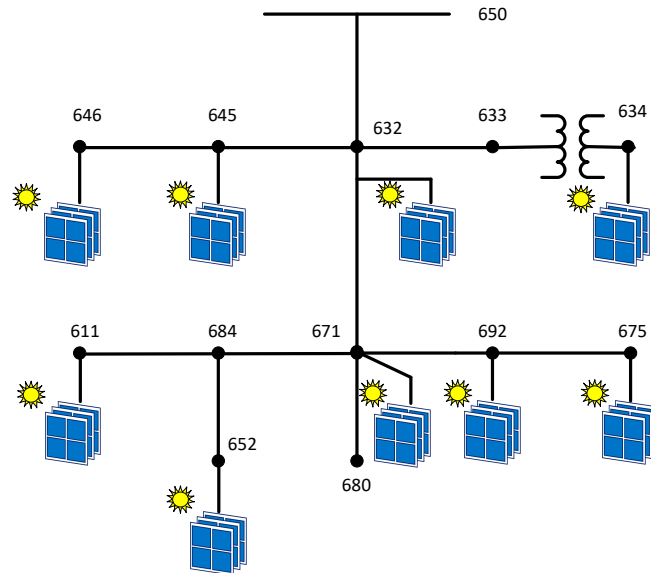
### 3.1.2 Posicionamento das GDFV

Sabendo que uma das principais vantagens da geração distribuída é gerar energia próximo do consumidor e que a GDFV é a forma de GD mais popular e utilizada no Brasil [4], ficou estabelecido que, para a simulação desse trabalho, as GDFV seriam inseridas em todos os 9 nós que contém cargas, representando os pontos de consumo.

Na Figura 3, é possível observar o diagrama unifilar representando todos os pontos de conexão de GD. Além disso, para a simulação, o regulador de tensão do nó 650 foi omitido pois a geração distribuída tende a promover uma melhoria no perfil da tensão [13] e o disjuntor entre os nós 671 e 692 foi removido, representando uma situação onde o equipamento encontra-se sempre fechado visando uma redução do tempo de simulação. Com o objetivo de representar a carga distribuída entre os nós 632-671, o gerador foi posicionado no centro do trecho apenas no unifilar, para fins didáticos. Vale destacar que na prática cada GD inserida pode representar um único gerador ou um grupo de

consumidores com geração FV.

Figura 3 – Diagrama unifilar do A13N indicando os pontos onde serão inseridas GDFV



### 3.1.3 Modelagem do alimentador

#### 3.1.3.1 Validação do modelo utilizado

No próprio *software* utilizado para a simulação, Simulink<sup>®</sup>/MATLAB<sup>®</sup>, existe um exemplo nomeado de *power13\_NodeTestFeeder* que modela o circuito *IEEE 13 Node Test Feeder*, Figura 4. Assim, esse exemplo foi utilizado como base para iniciar as simulações.

Para uma primeira validação do modelo, os resultados obtidos com a simulação do fluxo de potência foram comparados com os valores disponíveis no relatório oficial do IEEE [43]. As Tabelas 5 e 6 apresentam a diferença entre os valores encontrados para tensão e corrente, respectivamente, onde os espaços em branco significam que aquele trecho ou nó não apresenta todas as fases. Nota-se que a amplitude da tensão apresenta desvio inferior a  $\pm 1,5\%$  e o comportamento do ângulo apresenta desvio inferior a  $\pm 5,0\%$  em comparação com o relatório do IEEE. A corrente por sua vez difere do relatório em  $\pm 7,0\%$  tanto na magnitude quanto no ângulo.

Os erros encontrados para os valores de corrente e tensão podem ser explicados devido a diversos motivos. Foram utilizados *softwares* diferentes para as simulações (nesse trabalho o Simulink<sup>®</sup> calculou o fluxo de potência enquanto que o IEEE utilizou outro método, não explicitado) e como cada programa faz uso de um método de cálculo, as aproximações, arredondamentos e algarismos significativos podem ser diferentes. Além disso, o próprio tipo de simulação utilizada possui um número máximo de iterações e admite um erro específico para a convergência. Alguns elementos como regulador de tensão

e disjuntor foram omitidos na simulação, o que pode também resultar em mudanças no fluxo de potência. Por fim, ainda é preciso incluir a forma como a carga distribuída localizada no trecho 632-671 foi modelada, representada na Figura 4 por duas cargas igualmente divididas, que pode divergir do relatório do IEEE pois sabe-se que existem outras formas para modelar cargas distribuídas [45].

Diante dos reduzidos erros percentuais obtidos, o modelo foi considerado em conformidade com os parâmetros do alimentador oficial do IEEE e pôde ser utilizado na simulação deste trabalho.

Figura 4 – Exemplo *power13\_NodeTestFeeder* disponível na biblioteca do Simulink<sup>®</sup> que modela o alimentador A13N

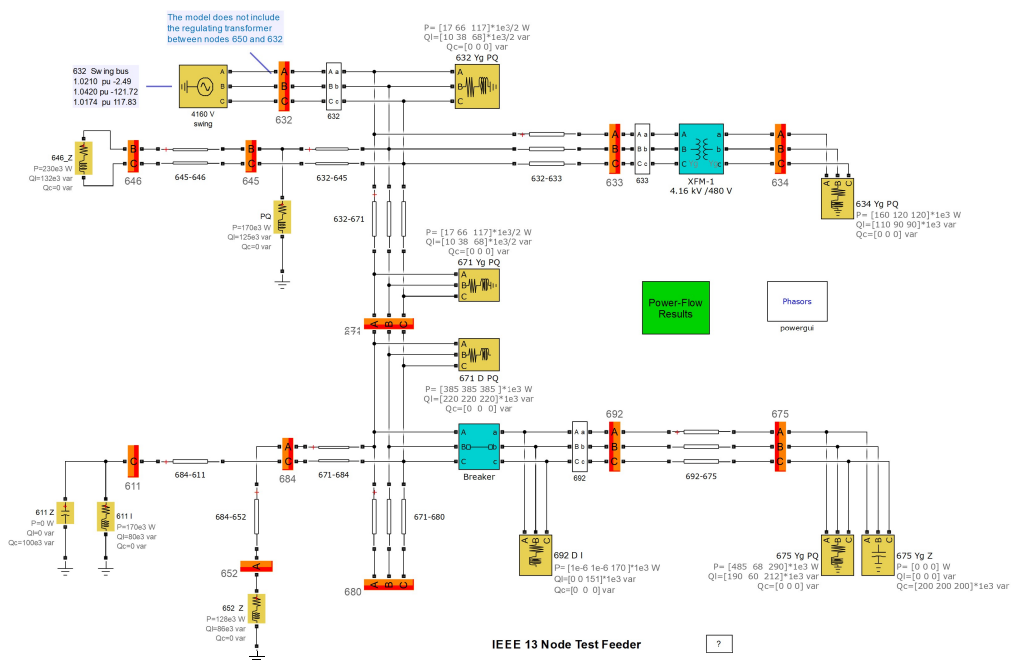


Tabela 5 – Diferença entre os valores de tensão nos nós encontrados na simulação e os valores oficiais do relatório do IEEE em %

Nó	Mag (%)	Ang (%)	Mag (%)	Ang (%)	Mag (%)	Ang (%)
	A-N		B-N		C-N	
650	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
632	0,00	0,00	0,00	0,00	0,04	0,00
633	-0,02	-0,04	0,02	0,00	-0,02	0,01
634	-0,02	0,20	-0,02	0,00	-0,01	0,01
645			-0,01	0,00	0,04	0,00
646			0,02	0,00	0,03	0,00
671	-0,30	4,31	-0,10	0,06	0,00	-0,01
680	-0,30	4,31	-0,10	0,06	0,00	-0,01
684	-1,29	4,34			0,01	-0,01
611					0,01	-0,02
652	-0,35	4,32				
692	-0,30	4,11	-0,10	0,06	0,00	-0,01
675	-0,24	3,84	-0,06	0,05	0,00	0,00

Tabela 6 – Diferença entre os valores de corrente nos trechos encontrados na simulação e os valores oficiais do relatório do IEEE em %

Nó	Mag (%)	Ang (%)	Mag (%)	Ang (%)	Mag (%)	Ang (%)
	A-N		B-N		C-N	
RG-632	0,20	0,59	0,11	0,06	0,05	-0,06
632-633	0,25	0,08	0,33	0,02	0,33	-0,03
632-645			0,00	0,00	-0,01	-0,01
632-671	-0,66	0,52	-6,64	-0,84	-5,67	0,69
633-Trafo	0,26	0,08	0,33	0,02	0,31	-0,01
Trafo-634	0,02	0,01	0,00	0,00	0,01	0,02
645-646			-0,01	0,00	-0,01	-0,01
671-680						
671-684	-0,31	0,58			0,00	-0,01
671-692	0,31	1,58	-0,13	0,21	-0,02	-0,04
684-611					0,00	-0,01
684-652	-0,28	0,65				
692-675	0,29	6,77	-0,16	0,23	-0,01	0,00

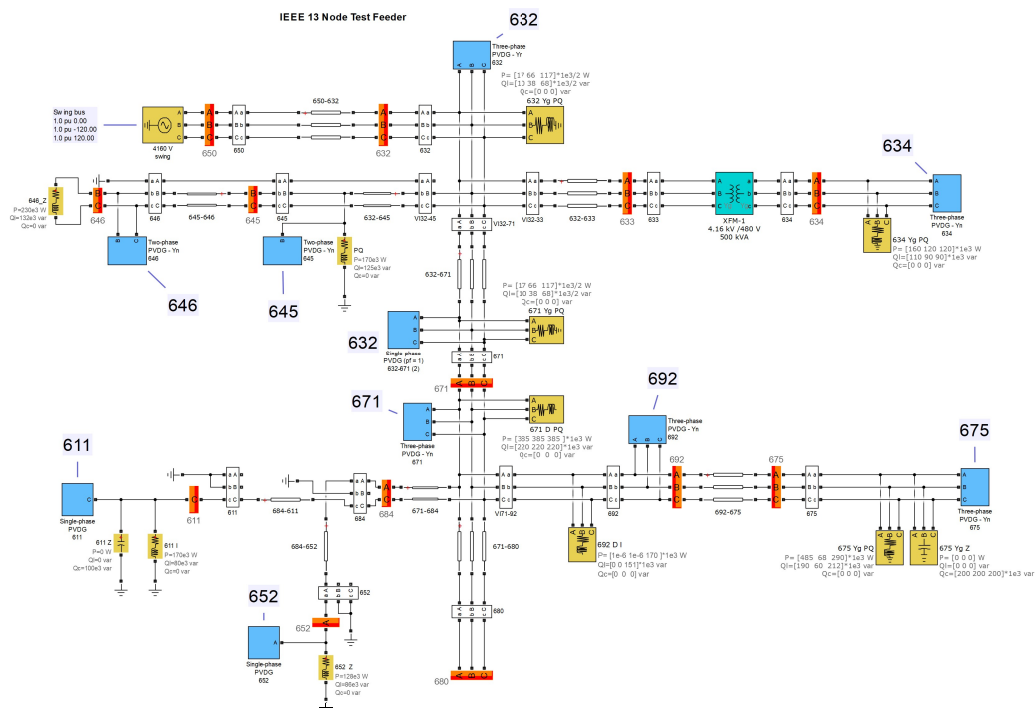
### 3.1.3.2 Modificações propostas

Foi preciso, entretanto, modificar o exemplo do Simulink<sup>®</sup> para obter uma representação fiel aos dados presentes no relatório do IEEE . O trecho entre os nós 650-632, por exemplo, de aproximadamente 0,610 km, comprimento considerável tendo em vista o tamanho total do alimentador, não constava no circuito e foi inserido. O disjuntor, conforme já mencionado, foi retirado para reduzir o tempo de simulação. Além disso, a tensão inicial no barramento da subestação foi modificada e fixada em 1 pu (por unidade) por fase, com os ângulos em 0°, -120° e 120° (sequência positiva) para adequar-se ao

modelo oficial. Como o exemplo proposto pelo Simulink<sup>®</sup> já estava validado, foi possível fazer as modificações garantindo o correto funcionamento do mesmo.

Com as modificações propostas e incluindo as GDFV da Figura 3, o A13N utilizado para simulação pode ser respresentado conforme Figura 5, onde a GD está simbolizadas por blocos azuis. Nota-se que, a carga distribuída entre os nós 632 - 671 foi representada no modelo existente do Simulink<sup>®</sup> por dois blocos que dividem igualmente as potências, mesmo sabendo-se que existem outras formas de modelar cagras distribuídas [45]. Portanto, a GDFV inserida nesse trecho foi representada da mesma maneira.

Figura 5 – A13N com todas as modificações propostas, incluindo as GDFV, no Simulink<sup>®</sup>



### 3.2 Modelo para o sistema fotovoltaico

De acordo com [46], existem basicamente três tipos de modelos para sistemas fotovoltaicos: os fundamentados em características do conjunto dos painéis fotovoltaicos propriamente ditos, os que se baseiam nas estruturas dos inversores e os modelos gerais. Os modelos baseados nas características do conjunto de painéis fotovoltaicos buscam considerar as particularidades do arranjo. Assim, são aplicadas algumas aproximações e simplificações, o que implica em desempenhos menos precisos e, por isso, são mais utilizados em análises econômicas. Os modelos baseados nas estruturas específicas dos inversores, como o próprio nome indica, priorizam a caracterização do conversor utilizado

nos sistemas FV, que possuem topologias específicas. Por fim, existem os modelos gerais do sistema fotovoltaico que combinam todos os componentes como os arranjos FV e conversores. Dessa forma, é possível definir um sistema global com boas aproximações para cada componente, capaz de interagir com a análise de fluxo de potência de maneira a alcançar um estado estável de operação.

Sabendo que a geração distribuída fotovoltaica é um fenômeno em ascensão que, devido a fins políticos, econômicos e ambientais, deve permanecer em crescimento durante os próximos anos, torna-se imprescindível que as concessionárias de energia estudem, simulem e analisem os cenários onde a presença da GD é abundante. Assim, é possível prever os novos cenários que surgirão bem como os desafios inerentes a eles.

Sabe-se que simulações com GFV são mais precisas e confiáveis quando utilizam pequenos tempos de simulação. Somado a isso, são processos que usualmente demandam altas taxas de processamento computacional e tempo, não sendo, então, muito funcionais para grandes sistemas [47].

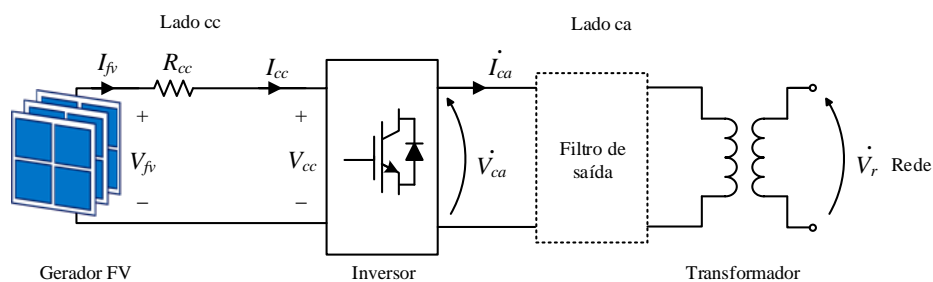
Portanto, obter um modelo capaz de representar todo o sistema FV em regime permanente, regime utilizado nas simulações e análises desse trabalho, de maneira simplificada é de grande importância para agilizar as simulações com GD e exigir menos esforço computacional, sendo útil tanto para as concessionárias de energia quanto para simulações com finalidade acadêmica.

### 3.2.1 Modelo para sistemas FV monofásicos em regime permanente

Para chegar a um modelo reduzido, capaz de representar todo o sistema fotovoltaico a nível de fluxo de potência, cada parte do conjunto foi estudada, analisada e modelada separadamente.

Usualmente um sistema fotovoltaico em regime permanente pode ser representado conforme a Figura 6. Sabendo que a GDFV, via de regra, se conecta à rede de distribuição através de conversores, o sistema pode ser dividido em três partes.

Figura 6 – Modelo de sistema fotovoltaico monofásico conectado à rede, em regime permanente.



A primeira é a parte cc, corrente contínua, composta dos painéis fotovoltaicos de fato e de uma resistência  $R_{cc}$  que representa as resistências dos cabos do sistema [46].

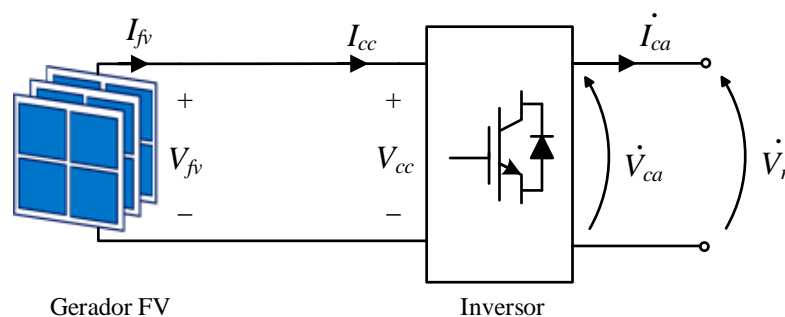
A parte cc está diretamente conectada ao inversor, segunda parte, responsável por converter a corrente gerada pelas células fotovoltaicas, corrente cc, em corrente ca. O inversor utilizado nesse estudo é do tipo ponte completa, monofásico e utiliza SPWM (*Sinusoidal Pulse Width Modulation*) como estratégia de modulação, uma das técnicas mais utilizadas na prática [48].

A terceira parte, parte ca, é composta pelo filtro de saída e pelo transformador de acoplamento, necessário para filtrar as componentes harmônicas que poderiam ser injetadas na rede da distribuidora.

Como os estudos desse trabalho serão todos feitos para regime permanente, algumas considerações são necessárias. Em regime permanente a resistência  $R_{cc}$  é suficientemente pequena e pode ser ignorada [46]. Além disso, o transformador de acoplamento foi desconsiderado visando uma simplificação do modelo e como o filtro de saída atua apenas para frequências próximas e acima das frequências de comutação, o mesmo foi desprezado.

Com essas considerações, o modelo completo do sistema fotovoltaico pode ser simplificado e representado conforme Figura 7.

Figura 7 – Modelo de sistema fotovoltaico monofásico simplificado conectado à rede, em regime permanente

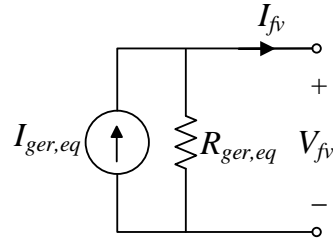


### 3.2.1.1 Gerador Fotovoltaico

Considerando que todos os módulos fotovoltaicos são iguais e estão sujeitos às mesmas condições ambientais, por exemplo temperatura e irradiação, o GFV, retratado do lado cc, pode ser modelado como um equivalente de Norton de acordo com Figura 8 [49]. As variáveis  $I_{fv}$  e  $V_{fv}$  representam a corrente terminal e a tensão, respectivamente, no gerador fotovoltaico.  $I_{ger,eq}$  representa a corrente equivalente fotogerada pelos módulos fotovoltaicos em paralelo e  $R_{ger,eq}$  a resistência equivalente do modelo que é a soma das resistências das células FV e da corrente de fuga da junção p-n (junção dos semicondutores

do tipo P, com elevada concentração de lacunas, e do tipo N, elevada concentração de elétrons, responsáveis pelo surgimento do campo elétrico dentro de um célula fotovoltaica) [49].

Figura 8 – Equivalente de Norton de um gerador fotovoltaico



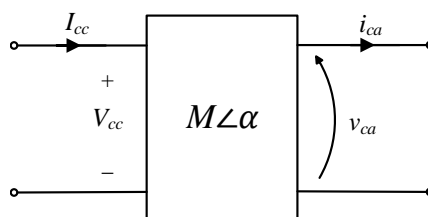
Como normalmente a resistência  $R_{ger,eq}$  é elevada, alguns autores costumam desprezá-la [50]. Além disso, admite-se que o gerador está sempre operando em seu ponto de máxima potência, em inglês *Maximum Power Point* (MPP), ou seja, entrega sempre a máxima potência possível ao conversor. Assim, o modelo do GFV pode ser ainda mais reduzido, comportando-se simplesmente como uma fonte de corrente. Dessa maneira, é possível admitir que  $I_{ger,eq} = I_{fv}$  e, portanto, a potência total produzida pelo gerador fotovoltaico,  $P_{fv}$ , é constante, devido ao MPP, e pode ser expressa através de  $V_{fv}$  e  $I_{fv}$  conforme (3.1)

$$P_{fv} = V_{fv} I_{fv} \quad (3.1)$$

### 3.2.1.2 Conversor cc/ca

Com o que já foi dito, o inversor monofásico de ponte completa com modulação SPWM pode ser modelado e representado como mostra a Figura 9. O “ $M$ ” presente no bloco do inversor representa a taxa de modulação, um parâmetro que depende da estratégia de modulação do inversor, e o ângulo  $\alpha$  o deslocamento de fase [46, 51]. A corrente  $I_{cc}$  e a tensão  $V_{cc}$  caracterizam os sinais de entrada enquanto  $i_{ca}$  e a tensão  $v_{ca}$  os de saída, no lado ca.

Figura 9 – Modelo do inversor monofásico de ponte completa



A tensão da rede, onde será conectado o inversor,  $v_r(t)$  pode ser representada no domínio do tempo, conforme (3.2) em que  $w$  é a frequência angular e  $\theta$  o ângulo da rede onde será conectada a GD. Como foram omitidos o filtro de saída e o transformador de acoplamento, é possível inferir que  $v_r(t) = v_{ca}(t)$ .

$$v_r(t) = V_{r\text{-pico}} \cdot \cos(\omega t + \theta) \quad (3.2)$$

Foi assumido que o modo de operação e controle desse conversor é do tipo *Grid Feeding* e, assim, ele opera controlando somente a corrente injetada no ponto de acoplamento comum (PAC),  $i_{ca}$ . Tanto os inversores com topologia *Current Source Inverter* (CSI), inversor de fonte de corrente, e *Voltage Source Inverter* (VSI), inversor de fonte de tensão controlado por corrente, são os utilizados nesse modo de operação e interface dos GD com a rede de distribuição [51, 52, 53, 54, 55, 56, 57, 58, 59].

Para que seja possível proporcionar o controle adequado da corrente no PAC, o conversor precisa estar sincronizado com a rede, o que é, inclusive, uma exigência das regulamentações [34]. O sincronismo pode ser obtido de diversas maneiras. A técnica *Phase-locked Loop* (PLL) é uma das mais utilizadas no que tange os conversores e estima a frequência  $w$  e o ângulo  $\theta$  da tensão de saída  $v_{ca}$  [60, 61].

O conversor utiliza os valores estimados pelo PLL como referência para a magnitude e ângulo da corrente de saída do conversor e para controlar a sincronização com a rede e a transferência de potência. Assim, é possível representar  $i_{ca}(t)$  sincronizada com  $v_{ca}(t)$ , conforme (3.3). Segundo [51], o valor de “ $M$ ” depende da estratégia de modulação do inversor e, para modulação SPWM, utilizada no trabalho, pode variar de 0 a 1. A taxa de modulação  $M$  representa a razão de transferência da corrente no lado cc e o valor RMS da corrente do lado ca [51].

$$i_{ca}(t) = I_{ca\text{-pico}} \cos(\omega t + \alpha) = \frac{M \cdot I_{cc}}{2} \cos(\omega t + \alpha) \quad (3.3)$$

### 3.2.1.3 Modelo do gerador FV conectado à rede

De acordo com as simplificações e considerações feitas nas seções anteriores, sabe-se que  $V_{fv} = V_{cc}$  e  $I_{fv} = I_{cc}$ . Assim, a potência de saída dos módulos FV,  $P_{fv}$ , é igual à potência de entrada no inversor,  $P_{cc}$ . Omitindo as perdas internas, oriundas do chaveamento, e fundamentando-se no princípio do balanço de potência, a potência injetada na rede,  $P_{ca}$ , é igual à  $P_{fv}$  para uma análise em regime permanente, conforme (3.4).

$$P_{fv} = P_{ca} = \frac{V_{ca\text{-pico}} I_{ca\text{-pico}}}{2} \cos(\theta - \alpha) \quad (3.4)$$

Assim, rearranjando (3.4), a corrente de pico na saída do conversor pode ser representada em função de  $P_{fv}$ ,  $V_{ca-pico}$ ,  $\theta$  e  $\alpha$ , de acordo com (3.5).

$$I_{ca-pico} = \frac{2P_{fv}}{V_{ca-pico} \cos(\theta - \alpha)} \quad (3.5)$$

Analisando (3.4) e (3.5), nota-se que  $\alpha$  permite o controle do fator de potência ( $fp$ ) do gerador fotovoltaico,  $\cos(\theta - \alpha)$ . O controle do  $fp$  é importante porque o ângulo  $\theta$  obtido pelo PLL pode variar de acordo com a localização do gerador na rede. Então, para um valor específico de  $fp$ , o sistema consegue calcular o valor de  $\alpha$  correspondente (3.6).

$$\alpha = \theta - \arccos(fp) \quad (3.6)$$

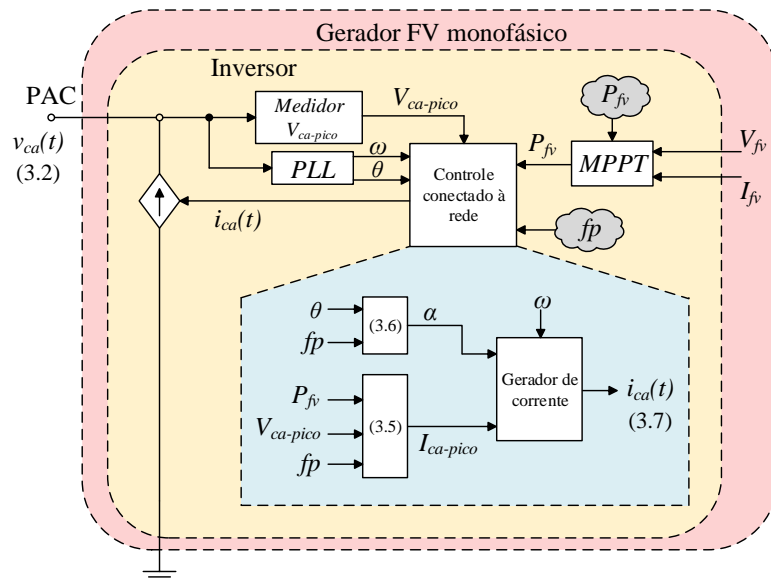
Para uma melhor representação da corrente  $i_{ca}$ , é possível combinar (3.3) e (3.5), gerando (3.7).

$$i_{ca}(t) = \frac{2P_{fv}}{fp V_{ca-pico}} \cos(\omega t + \alpha) \quad (3.7)$$

Devido a intermitência solar, usualmente utiliza-se um controle para rastrear continuamente o ponto de máxima potência, conhecido como *Maximum Power Point Tracking* (MPPT). Dessa forma, garante-se que o sistema fotovoltaico está sempre operando com  $P_{fv}$  máxima [62]. O valor da potência  $P_{fv}$ , então, pode ser considerado constante com objetivo de modelar um controle MPPT, para diferentes  $fp$ , de maneira mais simples.

A Figura 10 mostra um diagrama de blocos do modelo simplificado, destacando o PLL, MPPT, as variáveis de entrada  $P_{fv}$  e  $fp$  e o controle da corrente e de  $\alpha$ .

Figura 10 – Diagrama de blocos do modelo simplificado do inversor monofásico



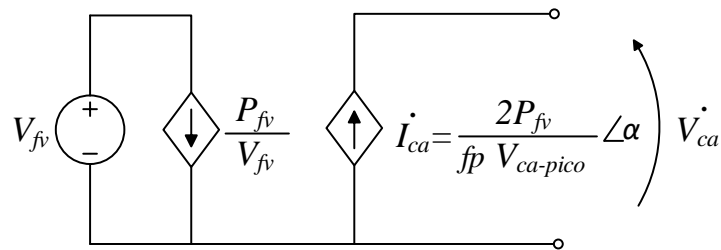
Como o sistema está sincronizado apenas com uma frequência angular,  $w$ , (3.2) e (3.7) podem ser representadas de maneira fasorial, como mostra (3.8) e (3.9) respectivamente. Essa representação simplifica as equações e facilita sua aplicação em simulações para regime permanente, reduzindo o tempo de simulação. Devido as características do Simulink<sup>®</sup>, em que os blocos medem os sinais em valores de pico, o sistema foi modelado para valores de pico.

$$\dot{V}_{ca} = V_{ca-pico} \angle \theta \quad (3.8)$$

$$\dot{I}_{ca} = \frac{2P_{fv}}{fpV_{ca-pico}} \angle \alpha \quad (3.9)$$

Por fim, conclui-se que a representação simplificada do sistema fotovoltaico é, na verdade, um circuito onde os lados cc e ca estão acoplados. Do lado cc existe uma fonte de tensão cc,  $V_{fv}$  e uma fonte de corrente cc dependente de  $P_{fv}$  e  $V_{fv}$ . No lado ca, o gerador é representado como uma fonte de corrente ca dependente, de acordo com Figura 11.

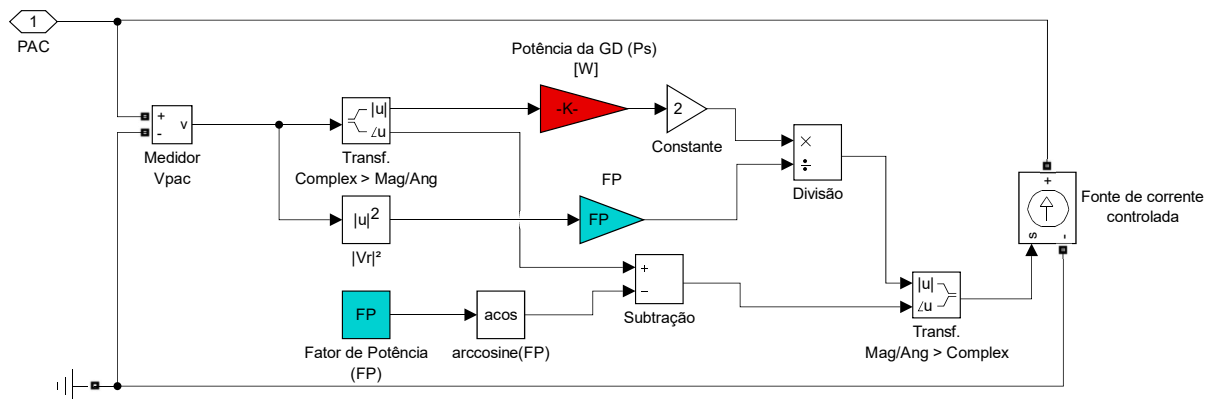
Figura 11 – Modelo simplificado do inversor monofásico de ponte completa com acoplamento cc/ca.



O modelo simplificado do inversor monofásico de ponte completa foi implementado no Simulink<sup>®</sup> conforme Figura 12. Os blocos coloridos representam as entradas necessárias para o modelo,  $fp$ , em verde, e a potência de saída desejada para a GDFV, em vermelho.

Como a simulação foi realizada em modo fasorial, a amplitude da fonte de corrente controlada é um valor de pico, e seus valores de ângulo e módulo podem ser calculados através de (3.6) e (3.9), respectivamente. Alguns blocos adicionais apresentados na Figura 12, como o de módulo, foram necessários na implementação devido a problemas numéricos intrínsecos ao Simulink<sup>®</sup>.

Figura 12 – Diagrama de blocos do modelo de GDFV monofásico simplificado proposto implementado no Simulink®



### 3.2.1.4 Validação do modelo simplificado do sistema FV

Para validar o modelo desenvolvido nos tópicos acima, foi feita uma comparação com um sistema fotovoltaico completo, existente na biblioteca do Simulink®, o *power PV array 3500W*, ambos em regime permanente.

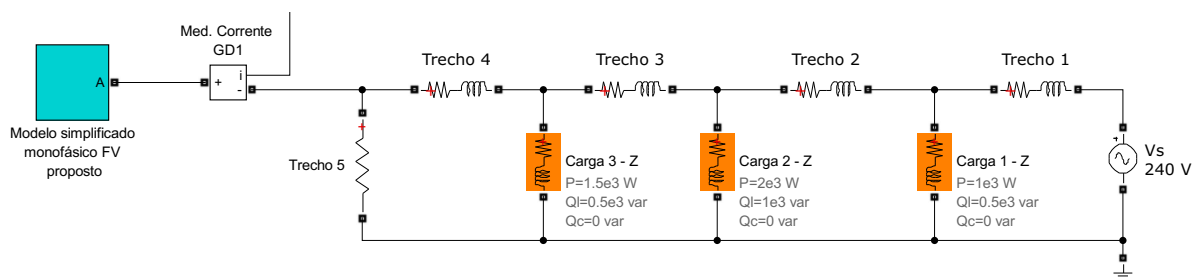
O exemplo *power PV array 3500W* é um circuito sem transformador, monofásico, com  $240 V_{\text{rms}}$ , 60 Hz, 3.500 kW composto de painéis FV, link CC, inversor monofásico de ponte completa (ponte H) com controle *Pulse Width Modulation* (PWM), um módulo monofásico de ponte completa com *Insulated Gate Bipolar Transistor* (IGBT) e um filtro clássico LCL de saída. Em relação aos sistemas de controle, há um controlador PLL; gerador de sinais PWM; o MPPT utiliza o método “Perturba e Observa”, um regulador  $V_{cc}$  que determina a  $I_d$  (corrente ativa) de referência para o regulador de corrente que se baseia em  $I_d$  e  $I_q$  (corrente reativa), um PLL e um gerador de sinal PWM. Esse exemplo utiliza o modo discreto de simulação com tempo de amostragem de  $1,3228\mu\text{s}$ . A Tabela 7 apresenta um resumo das informações relevantes do alimentador *power PV array 3500W*.

Para uma comparação mais realista, tanto o modelo simplificado proposto nesse trabalho quanto o *power PV array 3500W* foram conectados a um alimentador simples hipotético, monofásico, com  $240 V_{\text{rms}}$  de tensão na fonte, frequência 60 Hz, três cargas paralelas de impedância constante (com potência ativa e reativa) e quatro trechos RL, representados conforme as Figuras 13 e 14, respectivamente. Vale ressaltar que, visando uma simplificação das imagens, alguns blocos de medição na Figura 13 e de controle na Figura 14, que foram utilizados na simulação para validar o modelo, foram omitidos. Essa simplificação foi feita visando apenas uma simplificação das imagens. A Tabela 8 apresenta os dados do alimentador, onde sinal negativo para o valor da carga indica que a mesma está absorvendo potência.

Tabela 7 – Parâmetros para simulação *power PV array 3500W*

Parâmetro	Especificação
Modelo do módulo FV	Trina Solar TSM-250
Número de <i>strings</i>	1
Número de módulos FV em série	14
Número de <i>strings</i> FV em paralelo	1
Temperatura da célula FV	25 °C
Potência nominal FV	3.500 W (1.000 W/m <sup>2</sup> )
Tensão nominal cc	400 V
Capacitor link-cc	3 mF
Método PWM	Bipolar
Frequência da portadora	3.780 Hz
Parâmetro R série do filtro	8,23 mΩ
Parâmetro L série do filtro	2,183 mH
Parâmetro R paralelo do filtro	10,5 W
Parâmetro C paralelo do filtro	525 VAR
Tensão ca	240 V <sub>rms</sub>
Frequência	60 Hz

Figura 13 – Alimentador monofásico utilizado para validação do modelo no Simulink®



As simulações foram realizadas variando de maneira aleatória os níveis de irradiância no *power PV array 3500W*, Figura 14, e a corrente  $I_q$ . A potência ativa entregue à rede ( $P_s$ ), a potência reativa entregue à rede ou absorvida pela rede ( $Q_s$ ), a tensão no PAC ( $V_{PAC}$ ) em rms, o  $fp$  na saída e o tempo total da simulação foram medidos.

Figura 14 – Alimentador *power PV array 3500W* utilizado para validação do modelo no Simulink®

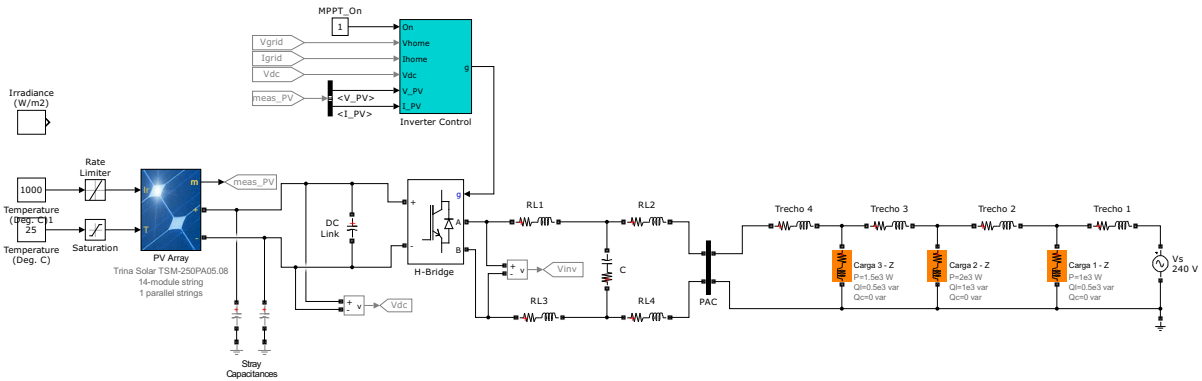


Tabela 8 – Parâmetros para simulação do modelo simplificado

Símbolo	Parâmetro	Valor
$V_s$	Tensão na fonte	$240 \angle 0^\circ V_{rms}$
$f$	Frequência	60 Hz
Carga 1	Carga de impedância Constante	$-1.000 - j500 VA$
Carga 2	Carga de impedância Constante	$-2.000 - j1.000 VA$
Carga 3	Carga de impedância Constante	$-1.500 - j500 VA$
Trecho (1, 2, 3, 4)	Trechos RL	$0,5 + j0,823 \Omega$

Como o modelo proposto desconsidera as perdas internas, os valores de  $P_s$  e  $fp$  obtidos na simulação do *power PV array 3500W* foram utilizados como  $P_s$  e  $fp$ , na Figura 12, para a simulação do modelo simplificado, Figura 13. O tempo de simulação para os dois caso foi definido em 1,2 segundos.

No *power PV array 3500W*,  $P_{fv}$  e  $P_s$  aumentaram para valores maiores de irradiância. Ao comparar diferentes níveis de  $P_{fv}$  com  $I_q$  igual a zero, ou seja  $fp$  unitário, houve elevação de tensão no PAC ao mesmo tempo que a  $P_s$  também subiu. Ao comparar os resultados de acordo com a variação do  $fp$ , para o mesmo nível de irradiância, fatores de potência indutivos proporcionaram tensões no PAC menores que o valor encontrado para  $fp$  unitário, enquanto valores de  $fp$  capacitivos implicaram em maiores tensões no PAC.

O resultado para o modelo proposto foi semelhante. Para maiores  $P_s$  inseridas, considerando mesmo  $fp$ , a tensão no PAC se eleva. Ao modificar o  $fp$ , mudando-o para adiantado e atrasado, mantendo a potência ativa, o comportamento da tensão no PAC segue os resultados do *power PV array 3500W*.

Os valores obtidos durante os 20 casos simulados, variando a irradiância e  $I_q$ , para o modelo proposto e o *power PV array 3500W* foram comparados na Tabela 9. Nota-se que o erro médio para variação da tensão no PAC não excede 0,52%. A potência reativa

na saída  $Q_s$  apresentou maiores erros, alcançando 6,28% de erro, pois as perdas internas foram desprezadas. Então, comprova-se a eficiência do modelo proposto.

Tabela 9 – Erro percentual de  $V_{PAC}$  e  $Q_s$  para as simulações de *power PV array 3500W* e do modelo proposto

Casos Simulados	Erro (%)	
	$\Delta V_{PAC}$	$\Delta Q_s$
1	-0,17	1,39
2	0,19	0,69
3	0,11	1,42
4	0,39	3,31
5	0,52	1,86
6	0,04	0,04
7	0,07	0,46
8	0,07	4,36
9	0,29	2,43
10	0,31	1,95
11	-0,04	2,42
12	0,01	2,73
13	0,29	2,55
14	0,37	2,97
15	0,33	3,28
16	0,02	3,93
17	0,28	3,19
18	0,27	3,34
19	0,15	6,28
20	0,38	5,39

A grande vantagem obtida, além da simplificação do número de componentes necessários, está no tempo de simulação. Enquanto a simulação do *power PV array 3500W* leva cerca de 35,59 segundos, em modo discreto, o mesmo sistema pode ser simulado em apenas 0,3 segundos, utilizando o modelo proposto com uma simulação do tipo fasorial. Os tempos medidos para cada um dos 20 casos simulados, tanto no modelo simplificado proposto quanto no *power PV array 3500W* estão apresentados na Tabela 10. Essa redução considerável do tempo de simulação deve-se ao tipo da simulação e a simplicidade do modelo quando comparado com os sistemas de GFV tradicionais.

Outra vantagem do modelo proposto é que, para modelar o sistema FV não é preciso implementar controle MPPT, link CC, utilizar a representação dq e filtro de saída, o que faz com ele seja facilmente utilizado em qualquer *software* para simulação. Assim, até mesmo as concessionárias de energia, que necessitam simular os novos cenários da rede de distribuição com GDFV podem aplicá-lo em seus próprios programas de fluxo de potência.

Ademais, devido ao pequeno erro obtido na validação do modelo, o mesmo pode ser

utilizado para estudos de proteção, para auxiliar na avaliação dos impactos que a mudança na corrente, devido à alta penetração de GDFV, pode causar nos relés de sobrecorrente, por exemplo, para operação da rede em tempo real e planejamento da expansão da geração, onde a precisão é importante porém não é fundamental já que pequenos erros podem ser toleráveis. Devido à velocidade de simulação, o custo computacional relacionado ao tempo de processamento é reduzido e o modelo pode ser implementado em sistema maiores com grande quantidade de GDFV conectada, onde o foco é o regime permanente.

Portanto, o modelo sugerido nesse trabalho pode ser utilizado para simulações computacionais, visando principalmente cenários com elevada penetração de GDFV. O modelo demonstra boa precisão, simplicidade e rapidez, chegando a ser quase 120 vezes mais rápido do que o modelo tradicional de sistema fotovoltaico presente no MATLAB®/Simulink®, vantagem que pode ser em parte atribuída a possibilidade de simulação no modo fasorial.

Tabela 10 – Comparação dos tempos de simulação entre o modelo simplificado proposto neste trabalho e o exemplo *power PV array 3500W* existente no Simulink®

Casos Simulados	<i>power PV array 3500W</i> (segundos)	Modelo Simplificado Proposto (segundos)	<i>power PV array/ Modelo proposto</i>
1	41,99	0,21	199,99
2	37,08	0,30	123,60
3	59,98	0,31	193,49
4	36,20	0,30	120,67
5	36,01	0,29	124,18
6	33,47	0,32	104,59
7	34,82	0,30	116,09
8	40,53	0,31	130,76
9	35,46	0,33	107,47
10	31,61	0,33	95,79
11	32,11	0,32	100,36
12	33,45	0,32	104,55
13	32,59	0,33	98,76
14	33,15	0,32	103,60
15	32,05	0,29	110,53
16	31,87	0,30	106,24
17	33,82	0,29	116,63
18	31,35	0,30	104,50
19	31,91	0,29	110,05
20	32,31	0,30	107,72
Média	35,59	0,30	118,98

### 3.3 Simulação

Para analisar e quantificar o impacto que a inserção de GFV em quantidades massivas pode proporcionar na proteção de sobrecorrente temporizada, diferentes casos envolvendo as 9 GDs, indicadas na Figura 3, foram simulados.

Visando analisar todas as situações reais que poderiam ocorrer no alimentador da Figura 5, foi proposto um caso para cada uma das combinações possíveis envolvendo os 9 GFV, resultando em 512 casos. Como a concessionária não tem controle sobre quando os *prosumers* estão produzindo energia já que, além da intermitência inerente à geração solar, o próprio cliente ainda pode decidir se deseja gerar, é importante analisar todas as situações que podem de fato ocorrer na rede.

Assim, primeiramente foi analisado um cenário sem nenhuma GD. Depois cada uma foi inserida separadamente em seu ponto de conexão, conforme Figura 5. Posteriormente elas foram combinadas de duas em duas, de três em três e assim por diante até o último caso, onde todas as GDFV são inseridas juntas. Para cada GDFV inserida existe apenas dois estados: conectada, gerando 100% da sua potência, ou desconectada. Cada unidade de GDFV apresenta como potência máxima o valor correspondente à carga que ela está associada, por fase. Esse critério foi adotado em conformidade com a REN 482/2012, garantindo que a potência instalada da GD está limitada à potência disponibilizada para a unidade consumidora onde ela está conectada [63].

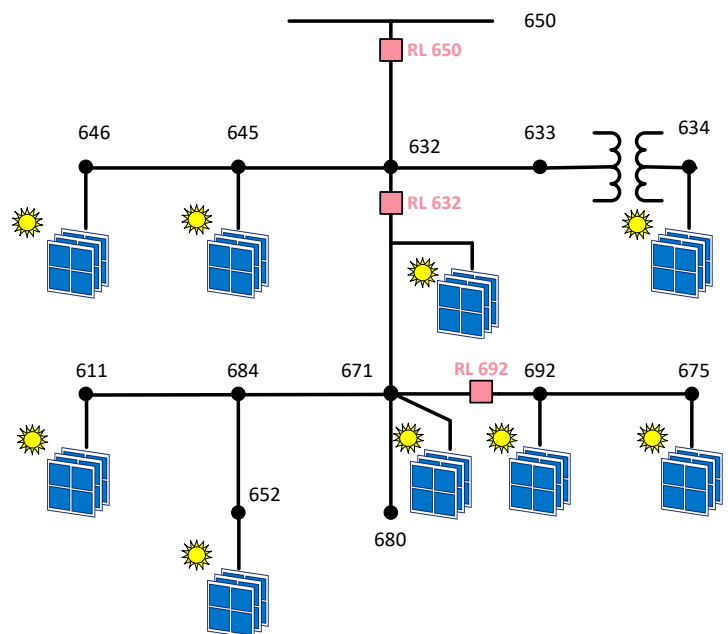
Considerando a topologia do alimentador, a potência das cargas e visando uma análise da corrente ao longo do circuito, foram propostos a inclusão de três religadores (RL) no A13N. Dessa forma, a dispersão da corrente será analisada nesses 3 pontos, conforme Figura 15. Sabe-se que as concessionárias de energia usualmente utilizam dispositivos de proteção logo na saída da subestação, o que justifica a escolha da posição do RL 650. Conforme a Tabela 3, observa-se que a carga localizada no nó 675 é uma das mais representativas do alimentador e, por isso, foi escolhido alocar um religador a montante da mesma, RL 692 na Figura 15, visando sua proteção. Por fim, o nó 632 também foi escolhido como ponto para alocação do RL 632 pois encontra-se em uma posição central do circuito, possibilitando uma análise da influência das GDFV posicionadas a montante e a jusante. Para efeitos gráficos, o religador foi posicionado abaixo dos nós.

Vale ressaltar que os religadores são os principais dispositivos de proteção utilizados pelas concessionárias para a rede de distribuição. Eles possuem unidades de sensibilização, ou seja, funções de proteção como a proteção de sobrecorrente temporizada, associadas ao elemento de desconexão. Portanto, inserir um religador no circuito equivale a alocar um ponto de medição/relé, para fins de proteção.

O estudo não avaliou as variações de potência geradas pelo GFV nem seus períodos de geração e não geração advindos da intermitência inerente à geração solar. Os resultados

bem como as análises para cada situação estão apresentados no próximo capítulo.

Figura 15 – Nós onde há dispositivos de proteção de sobrecorrente - religadores - e GDFV no alimentador A13N



## 4 RESULTADOS E DISCUSSÕES

De acordo com [39], sabe-se que para o correto ajuste da proteção de sobrecorrente temporizada é necessário conhecer a corrente de operação do trecho onde o DP está posicionado. Assim, a análise dos resultados obtidos na simulação deste trabalho está focada em avaliar como e quanto a corrente em regime permanente pode variar mediante a inserção de GDFV na rede de distribuição nos trechos onde há religadores.

Um dos grandes desafios enfrentados pelas concessionárias de energia com a inserção de GD no sistema é a falta de controle sobre a geração. As grandes usinas geradoras de energia no Brasil são controladas e despachadas por uma única central comandada pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). Já nas micro e mini GD, especificamente a FV, por outro lado, cada consumidor tem autonomia para decidir quando gerar. Além disso, existe uma intermitência associada ao Sol, pois há momentos do dia em que não há produção de energia, devido ao horário ou a baixa irradiação. Assim, o total de potência injetada na rede não é controlado.

Então, devido a série de fatores que podem influenciar a GD, mesmo com as previsões utilizadas pelas concessionárias, torna-se um desafio prever ou identificar quando cada consumidor estará gerando. Assim, as proteções de sobrecorrente, anteriormente ajustadas para um cenário específico, podem não estar adequadas para o fluxo de potência momentâneo da rede. Ou seja, percebe-se que é de completa importância identificar a variabilidade da corrente no ponto onde há proteção para cenário com GDFV.

De posse dos 512 resultados simulados, foi possível observar como a corrente de operação nos pontos de interesse, para cenários em regime permanente, pode variar. Todas as combinações possíveis entre os geradores foram consideradas, visando uma representação realística já que, de fato, todas essas situações poderiam ocorrer no alimentador. Não é escopo do presente trabalho sugerir ajustes de proteção para os cenários antes e depois da GD.

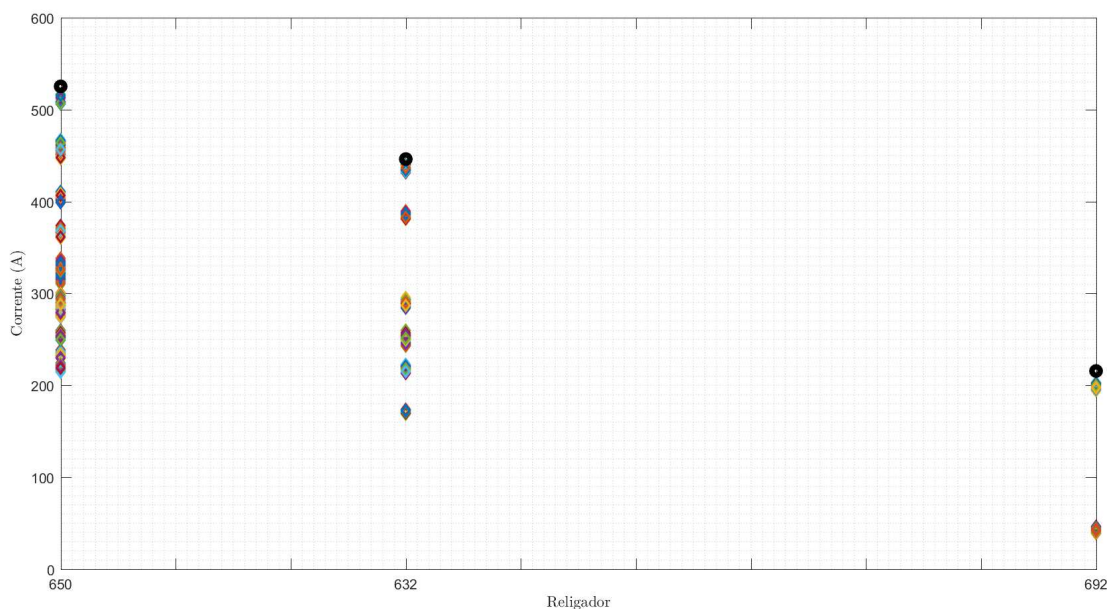
### 4.1 Variabilidade da corrente onde há proteção de sobrecorrente temporizada

Foram analisadas as correntes nos três religadores para os 512 casos propostos. Devido ao considerável número de informações e considerando que o alimentador é bastante desequilibrado, implicando em resultados divergentes por fase, cada fase foi analisada separadamente.

### 4.1.1 Fase A

A Figura 16 apresenta todos os valores de correntes encontrados nos 512 casos analisados na fase A para os três religadores. O marcador circular preto representa o valor da corrente para o caso onde não há GD conectada ao alimentador, denominado caso de referência. Observa-se que as diferentes combinações de geradores conectados resultam em valores de corrente distintos e para o religador mais próximo da subestação, 650, há uma maior quantidade de valores diferentes encontrados para a corrente. Ou seja, nesse caso os resultados foram mais dispersos implicando em uma variância maior. Enquanto isso, para o religador 692, nota-se que, apesar de apresentar valores consideravelmente menores do que o caso de referência, os valores para os 512 casos foram mais concentrados.

Figura 16 – Representação da variância da corrente em cada religador - Fase A.



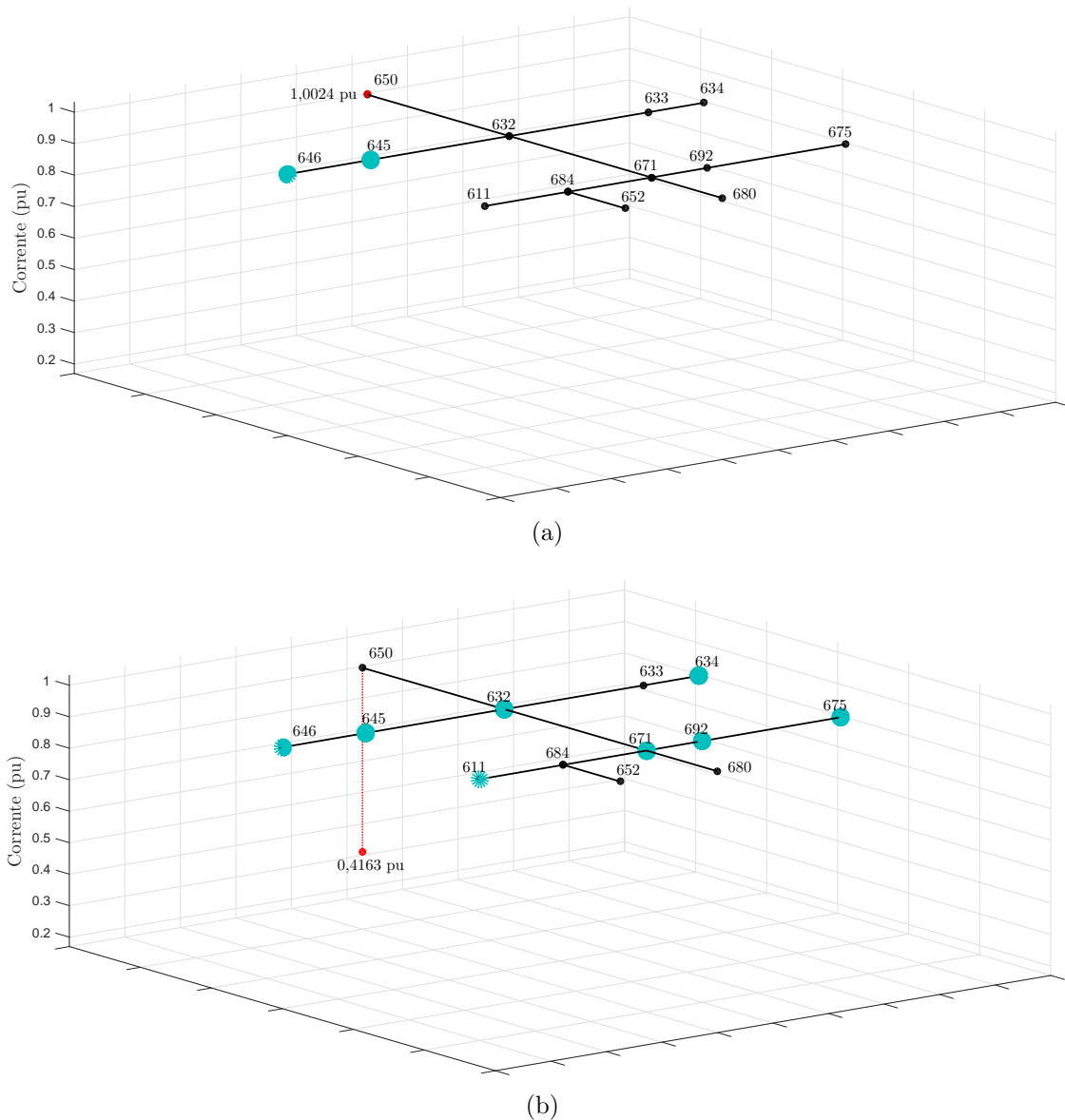
#### 4.1.1.1 Religador 650

A corrente no religador 650 para o caso de referência é 515,82 A. Ao simular todos os possíveis cenários, observa-se que a corrente nesse dispositivo pode atingir o valor de 517,07 A, o que representa um aumento de 0,24% no valor de carga. Como foi fixada uma mesma escala para todas as figuras, objetivando uma análise mais real das informações, em alguns casos, principalmente os que representam os valores máximos encontrados para a corrente, em todas as fases, não é possível verificar com clareza a variação da grandeza. Para o dispositivo 650 na fase A, isso ocorre quando somente as GDs localizadas nos nós 645 e 646 estão conectadas. Essas GDs estão conectadas em ramais bifásicos que envolvem

apenas as fases B e C. Na Figura 17 é possível observar a localização dos GFV conectados para esse caso de corrente máxima, onde os geradores conectados estão representados por esferas verdes. O ponto em vermelho representa o maior valor possível que a corrente pode atingir, em pu (por unidade).

Por outro lado, a corrente pode reduzir até um valor mínimo de 214,71 A, redução de 58,37%. O caso de mínima corrente ocorre quando as GDs localizadas nos pontos 632, 634, 645, 646, 671, 611, 692 e 675 estão conectadas, Figura 17. Da mesma forma, as GDFV conectadas para o caso onde a corrente pode atingir seu valor mínimo estão representadas por esferas verdes e o ponto em vermelho representa o menor valor de corrente, em pu, para essa situação.

Figura 17 – Localização das GDs e representação da variação da corrente para o religador 650 - Fase A: (a) caso de máxima corrente; (b) caso de mínima corrente.

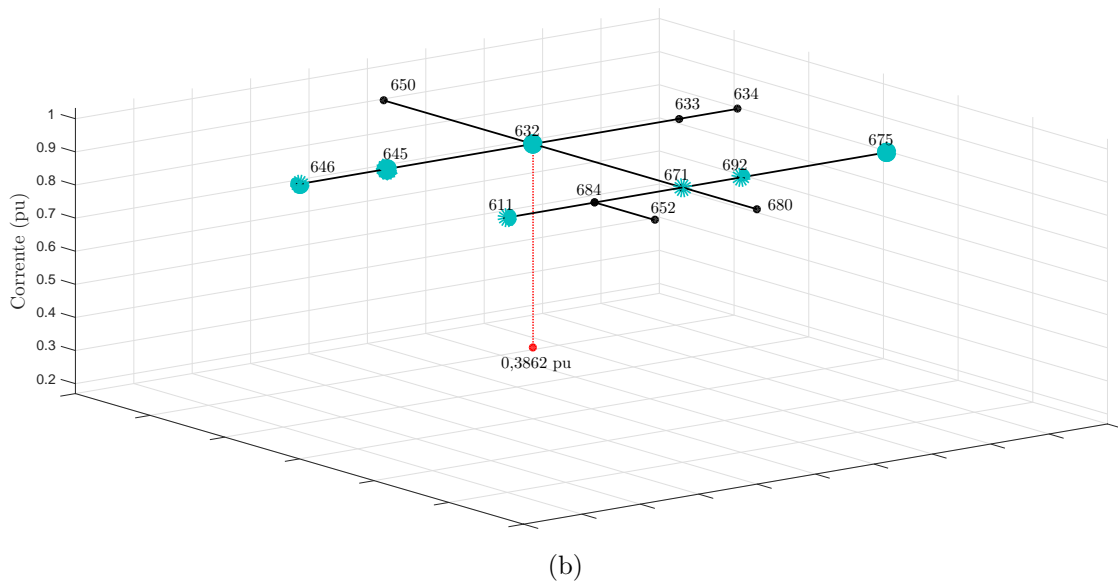
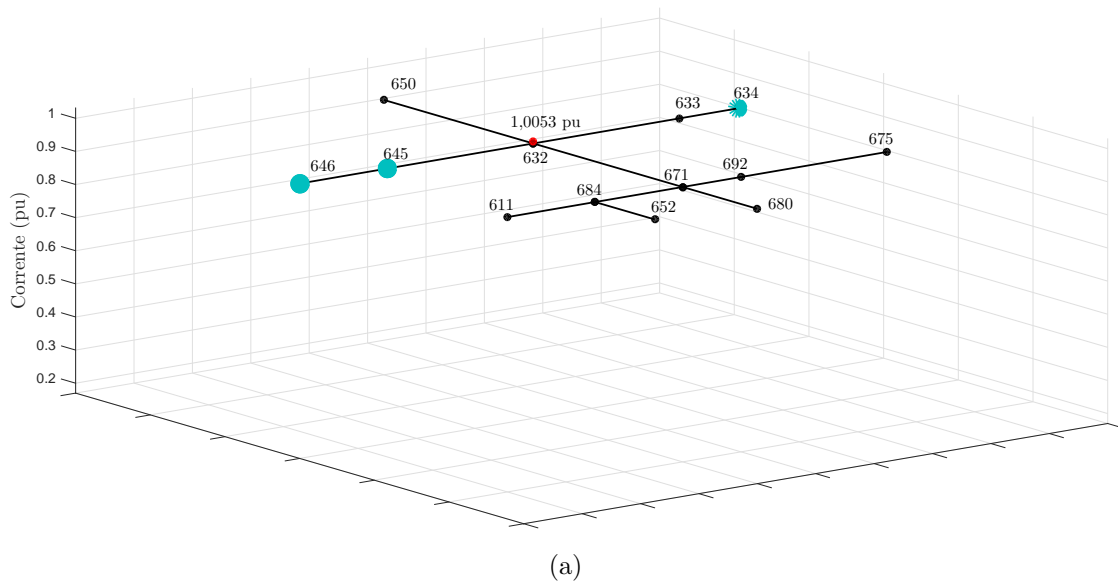


### 4.1.1.2 Religador 632

Localizado logo abaixo do nó 632, o religador 632 apresenta 437,45 A de corrente de carga para o caso de referência. O valor máximo de corrente que pode ser obtido nesse ponto com a inserção das GDs é 439,79 A. Essa variação máxima ocorre quando os geradores nos pontos 634, 645 e 646 estão conectados, configurando um aumento de 0,53% da corrente, conforme pode ser visto na Figura 18.

Para o caso mínimo, a corrente pode chegar a 168,92 A quando as GDs 632, 645, 646, 671, 611, 692 e 675 estão gerando, uma redução de 61,38%. Na Figura 18 podem ser observados a localização dos geradores para essa situação e o valor da corrente obtido em pu.

Figura 18 – Localização das GDs e representação da variação da corrente para o religador 632 - Fase A: (a) caso de máxima corrente; (b) caso de mínima corrente.

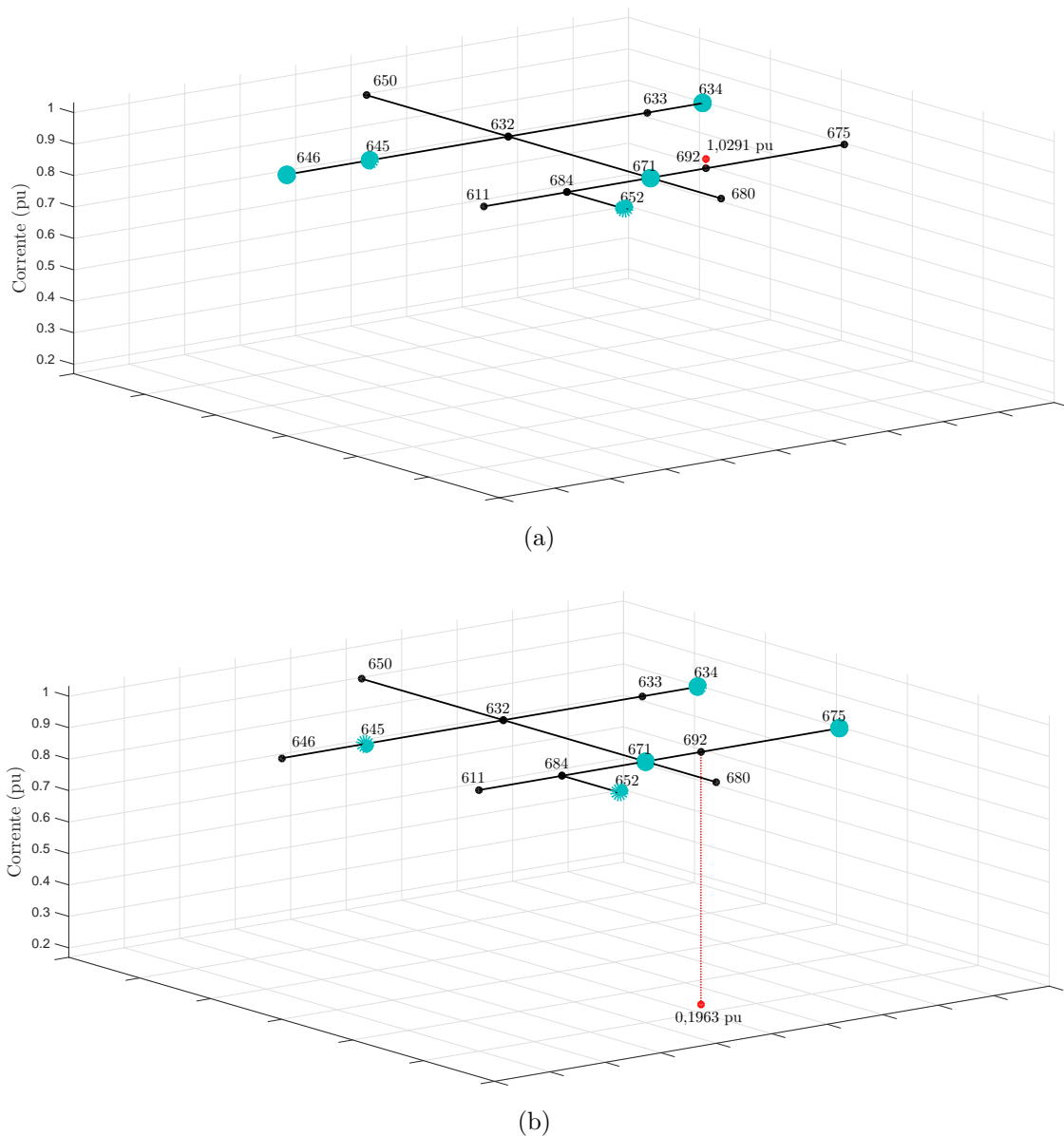


### 4.1.1.3 Religador 692

O religador 692 localizado no ramal lateral apresenta corrente de operação para o caso sem GD de 197,76 A. Quando as GDs 634, 645, 646, 671 e 652 estão conectadas, Figura 19, a corrente sofre um aumento de 2,91% e atinge 203,52 A, seu valor máximo possível, representado em pu pelo círculo vermelho.

A corrente mínima para esse religador, na fase A, é obtida quando somente os GDFV 634, 645, 671, 652 e 675 estão gerando. Essa situação implica em uma corrente de 38,81 A. Ou seja, há uma redução de 80,37%, como mostra a Figura 19.

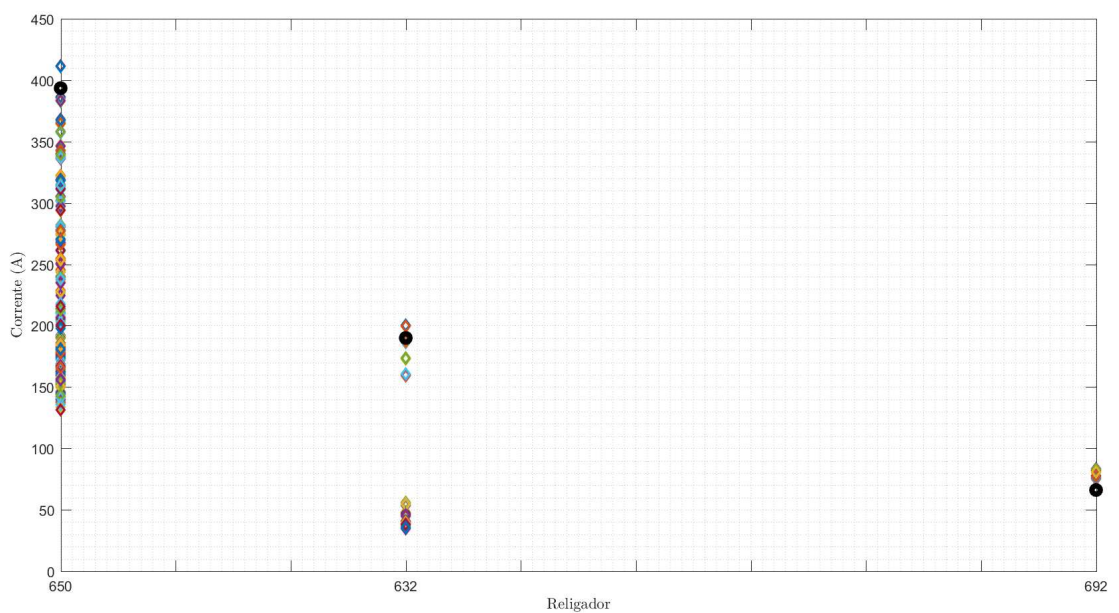
Figura 19 – Localização das GDs e representação da variação da corrente para o religador 692 - Fase A: (a) caso de máxima corrente; (b) caso de mínima corrente.



### 4.1.2 Fase B

A mesma análise foi realizada para a fase B. Como ilustra a Figura 20, nota-se mais uma vez que a variabilidade da corrente para o ponto onde o religador 650 está instalado é maior quando comparado aos demais religadores. Na comparação entre as fases, porém, percebe-se que em B há uma maior variabilidade apenas em 650. Para os religadores 632 e 692, os resultados obtidos para as correntes nos 512 casos foram mais concentrados. O marcador preto, como anteriormente, indica o valor da corrente para o caso de referência.

Figura 20 – Representação da variância da corrente em cada religador - Fase B.



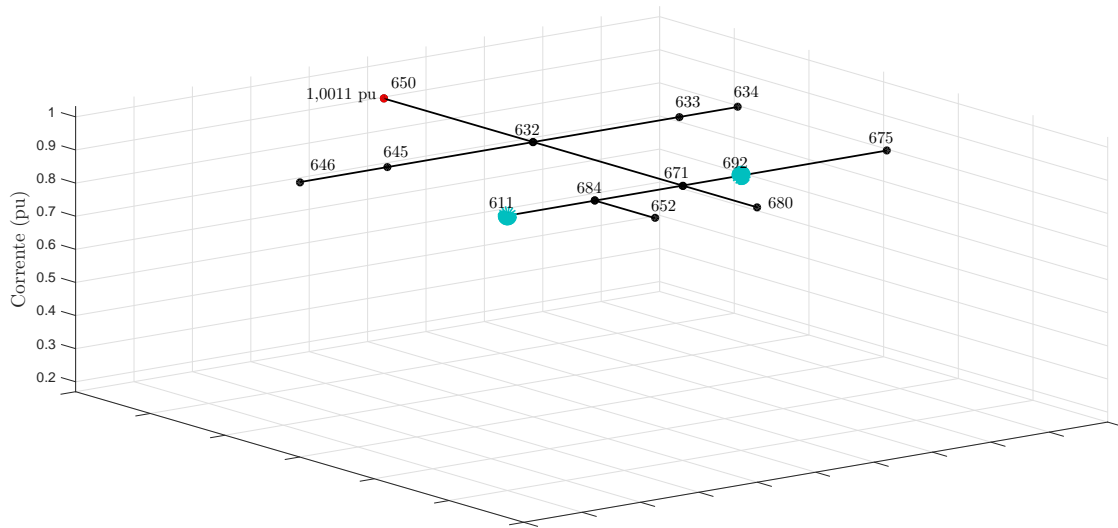
#### 4.1.2.1 Religador 650

Na fase B o religador 650 apresenta no cenário de referência 411,37 A. A máxima corrente acontece quando as GDs 611 e 692 estão ligadas, como ilustra a Figura 21. Essas GDs estão conectadas apenas na fase C. Nesse caso, o fluxo de potência devido aos geradores resulta em 411,81 A na saída da subestação, um aumento de 0,11% em comparação com o valor de carga.

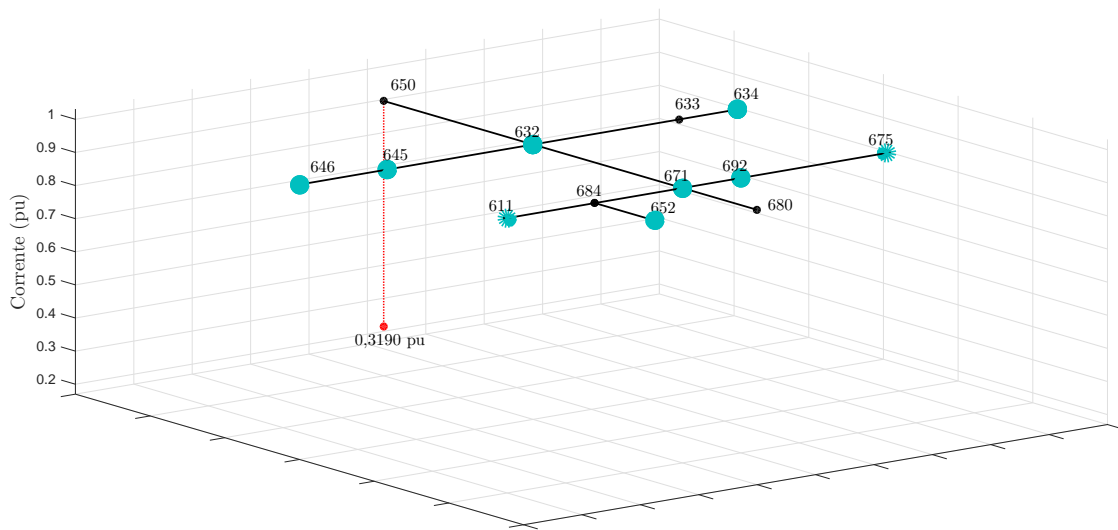
A menor corrente possível para todos os 512 casos simulados é 131,22 A. Isso ocorre quando as GDs conectadas aos nós 632, 634, 645, 646, 671, 611, 652, 692 e 675 estão gerando energia elétrica, conforme representadas pelos círculos verdes na Figura 21. Portanto, esse caso apresenta o menor valor quando todas as GDFV estão conectadas. O valor mínimo representa uma redução de 68,10% na corrente.

A variação percentual da corrente para os casos de valores máximos e mínimos estão representados em pu pelos círculos vermelhos na Figura 21.

Figura 21 – Localização das GDs e representação da variação da corrente para o religador 650 - Fase B: (a) caso de máxima corrente; (b) caso de mínima corrente.



(a)



(b)

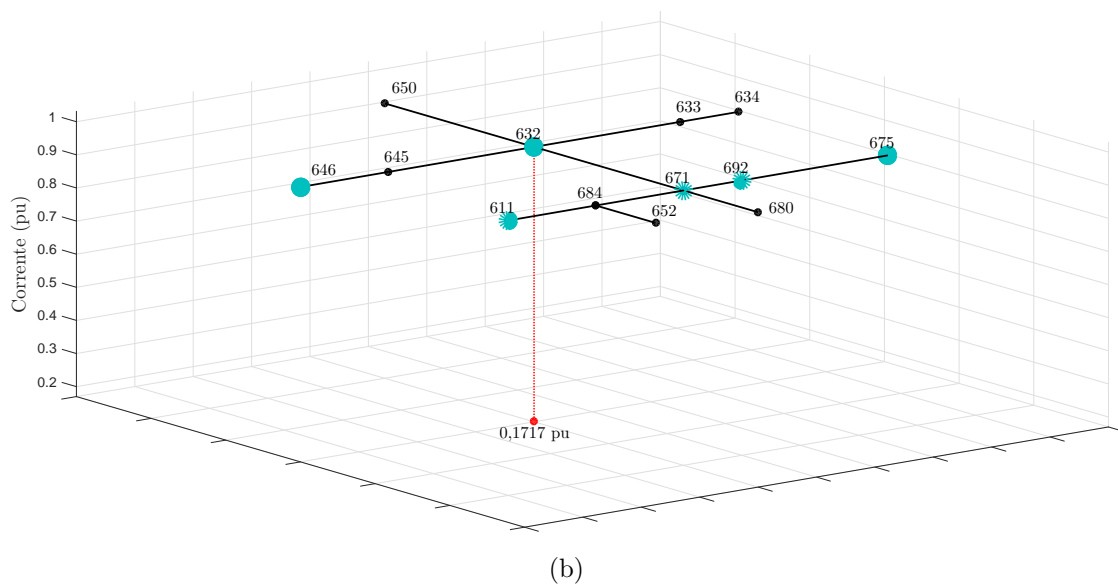
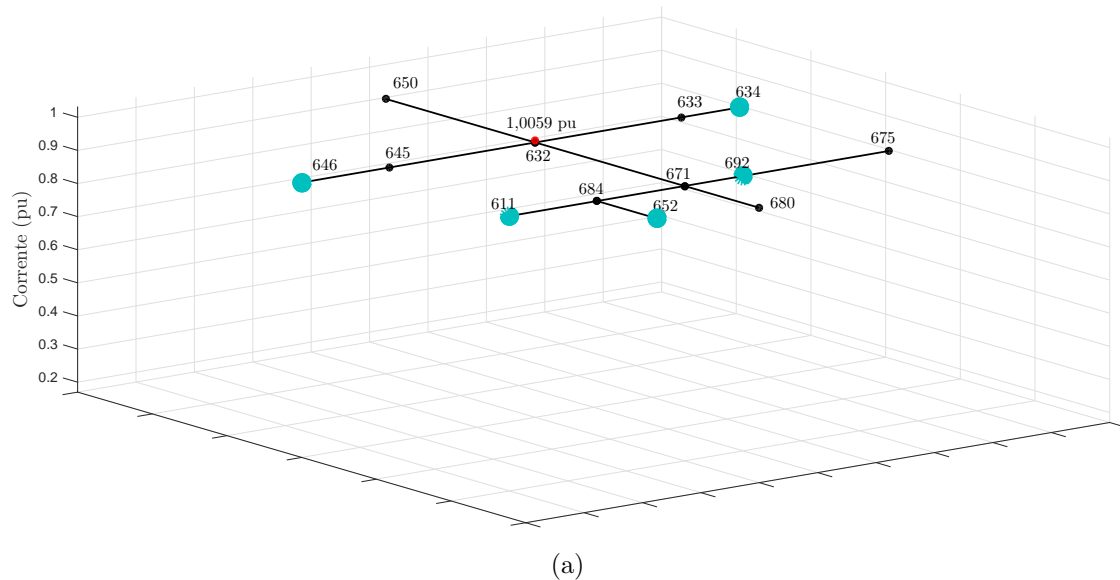
#### 4.1.2.2 Religador 632

No ponto onde o religador 632 está fixado, tem-se usualmente 199,50 A na fase B. Quando as GDs localizadas em 634, 646, 611, 652 e 692 estão conectadas, Figura 22, a corrente pode atingir 200,68 A, o que representa um acréscimo de 0,59%.

A corrente pode atingir 34,25 A, seu valor mínimo, quando há geração nos nós 632, 646, 671, 611, 692 e 675. Na Figura 22 é possível visualizar as localizações dos geradores

conectados e o decréscimo da corrente, que atinge a ordem de 82,83%, a maior variação entre todas as fases e casos analisados.

Figura 22 – Localização das GDs e representação da variação da corrente para o religador 632 - Fase B: (a) caso de máxima corrente; (b) caso de mínima corrente.

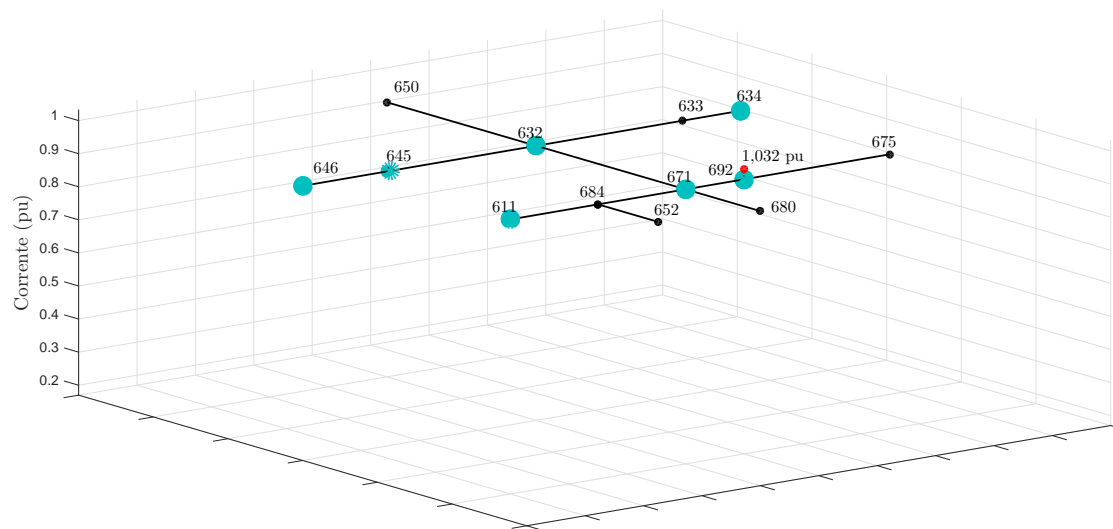


#### 4.1.2.3 Religador 692

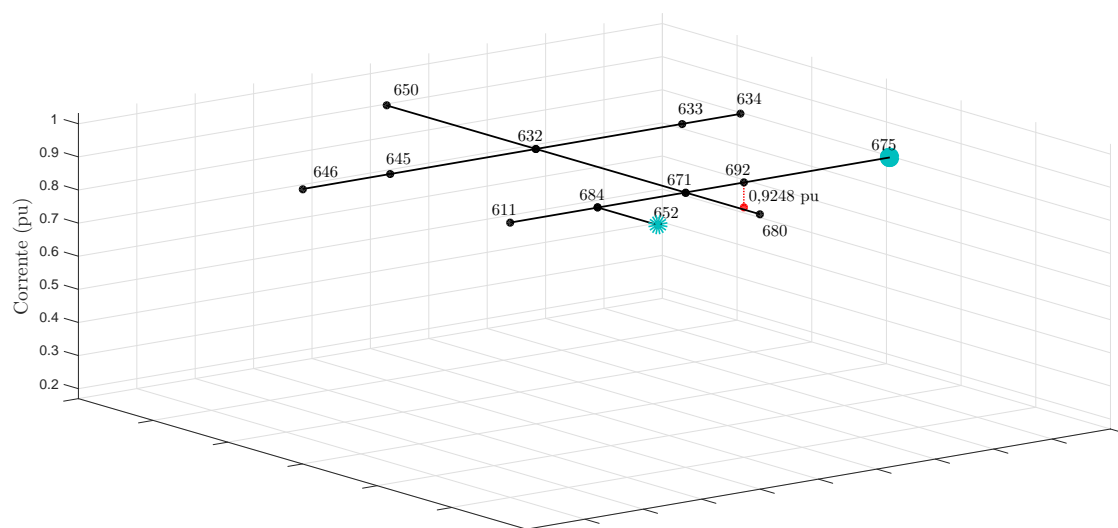
A corrente de operação do religador 692 para o caso onde não há GD no alimentador é 80,99 A. A máxima corrente que pode ser obtida nesse ponto é 83,44 A, uma diferença de 3,02%. Esse valor é alcançado quando há inserção de GDFV nos nós 632, 634, 645, 646, 671, 611 e 692, como mostra a Figura 23.

Com as GDs 652 e 675 ligadas, de acordo com a Figura 23, a corrente nesse religador atinge seu valor mínimo, chegando a 74,90 A - redução de 7,52%.

Figura 23 – Localização das GDs e representação da variação da corrente para o religador 692 - Fase B: (a) caso de máxima corrente; (b) caso de mínima corrente.



(a)



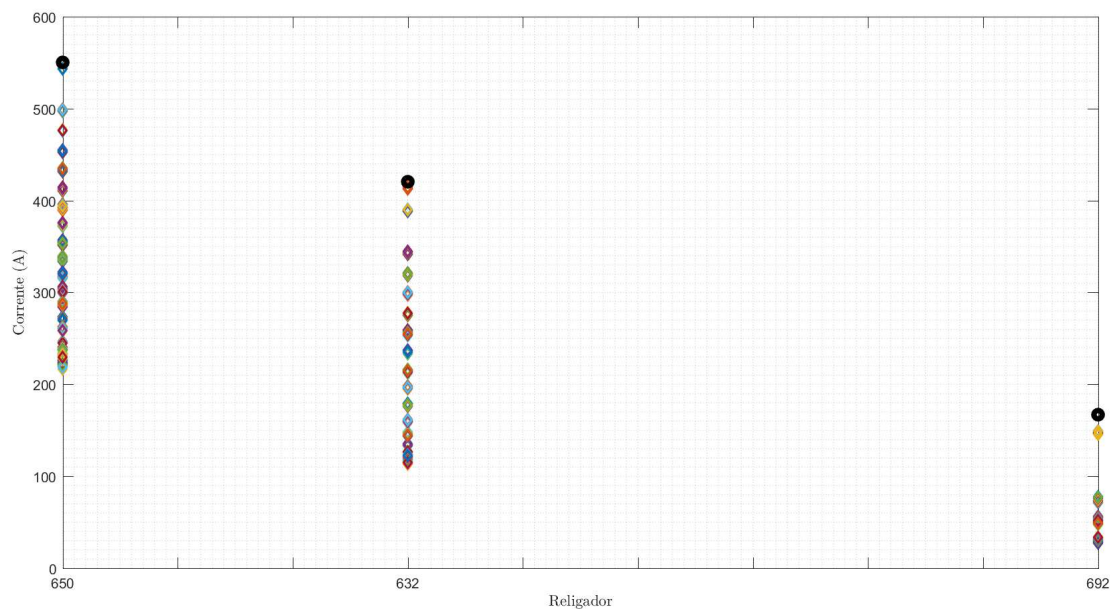
(b)

### 4.1.3 Fase C

A variabilidade da corrente para os três religadores da fase C apresentou características interessantes, como mostra a Figura 24. Nota-se, ao comparar com as demais fases, que os valores nos três dispositivos da fase C sofreram um espalhamento maior. Analisando especificamente os religadores 632 e 692, é possível observar que a variabilidade da corrente nesses pontos para a fase C é muito mais significativa. Uma vez mais, os marcadores circulares pretos indicam os valores da corrente para o caso referência.

Assim como nas outras fases, embora não esteja claro na Figura 24, existem valores de correntes encontrados acima do valor de referência.

Figura 24 – Representação da variância da corrente em cada religador - Fase C.

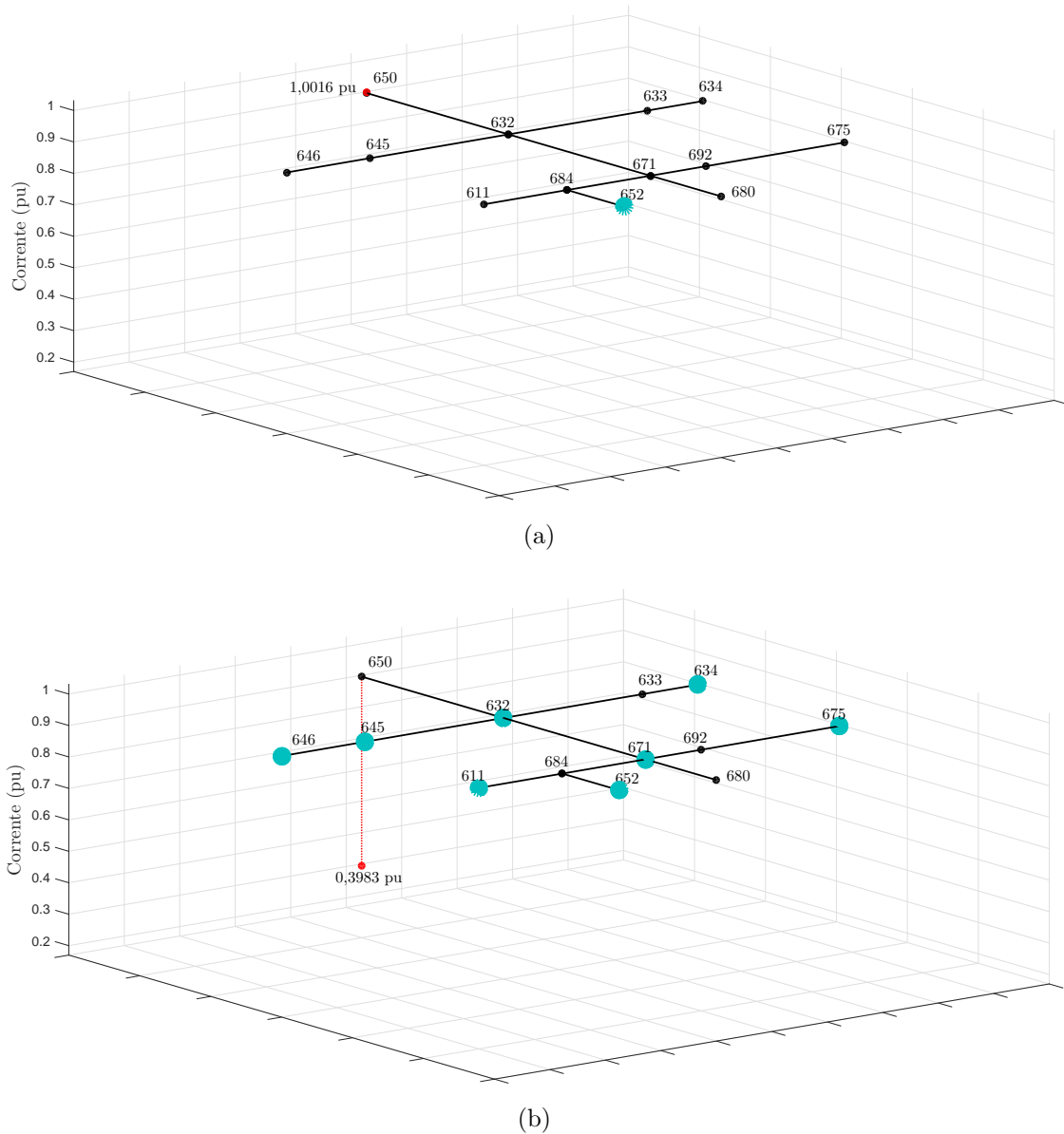


#### 4.1.3.1 Religador 650

A corrente no religador 650 em regime permanente para o caso sem GD é 543,07 A. Quando há geração conectada somente ao nó 652, situado em um trecho monofásico, fase A, a corrente atinge seu valor máximo no ponto analisado, 543,96 A. A Figura 25 representa esse cenário onde há um aumento de 0,16% no valor da corrente de carga.

O valor mínimo, 216,30 A, redução de 60,17% da corrente de operação, é obtido quando as GDs 632, 634, 645, 646, 671, 611, 652 e 675 estão ligadas, Figura 25.

Figura 25 – Localização das GDs e representação da variação da corrente para o religador 650 - Fase C: (a) caso de máxima corrente; (b) caso de mínima corrente.

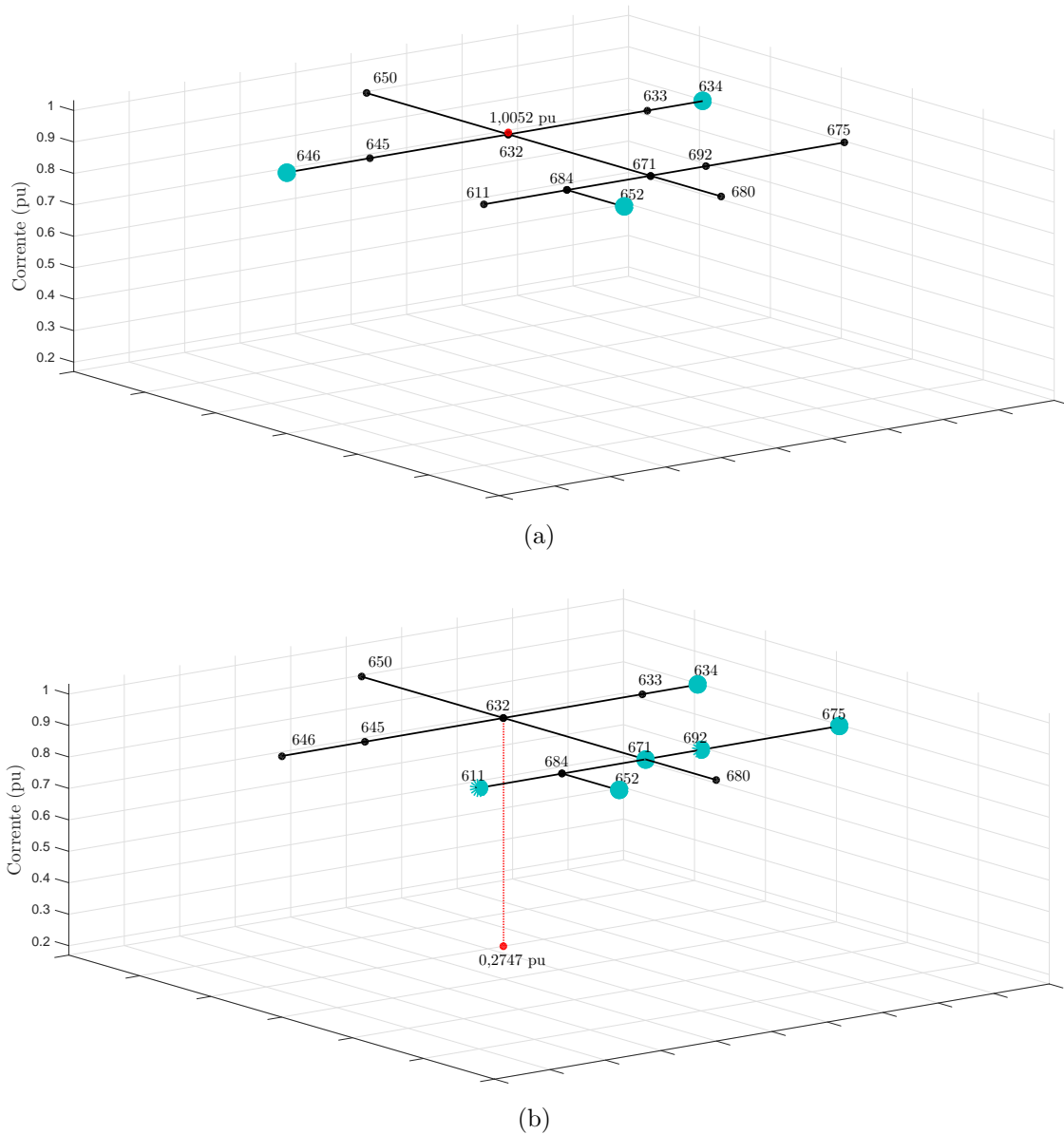


#### 4.1.3.2 Religador 632

No religador 632, para a fase C, o valor de operação da corrente de referência é 412,60 A. O valor máximo encontrado nesse ponto é 414,74 A e ocorre quando as GDs 634, 646 e 652 estão conectadas, Figura 26, causando um aumento de 0,52% na corrente de carga.

Já quando as GDs 634, 671, 611, 652, 692 e 675 estão ligadas, a corrente no nó 632 atinge seu valor mínimo: 113,35 A. Isso representa uma redução de 72,53%, conforme pode ser visto na Figura 26.

Figura 26 – Localização das GDs e representação da variação da corrente para o religador 632 - Fase C: (a) caso de máxima corrente; (b) caso de mínima corrente.

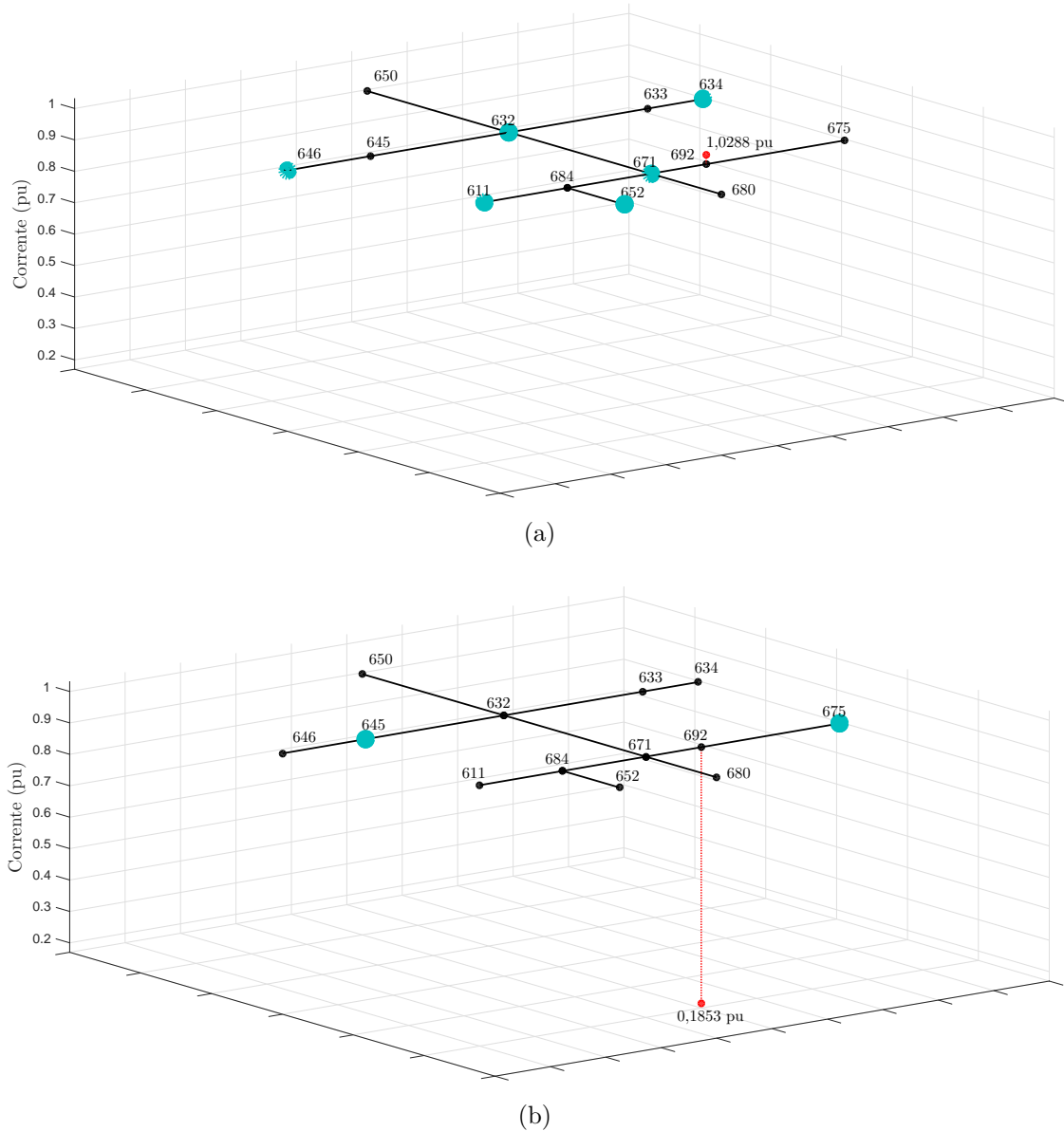


#### 4.1.3.3 Religador 692

No religador 692, mais distante da subestação, a corrente para o caso sem GD é 145,17 A. O valor máximo encontrado para esse ponto atingiu 149,66 A. Isso ocorre quando as gerações dos pontos 632, 634, 646, 671, 611 e 652 estão conectadas, Figura 27, e implica em um aumento de 2,88% da corrente.

Já o caso do valor mínimo ocorre quando as GDs 645 e 675 estão conectadas ao alimentador. Essa situação proporciona uma corrente de 26,96 A no nó, o que representa uma considerável redução, 81,47 %, de acordo com a Figura 27.

Figura 27 – Localização das GDs e representação da variação da corrente para o religador 692 - Fase C: (a) caso de máxima corrente; (b) caso de mínima corrente.



#### 4.1.4 Análise da variabilidade

A Tabela 11 apresenta os valores das correntes máximas e mínimas e suas respectivas variações nas três fases para cada um dos três religadores. Valores de  $\Delta$  negativo indicam uma redução da corrente.

De uma forma geral nota-se que com a inserção de GDFV na rede o possível percentual de aumento que a corrente pode sofrer é muito menor do que o percentual de redução. Enfatizando uma vez mais, esses são os casos extremos. Ou seja, a corrente no religador pode atingir qualquer valor dentro desse intervalo. Como via de regra uma das vantagens esperadas da geração distribuída é a melhora do perfil de tensão [9], uma redução de corrente é esperada. O interessante é que a variação nos pontos analisados

atingiu valores muito significativos, chegando a reduzir 80%.

Tabela 11 – Variação das correntes nos três alimentadores para as fases A, B e C em relação ao valor de carga.

Religador	A		B		C		
	Valor (A)	$\Delta(\%)$	Valor (A)	$\Delta(\%)$	Valor (A)	$\Delta(\%)$	
650	Mínimo	214,71	-58,37	131,22	-68,10	216,30	-60,17
	Sem GD	515,82	-	411,37	-	543,07	-
	Máximo	517,07	0,24	411,81	0,11	543,96	0,16
632	Mínimo	168,92	-61,38	34,25	-82,83	113,35	-72,53
	Sem GD	437,45	-	199,50	-	412,60	-
	Máximo	439,79	0,53	200,68	0,59	414,74	0,52
692	Mínimo	38,81	-80,37	74,90	-7,52	26,96	-81,47
	Sem GD	197,76	-	80,99	-	145,47	-
	Máximo	203,52	2,91	83,44	3,02	149,66	2,88

Apesar de já ilustrado nas Figuras 17, 18, 19, 21, 22, 23, 25, 26 e 27, a Tabela 12 auxilia na comparação de quais GDs estão conectadas em cada um dos casos. Para os valores mínimos de corrente em todas as fases no religador 650, mais próximo à subestação, nota-se que as GDs 632, 634, 645, 646, 671, 611 e 675 estão conectadas. Já para as situações onde a corrente atingiu seu valor máximo, não houve semelhança entre as fases. Como o alimentador é bastante desequilibrado e para esse ponto de análise todas as GDs encontram-se mais distantes do DP e a jusante do mesmo, os resultados da variabilidade máxima da corrente são levemente atenuados, conforme Figuras 16, 20, 24 e Tabela 11. A característica em comum que vale a pena ser destacada é que as gerações conectadas quando a corrente atinge seu valor máximo, em todas as fases, são monofásicas ou bifásicas e contemplam apenas as outras fases e não a de análise.

Ao observar o religador 632, nota-se que para as três fases os casos que resultam em valores mínimo de corrente contemplam a geração nos nós 671, 611, 692 e 675. Já para os casos onde a corrente atinge valores máximos, as GDs 634 e 646 estavam presentes.

Para o religador mais afastado na subestação, 692, observa-se que somente a GD conectada à jusante do mesmo, 675, está presente em todos os casos onde a corrente no dispositivo apresenta valores mínimos, para as três fases. Já para os casos de máxima corrente, em todas as fases, os geradores 634, 646 e 671 estavam conectados ao alimentador.

Para as correntes máximas, observa-se que foram encontrados casos onde a mesma encontra-se ligeiramente superior ao valor da corrente de operação para o caso sem GD, contrariando o teorema de superposição das correntes. Não é possível explicar com certeza o motivo disso e em alguns casos as GDs conectadas nos casos onde a corrente resultou em valores máximos não estavam associadas às fases analisadas, o que pode ser um indício

de erro por aproximações ou algarismos significativos.

Tabela 12 – GDs conectadas no alimentador para os casos de máxima e mínima corrente nos três religadores para as três fases.

Religador	Corrente	Fases		
		A	B	C
650	Mínima	632 - 634 - 645	632 - 634 - 645	632 - 634 - 645
		646 - 671 - 611 692 - 675	646 - 671 - 611 652 - 692 - 675	646 - 671 - 611 652 - 675
	Máxima	645 - 646	611 - 692	652
632	Mínima	632 - 645 - 646	632 - 646 - 671	634 - 671 - 611
		671 - 611 - 692 675	611 - 692 - 675	652 - 692 - 675
	Máxima	634 - 645 - 646	634 - 646 - 611 652 - 692	634 - 646 - 652
692	Mínima	634 - 645 - 671	652 - 675	645 - 675
		652 - 675		
	Máxima	634 - 645 - 646 671 - 652	632 - 634 - 645 646 - 671 - 611 692	632 - 634 - 646 671 - 611 - 652

Comparando as variações totais, incluindo aumento e redução de corrente, de cada religador por fase, Tabela 13, observou-se que dependendo do nó onde o religador se encontra, a fase que mais sofre variação de corrente muda. Para obter uma análise geral da situação, a média das variações das fase para cada religador foi calculada. Assim, constatou-se que, na média, o religador 632 é o que sofre maior variação. Como esse religador está localizado em um nó mais central, quando comparado aos demais, sofre com a injeção de potência das GDs a montante e a jusante. Os religadores 650 e 692 tendem a sofrer menores variações médias de corrente devido às suas localizações, mais aos extremos do alimentador. Assim, acabam sendo mais impactados pelos geradores a jusante.

Tabela 13 – Variação total das correntes de cada religador para cada uma das três fases em relação ao valor de carga.

Religador	Variação Total (%)			
	A	B	C	Média
650	58,61	68,21	60,33	62,38
632	61,91	83,42	73,05	72,79
692	83,28	10,54	84,35	59,39
Média	67,93	54,06	72,58	-

Em relação as fases, A e C apresentam uma média da variação maior. Essas são justamente as duas fases mais carregadas, conforme apresentado na seção 3.1.1. Como a potência da GDFV está relacionada com a da carga em cada ponto, e conseqüentemente

em cada fase, a potência das fases pode influenciar na variação média total que a corrente sofre.

Dos resultados obtidos para variação da corrente no religador, não foi possível extrair nenhuma regra que defina completamente o comportamento da corrente de acordo com a GDFV inserida. Em alguns religadores e para algumas fases foi possível observar particularidades em comum, para os casos de máxima e mínima corrente. Observou-se que os casos de mínima corrente não ocorrem necessariamente quando todas as GDFV estão conectadas. Além disso, os casos onde a corrente atingiu seus valores máximos não foram os casos sem GDFV conectada no alimentador. Em quase todas as situações, GFV conectados em fases diferentes das de análise estavam conectadas nos casos resultantes dos valores máximos.

#### 4.1.4.1 Impacto da variabilidade na proteção 51

Por fim, fica evidente que para todos os religadores, nas três fases, houve um grande decréscimo da corrente. Conforme mencionado, para correto ajuste da proteção de sobrecorrente temporizada, é imprescindível conhecer a corrente de carga [39]. Essa é necessária para ajustar a corrente de *pickup* no religador, ou seja, corrente de partida.

Com a análise em regime permanente, concluiu-se que ao inserir GDFV na rede de distribuição pode haver um decréscimo da corrente de carga e, assim, o valor de *pickup* originalmente ajustado pode não ser atingido. Dessa maneira, a função 51 pode não operar para casos de sobrecarga e fazer com que em caso de curto-circuito no alimentador, a rede permaneça alimentando a falta. Para um cenário com GDFV, portanto, seria possível admitir uma redução no valor da corrente de *pickup*, aumentando assim a sensibilidade do dispositivo de proteção perante à falta.

Na Figura 28 está representado, através de um coordenograma, um exemplo ilustrando como o ajuste de *pickup* faz diferença na curva de proteção de fase do dispositivo, para a fase A. Para esse caso, foram considerados religadores do tipo NOJA RC-10 apenas pela simplicidade de parametrização, pela base de dados disponível da autora e pela maior diversidade de curvas e *dial* que esse equipamento apresenta. Em vermelho, tem-se a curva de proteção da função 51 ajustada para um caso sem GD. A partir de aproximadamente 6.000 A a curva torna-se horizontal e perde a sua característica de tempo inverso em função simplesmente de particularidades do equipamento. A curva azul representa um ajuste hipotético para o caso do estudo onde a corrente apresenta menor valor possível, ou seja, o *pickup* foi reajustado conforme a corrente de operação do novo cenário momentâneo, cerca de 60% menor.

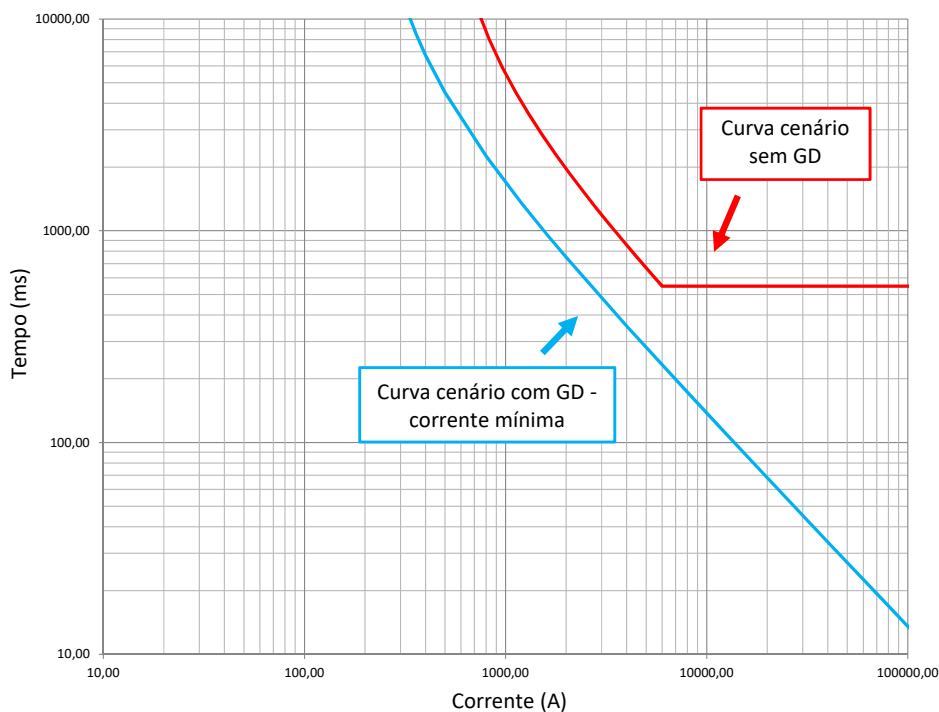
Nesse caso, especificamente, apenas com objetivo de comparação entre os valores de *pickup*, foram utilizadas nas duas curvas o mesmo *dial* (0,50) e o mesmo tipo de curva de tempo inverso: IEC Muito Inversa. Assim, deixa-se claro que a curva azul poderia estar

ainda mais sensível caso fosse ajustava com valores menores de *dial* ou outro tipo de curva IEC. Como sabe-se que podem ocorrer faltas de valores menores do que o *pickup* da curva vermelha, já que, ao inserir a GD há redução da corrente, a proteção ajustada para o caso sem geradores na rede poderia não atuar.

A curva azul, mostra que, além do correto ajuste de *pickup* para o novo cenário, a proteção poderia operar mais rapidamente, eliminando o curto-circuito em menos tempo e aumentando, assim, a sensibilidade do relé/religador à falta. O mesmo pensamento é utilizado para as curvas de neutro ajustadas para os DP. Como o valor da corrente de partida de neutro é calculada através da soma vetorial das correntes de fase, o valor para o neutro também diminui. Ajustes de proteção de neutro com *pickup* reduzido são interessantes no auxílio de detecção de faltas de alta impedância.

Não é objetivo desse trabalho propor ajustes de proteção para os cenários sem e com GDFV. A Figura 28 retrata apenas um exemplo evidenciando os possíveis problemas que poderiam surgir mediante a modificação das correntes de carga oriundas da alta penetração de GDFV na rede de distribuição.

Figura 28 – Curva de coordenação para o caso de referência e com a mínima corrente possível - Religador 632 - Fase A



## 4.2 Análises Complementares

Com os resultados obtidos nas simulações, foi possível realizar outros estudos além do escopo principal do trabalho. As análises complementares visam identificar quais parâmetros das GDFV podem influenciar de fato nas características da rede de distribuição.

### 4.2.1 Número de GDs conectadas à rede

Uma das hipóteses levantadas durante a pesquisa foi se e como a quantidade de geradores fotovoltaicos conectados à rede poderia interferir na variação da corrente nos pontos de análise.

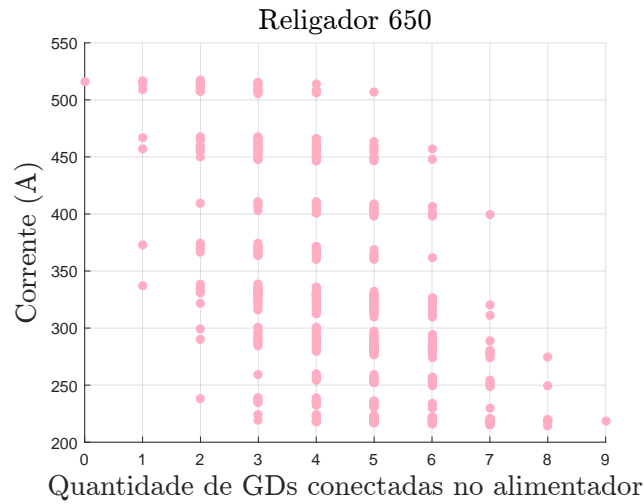
As Figuras 29, 30 e 31 apresentam a comparação do número de GDs conectados no alimentador e a corrente em cada ponto onde há religador. Cada figura ilustra uma fase específica onde o eixo das abscissas representa a quantidade de unidades de GFV conectadas no alimentador e o eixo das ordenadas a corrente encontrada no religador que está sendo analisado. Para todos os casos foram obtidos valores de correntes iguais ou semelhantes para diferentes números de GDFV conectadas.

Portanto, o número de unidades conectadas no alimentador não é um fator preponderante para determinar a corrente no ponto dos dispositivos de proteção. Como a potência de cada GDFV instalada na rede é diferente, variando de acordo com a potência contratada no ponto, esse resultado era esperado.

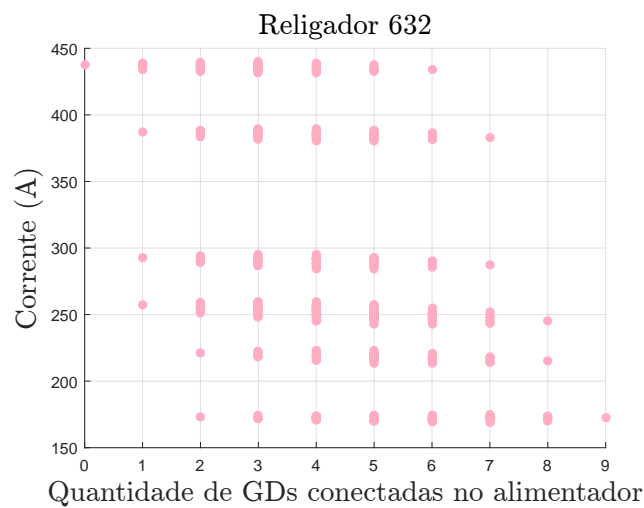
De uma forma geral todas as fases apresentaram comportamento semelhante nos três pontos onde há DP. Na fase A, entretanto, observa-se que os valores encontrados para as correntes nos religadores 632 e 692, de acordo com o número de GDFV conectadas, estão mais concentrados como foi anteriormente discutido. A fase C apresentou valores mais dispersos para corrente, principalmente no religador 692.

Para todas as fases e religadores, foi observada uma certa divisão em patamares de corrente. Esse comportamento torna-se mais evidente à medida que os religadores se distanciam da subestação.

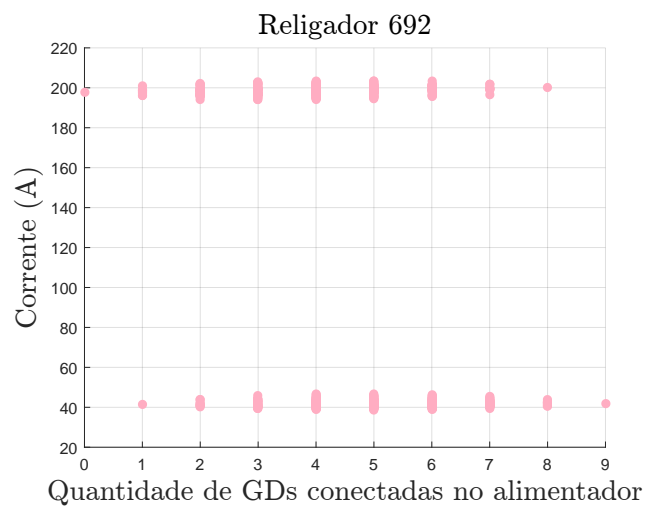
Figura 29 – Comparação do número de GDFV conectadas na fase A do alimentador com a corrente obtida: (a) valores de correntes obtidos no religador 650; (b) valores de correntes obtidos no religador 632; (c) valores de correntes obtidos no religador 692.



(a)

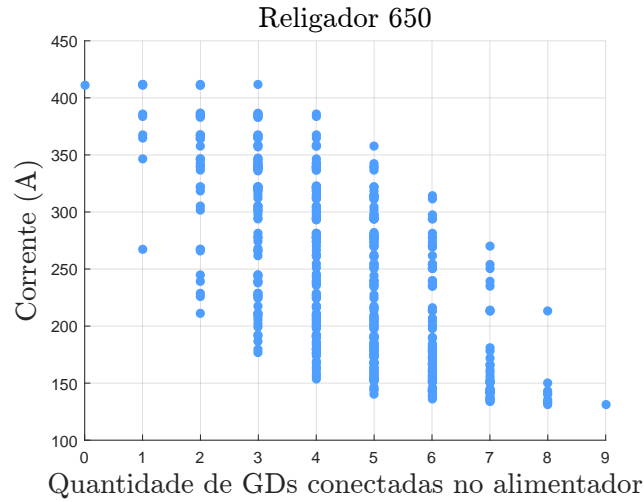


(b)

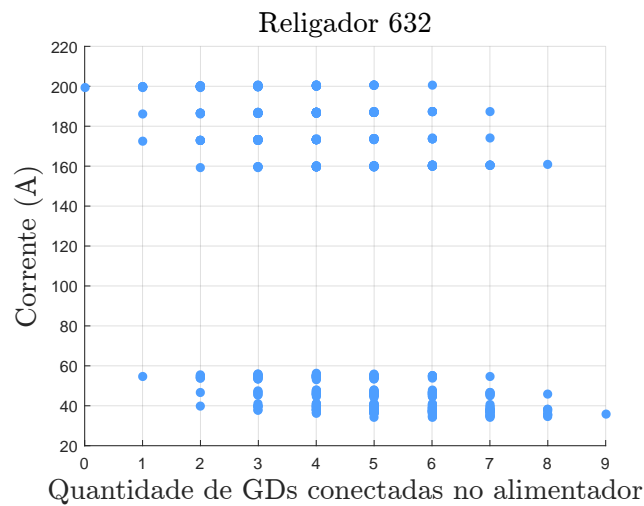


(c)

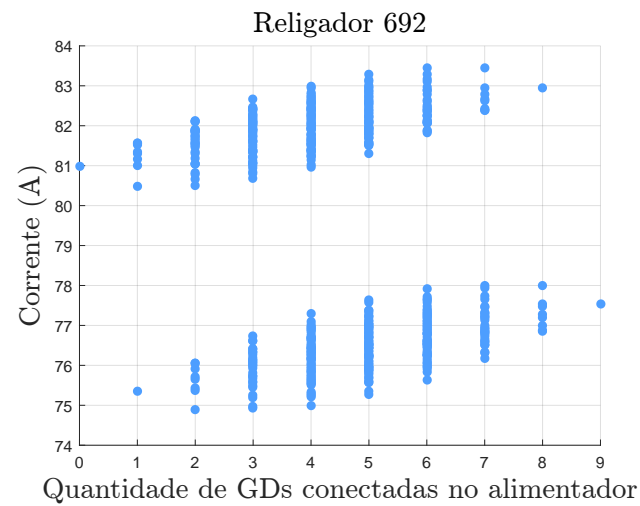
Figura 30 – Comparação do número de GDFV conectadas na fase B do alimentador com a corrente obtida: (a) valores de correntes obtidos no religador 650; (b) valores de correntes obtidos no religador 632; (c) valores de correntes obtidos no religador 692.



(a)

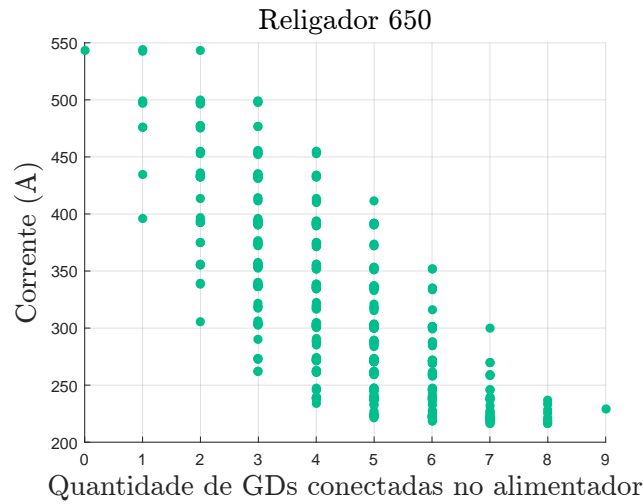


(b)

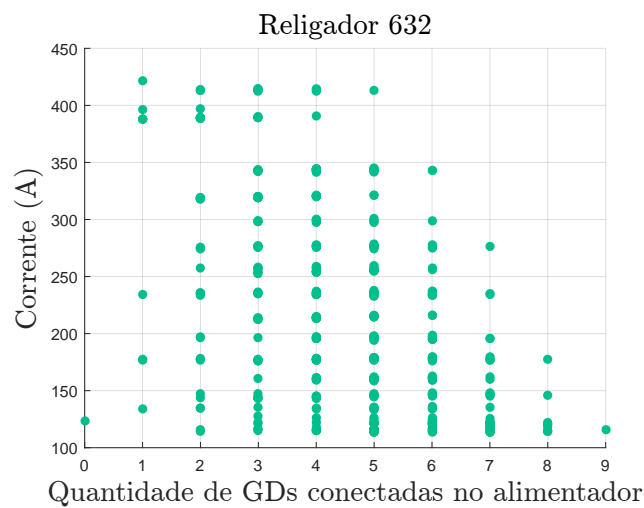


(c)

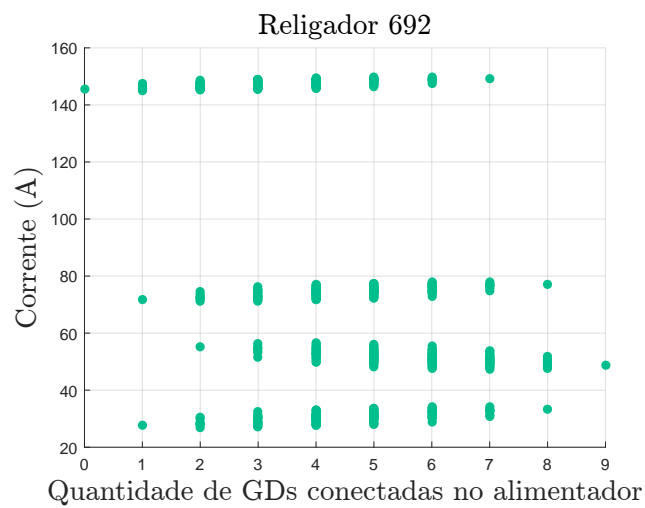
Figura 31 – Comparação do número de GDFV conectadas na fase C do alimentador com a corrente obtida: (a) valores de correntes obtidos no religador 650; (b) valores de correntes obtidos no religador 632; (c) valores de correntes obtidos no religador 692.



(a)



(b)



(c)

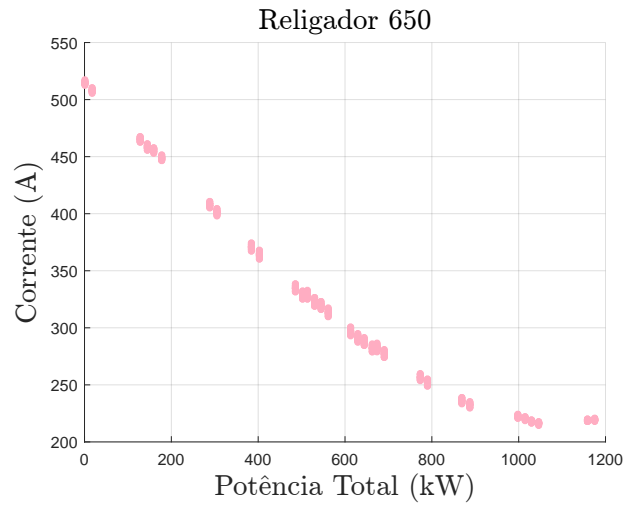
## 4.2.2 Potência das GDs conectadas à rede

Conforme visto, a quantidade de geradores fotovoltaicos conectados a rede não é um fator que impacta diretamente na variação da corrente nos pontos de análise. Assim, a influência da potência total de todas as GDs conectadas também foi analisada para concluir se esse é o parâmetro influente para a variabilidade da corrente de carga.

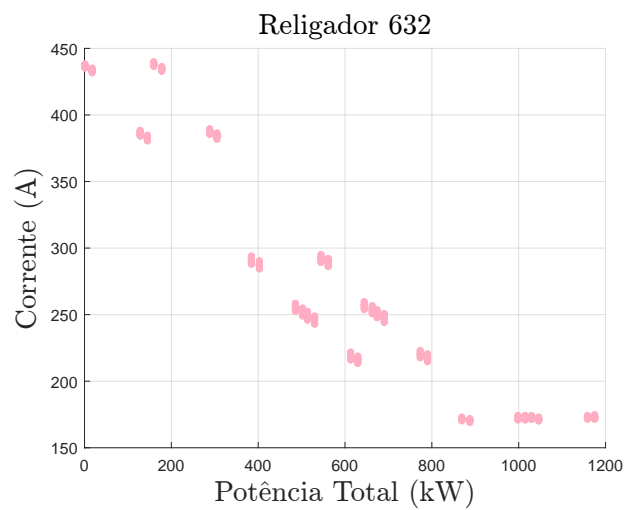
As Figuras 32, 33 e 34, que também analisam separadamente cada uma das três fases, constatam que combinações de diferentes geradores podem resultar em potências totais semelhantes. Ou seja, o número de GDFV foi variado e a corrente foi analisada baseada na potência total inserida na rede (soma das potências de cada GD em cada caso analisado). No eixo das abscissas está representada a potência total injetada no alimentador através das GDFV e no eixo das ordenadas os valores das correntes em cada religador analisado.

Observa-se que, em todas as fases e para todos os pontos onde há religadores existem valores de correntes iguais ou muito próximos para diferentes potências totais. Portanto, a potência total de todas as GDFV conectadas a um alimentador também não é determinante para o desvio da corrente.

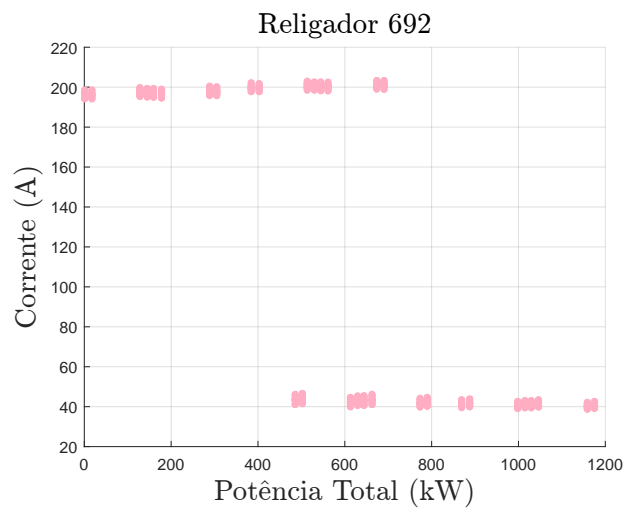
Figura 32 – Comparação da potência total das GDs e a corrente obtida na fase A: (a) valores de correntes obtidos no religador 650; (b) valores de correntes obtidos no religador 632; (c) valores de correntes obtidos no religador 692.



(a)

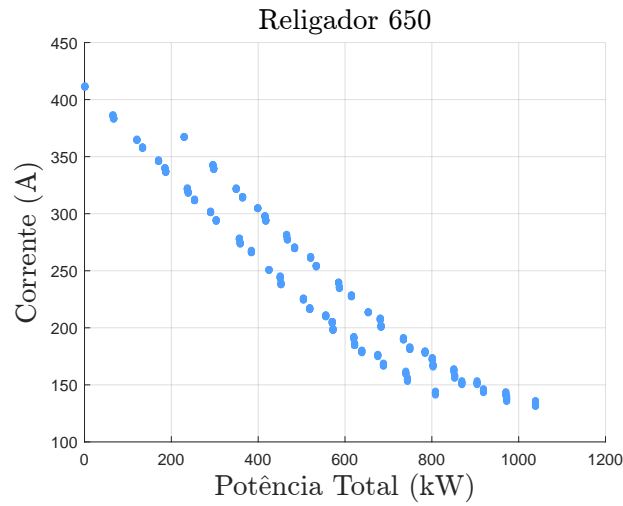


(b)

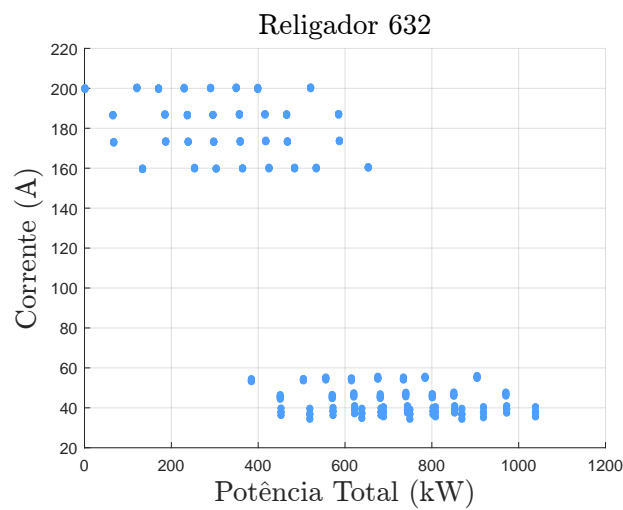


(c)

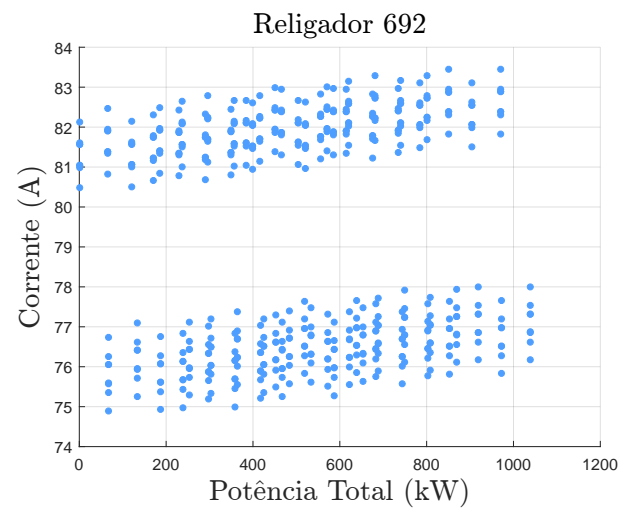
Figura 33 – Comparação da potência total das GDs e a corrente obtida na fase B: (a) valores de correntes obtidos no religador 650; (b) valores de correntes obtidos no religador 632; (c) valores de correntes obtidos no religador 692.



(a)

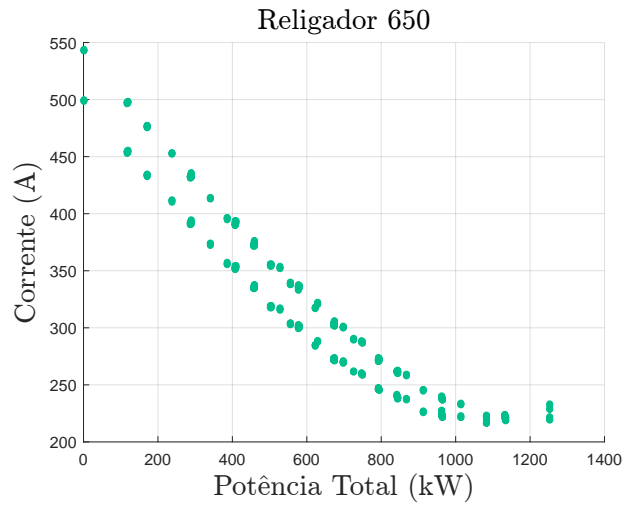


(b)

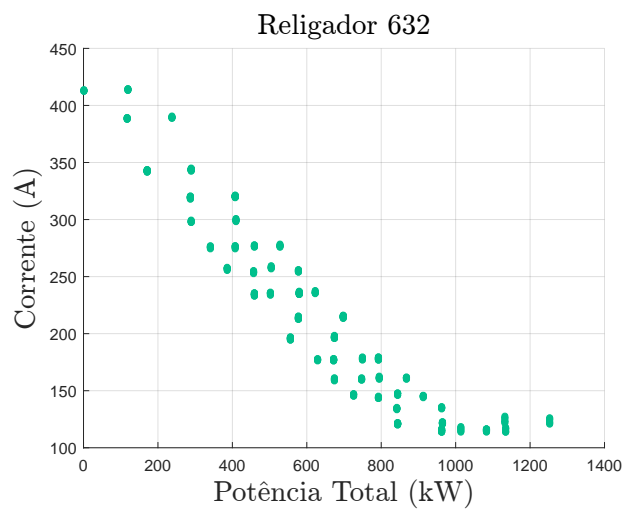


(c)

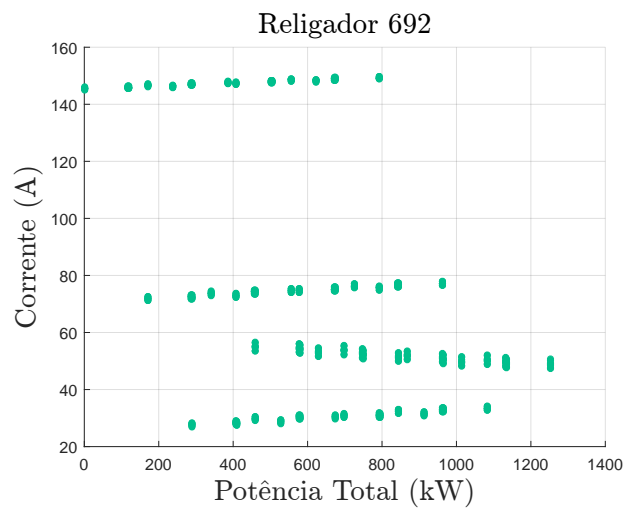
Figura 34 – Comparação da potência total das GDs e a corrente obtida na fase C: (a) valores de correntes obtidos no religador 650; (b) valores de correntes obtidos no religador 632; (c) valores de correntes obtidos no religador 692.



(a)



(b)



(c)

### 4.2.3 Resultados das análises complementares

Concluiu-se, portanto, que nem a quantidade nem a potência total dos geradores são fatores que interferem de maneira direta e decisiva na variação que a corrente de carga pode sofrer mediante a elevada penetração de GDFV na rede.

Por fim, o parâmetro que parece influenciar de maneira mais intensa na variação da corrente é a localização da GD em relação ao ponto onde o dispositivo de proteção está alocado, conforme visto na seção 4.1.

Quando trata-se de geração distribuída, especificamente fotovoltaica, há muitas dúvidas relacionadas às variáveis que de fato influenciam no resultado da corrente no ponto onde está localizado o dispositivo de proteção. Atualmente ainda não é possível afirmar com certeza, quantitativamente falando, como os parâmetros da rede de distribuição podem variar com a inserção da GD. Nota-se que cada cenário é único e pode gerar diferentes modificações no fluxo de potência.

Então embora a localização da GD pareça ser o que de fato mais influencia nos resultados do fluxo de potência, ela não pode ser considerada como um parâmetro isolado, tendo em vista que a potência do gerador certamente contribui de alguma forma.

# 5 CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS

Esse capítulo tem como objetivo apresentar as conclusões finais do trabalho. Além disso, são apresentadas propostas para trabalhos futuros que poderiam complementar as conclusões obtidas nessa dissertação.

## 5.1 Conclusões

A inserção de geradores distribuídos no sistema elétrico de potência já é uma realidade em muitos países. No Brasil, por outro lado, as primeiras GDs começaram a ser registradas pela ANEEL apenas em 2013. Apesar de ainda não apresentar um cenário de alta penetração de GD na rede, o Brasil vem acompanhando as mudanças mundiais nesse seguimento e a cada ano aumenta consideravelmente seu número de geradores no sistema.

Sabendo que o sistema elétrico não está preparado para uma alta penetração de geradores, já que esses podem modificar vários parâmetros da rede, é de total importância estudar os impactos que a GD, sobretudo a fotovoltaica, responsável por mais de 99% das unidades consumidoras com geração distribuída no Brasil, pode causar nos equipamentos de proteção existentes.

Utilizando a *toolbox* SimPowerSystems<sup>TM</sup> e o ambiente gráfico Simulink<sup>®</sup> presentes no *software* MATLAB<sup>®</sup>, um alimentador (A13N) de 13 nós foi simulado em regime permanente. Para análise dos impactos da alta penetração de GD, um modelo simplificado, facilmente replicado em qualquer *software* de fluxo de potência e com reduzido tempo de simulação, baixo custo computacional, para GDFV foi proposto tendo em vista a necessidade do uso desses sistemas em simulações, seja nas concessionárias de energia ou para fins acadêmicos.

A fim de reproduzir um cenário com massivas quantidades de unidades com geração distribuída, foram inseridos nove GFV, modelados como fonte de corrente, com diferentes potências em pontos de carga do alimentador. Sugeriu-se três pontos ao longo do circuito para posicionar os religadores, onde encontram-se os dispositivos de proteção de sobrecorrente temporizados que poderiam ter seus ajustes prejudicados mediante a alta penetração de GDFV na rede.

Foram analisados 512 casos, correspondendo a todas as combinações possíveis entre as nove unidades de GDFV e o caso de referência, onde não há geração distribuída conectada à rede. Para todos os casos, analisados em regime permanente, as correntes

de operação em cada um dos três religadores em todas as fases foram analisadas. Os resultados mais relevantes contemplam os extremos das correntes encontradas nesses pontos, indicando a máxima variabilidade possível da mesma para os cenários em estudo.

Concluiu-se que a corrente de operação pode reduzir, para os piores casos, cerca de 83%. Os resultados indicaram que a maioria dos casos resultou em correntes menores e assim, os valores de redução da corrente são muito mais significativos do que os valores de aumento da mesma que não passaram de 4%.

Essa redução tão expressiva dos valores das correntes nominais nos dispositivos de proteção permite que o valor do ajuste de *pickup* na função de sobrecorrente temporizada seja adaptado, o que traria benefícios considerando que reduzir a corrente de *pickup* aumenta a sensibilidade do dispositivo perante faltas e sobrecargas. Ou seja, o religador/relé opera mais rápido na presença de anomalias. A proteção deve ser adaptada devido à intermitência da geração fotovoltaica e a diferença entre as curvas de carga e geração.

Caso a corrente de carga no ponto onde o religador está instalado reduza e essa não seja reajustada no equipamento, pode haver uma não operação do equipamento já que, dependendo do tipo da falta, ela pode não ser sentida pela função 51. Assim, o DP pode não operar e continuar alimentado a falta, sem isolar o trecho defeituoso. Para casos extremos, por exemplo uma falta de alta impedância, falta que já é normalmente de difícil detecção, com cabo caído no solo, essa situação pode ocasionar morte de pessoas e/ou animais que se aproximarem.

Outras informações foram extraídas dos resultados obtidos nas simulações. Foi possível inferir que a quantidade de GDFV na rede não é um fator determinante para a variação da corrente, já que quantidades diferentes de GDFV conectadas geraram correntes nominais iguais nos religadores (devido à soma total da potência ser semelhante). Ao observar a relação entre a quantidade total de potência inserida no alimentador através dos geradores, foi possível inferir que essa também não influencia majoritariamente no valor da corrente pois para mesmos valores, ou próximos, de potência, foram encontrados distintas correntes.

Por fim, concluiu-se que de fato a corrente de operação em certos pontos do alimentador pode sofrer uma intensa redução com a elevada penetração de GDFV na rede. A grande questão, entretanto, é que devido à intermitência da geração FV e falta de controle das concessionárias sobre a geração, não se sabe corretamente quais GDFV estão conectadas e gerando em cada momento na rede. Assim, como a corrente pode atingir valores dentro da faixa de variabilidade mostrada, nunca se sabe ao certo qual valor de corrente naquele ponto de interesse. Utilizar equipamentos nas redes que sejam capazes de medir as correntes a todo momento e retornar o valor obtido para as distribuidoras pode ser uma solução. Ou seja, uma rede inteligente, onde os dispositivos são interconectados e têm a capacidade de responder a ações enviadas por um controle central que analisa os

dados e determina o modo específico do ajuste de proteção para aquele cenário de geração, podendo modificar o grupo de ajustes do relé. Dessa forma, seria possível identificar qual a faixa de corrente em cada momento e fazer um ajuste automático dos parâmetros nos dispositivo de proteção, minimizando as consequências da GDFV.

## 5.2 Trabalhos Futuros

Diante dos resultados obtidos, é possível propor os seguintes trabalhos futuros:

- Analisar a mesma proposta simulando em alimentadores com características diferentes visando comparar os resultados obtidos;
- Incluir uma análise completa da proteção, adicionando fusíveis nos ramais laterais para o cenário sem GD e analisar com detalhes os possíveis problemas de coordenação;
- De acordo com os resultados encontrados, propor um novo estudo de proteção visando eliminar ou reduzir os problemas de coordenação, seletividade e sensibilidade que possam vir a ocorrer;
- Realizar testes com sistemas e dispositivos reais de proteção;
- Identificar algum fator que seja capaz de relacionar a potência da GDFV, a potência total inserida no alimentador, a localização da GFV, a distância do nó onde a GDFV está localizada em relação a subestação e/ou demais fatores que possam influenciar na variação da corrente;
- Em posse desse fator, buscar identificar se há alguma característica que se sobressai, impactando de forma mais decisiva na variação da corrente;
- Ajustar o modelo proposto para possibilitar análises da alta penetração de GDFV em cenários de curto-circuito.

# REFERÊNCIAS

- [1] GAN, L.; ESKELAND, G. S.; KOLSHUS, H. H. Green electricity market development: Lessons from Europe and the US. *Energy Policy*, v. 35, n. 1, p. 144–155, 2007. ISSN 0301-4215. Citado 2 vezes nas páginas 18 e 23.
- [2] SALAS, V.; OLIAS, E. Overview of the photovoltaic technology status and perspective in Spain. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 13, p. 1049–1057, 2009. Citado 2 vezes nas páginas 18 e 32.
- [3] De La Hoz, J. et al. Promotion of grid-connected photovoltaic systems in Spain: Performance analysis of the period 1998-2008. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 14, p. 2547–2563, 2010. ISSN 1364-0321. Citado na página 18.
- [4] Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). *Unidades Consumidoras com Geração Distribuída*. 2017. Disponível em: <[http://www.aneel.gov.br/outorgas/geracao/-/asset\\_publisher/mJhnKli7qcJG/content/registro-de-central-geradora-de-capacidade-reduzida/655808?inheritRedirect=false&redirect=http%3A%2F%2Fwww.aneel.gov.br%2Foutorgas%2Fgeracao%3Fp\\_p\\_id%3D101\\_INSTANCE\\_mJhnKli7qc](http://www.aneel.gov.br/outorgas/geracao/-/asset_publisher/mJhnKli7qcJG/content/registro-de-central-geradora-de-capacidade-reduzida/655808?inheritRedirect=false&redirect=http%3A%2F%2Fwww.aneel.gov.br%2Foutorgas%2Fgeracao%3Fp_p_id%3D101_INSTANCE_mJhnKli7qc)>. Citado 4 vezes nas páginas 18, 24, 26 e 39.
- [5] KAWAI, M. et al. Distributed generation in Brazil: Advances and gaps in regulation. *IEEE Latin America Transactions*, v. 13, n. 8, p. 2594–2601, 2015. ISSN 1548-0992. Citado 2 vezes nas páginas 18 e 24.
- [6] DAI, F. Impacts of distributed generation on protection and autoreclosing of distribution networks. In: *10th IET International Conference on Developments in Power System Protection (DPSP 2010). Managing the Change*. [s.n.], 2010. p. 21–21. ISBN 978 1 84919 212 5. Disponível em: <[http://ieeexplore.ieee.org/xpl/articleDetails.jsp?tp={&}arnumber=5522246&contentType=Conference+Publications&searchField=Search\\_All&queryText=Impact+of+Distributed+Generation+on+the+Protection+of+Distribution+Netwo](http://ieeexplore.ieee.org/xpl/articleDetails.jsp?tp={&}arnumber=5522246&contentType=Conference+Publications&searchField=Search_All&queryText=Impact+of+Distributed+Generation+on+the+Protection+of+Distribution+Netwo)>. Citado na página 18.
- [7] PINTO, J. T.; AMARAL, K. J.; JANISSEK, P. R. Deployment of photovoltaics in Brazil: Scenarios, perspectives and policies for low-income housing. *Solar Energy*, Elsevier Ltd, v. 133, p. 73–84, 2016. ISSN 0038-092X. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.solener.2016.03.048>>. Citado na página 18.
- [8] POMILIO, J. A. *Energia elétrica e fontes renováveis*. 34 p. Disponível em: <<http://www.dsce.fee.unicamp.br/{~}antenor/pdf/it744/cap2.p>>. Citado na página 18.
- [9] PEPERMANS, G. et al. Distributed generation: Definition, benefits and issues. *Energy Policy*, v. 33, n. 6, p. 787–798, 2005. ISSN 0301-4215. Citado 4 vezes nas páginas 19, 20, 24 e 69.
- [10] WALLING, R. A. et al. Summary of distributed resources impact on power delivery systems. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 23, n. 3, p. 1636–1644, 2008. ISSN 0885-8977. Citado 3 vezes nas páginas 19, 20 e 24.

- [11] BARKER, P. P.; De Mello, R. W. Determining the impact of distributed generation on power systems. I. Radial distribution systems. *Power Engineering Society Summer Meeting, 2000. IEEE*, v. 3, n. c, p. 1645–1656 vol. 3, 2000. Citado 3 vezes nas páginas 19, 20 e 24.
- [12] BALAMURUGAN, K.; SRINIVASAN, D.; REINDL, T. Impact of distributed generation on power distribution systems. *Energy Procedia*, v. 25, p. 93–100, 2012. ISSN 1876-6102. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.egypro.2012.07.013>>. Citado 3 vezes nas páginas 19, 20 e 24.
- [13] BHISE, D. R.; KANKALE, R. S.; JADHAO, S. Impact of distributed generation on protection of power system. In: *2017 International Conference on Innovative Mechanisms for Industry Applications (ICIMIA)*. Bangalore: [s.n.], 2017. p. 399–405. ISBN 978-1-5090-5960-7. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/document/7975644/>>. Citado 4 vezes nas páginas 19, 24, 31 e 39.
- [14] HONG, M.; LOPARO, K. a.; CULVER, W. Towards a more reliable and efficient electric distribution system. *2013 IEEE Energytech*, p. 1–5, 2013. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/lpdocs/epic03/wrapper.htm?arnumber=6645359>>. Citado na página 19.
- [15] KAUHANIEMI, K.; KUMPULAINEN, L. Impact of distributed generation on the protection of distribution networks. In: *Developments in Power System Protection, 2004. Eighth IEE International Conference on*. Amsterdam: [s.n.], 2004. p. 2–5. Citado na página 19.
- [16] MARTÍN-MARTÍNEZ, F. et al. Centralized vs distributed generation. A model to assess the relevance of some thermal and electric factors. Application to the Spanish case study. *Energy*, v. 134, p. 850–863, 2017. Citado 2 vezes nas páginas 23 e 24.
- [17] Ministério de Minas e Energia (MME). *Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2016*. [S.l.], 2016. 232 p. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/>>. Citado na página 23.
- [18] MONTOYA-BUENO, S.; MUNOZ-HERNÁNDEZ, J.; CONTRERAS, J. Uncertainty management of renewable distributed generation. *Journal of Cleaner Production*, v. 138, 2016. Citado 2 vezes nas páginas 23 e 24.
- [19] Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). *Micro e Minigeração Distribuída - Sistemas de compensação de energia elétrica*. 2014. 32 p. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/documents/656877/14913578/Caderno+tematico+Micro+e+Minigeraç~ao+Distribuida+-+2+edicao/716e8bb2-83b8-48e9-b4c8-a66d7f655161>>. Citado na página 23.
- [20] Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). *Resolução normativa nº 786, de 17 de outubro de 2017 (\*)*. 2017. 94–207 p. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2017786.pdf>>. Citado na página 23.
- [21] de Faria Jr, H.; TRIGOSO, F. B.; CAVALCANTI, J. A. Review of distributed generation with photovoltaic grid connected systems in Brazil: Challenges and prospects. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 75, n. November 2016, p. 469–475, 2017. ISSN 18790690. Citado 3 vezes nas páginas 24, 26 e 27.

- [22] NTHONTHO, M. et al. Protection of domestic solar photovoltaic based microgrid. In: *11th IET International Conference on Developments in Power Systems Protection (DPSP)*. [s.n.], 2012. p. P94–P94. ISBN 978-1-84919-620-8. Disponível em: <<http://digital-library.theiet.org/content/conferences/10.1049/cp.2012.0137>>. Citado na página 24.
- [23] OLIVEIRA, J. H. D. et al. Impact of Integrating a Photovoltaic Power Plant in a Distribution Feeder. In: *2016 17th International Conference on Harmonics and Quality of Power (ICHQP)*. [S.l.: s.n.], 2016. p. 828–833. ISBN 978-1-5090-3792-6. ISSN 2164-0610. Citado na página 24.
- [24] MENDES, M. A. et al. Analysis of financial impacts caused by pollution from thermal power plants in Brazilian public health system. In: *Industry Applications (INDUSCON), 2016 12th IEEE International Conference on*. Curitiba: [s.n.], 2016. Citado na página 24.
- [25] Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). *Nota Técnica No. 0056/2017-SRD/ANEEL: Atualização das projeções de consumidores residenciais e comerciais com microgeração solar fotovoltaicos no horizonte 2017-2024*. 2017. 26 p. Disponível em: <[http://www.aneel.gov.br/documents/656827/15234696/Nota+T%C3%A9cnica\\_0056\\_PROJE%C3%87%C3%95ES+GD+2017/38cad9ae-71f6-8788-0429-d097409a0ba9](http://www.aneel.gov.br/documents/656827/15234696/Nota+T%C3%A9cnica_0056_PROJE%C3%87%C3%95ES+GD+2017/38cad9ae-71f6-8788-0429-d097409a0ba9)>. Citado 2 vezes nas páginas 24 e 26.
- [26] Priscila Gonçalves Sampaio, V.; GONZÁLEZ, M. O. A. Photovoltaic solar energy : Conceptual framework. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 74, n. February, p. 590–601, 2017. Citado 2 vezes nas páginas 25 e 26.
- [27] KINNO, T. et al. Development of intelligent protection system for photovoltaic systems. In: *2013 2nd International Conference on Electric Power Equipment - Switching Technology, ICEPE-ST 2013*. [S.l.: s.n.], 2013. Citado na página 25.
- [28] Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). *Resolução Normativa nº 687, de 24 de novembro de 2015*. 2015. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf>>. Citado na página 27.
- [29] Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). *Regulação dos Serviços da Distribuição*. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/regulacao-da-distribuicao>>. Citado na página 27.
- [30] Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). *Resolução Normativa No. 414 - Condições Gerais de Fornecimento de Energia Elétrica*. 2010. Disponível em: <[http://www2.aneel.gov.br/arquivos/pdf/folder\\_perguntaserespostas\\_414\\_final.pdf](http://www2.aneel.gov.br/arquivos/pdf/folder_perguntaserespostas_414_final.pdf)>. Citado na página 27.
- [31] Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). *Cartilha de Acesso ao Sistema de Distribuição*. 2011. Disponível em: <[http://www2.aneel.gov.br/arquivos/pdf/cartilha\\_revisao\\_2.pdf](http://www2.aneel.gov.br/arquivos/pdf/cartilha_revisao_2.pdf)>. Citado 2 vezes nas páginas 28 e 36.
- [32] Presidência da República - Casa Civil. *Lei nº 13.169, de 6 de outubro de 2015*. Disponível em: <[http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/\\_Ato2015-2018/2015/Lei/L13169.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2015-2018/2015/Lei/L13169.htm)>. Citado na página 28.

- [33] Ministério da Fazenda. *Convênio ICMS 16, de 22 de abril de 2015*. 2015. Disponível em: <[https://www.confaz.fazenda.gov.br/legislacao/convenios/2015/cv016\\_15](https://www.confaz.fazenda.gov.br/legislacao/convenios/2015/cv016_15)>. Citado na página 28.
- [34] Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). *PRODIST - Módulo 3*. 2016. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/modulo-3>>. Citado 5 vezes nas páginas 28, 29, 30, 31 e 47.
- [35] VARGAS, M. C. et al. A Review on the Protection Elements Required for Distributed Generation in Brazil. In: *Simbósio Brasileiro de Sistemas Elétricos (SBSE)*. Niterói: [s.n.], 2018. Citado 2 vezes nas páginas 30 e 31.
- [36] CEMIG. *Requisitos Para Conexão de Acessantes Produtores de Energia Elétrica ao Sistema de Distribuição da Cemig D – Média Tensão*. 2016. Disponível em: <[http://www.cemig.com.br/pt-br/atendimento/Clientes/Paginas/norma\\_tecnica.aspx](http://www.cemig.com.br/pt-br/atendimento/Clientes/Paginas/norma_tecnica.aspx)>. Citado na página 30.
- [37] COPEL. *Normas técnicas Copel - NTC 905200 - Acesso de micro e minigeração distribuída ao sistema da Copel*. 2016. Disponível em: <[https://www.copel.com/hpcopel/root/ntcarquivos.nsf/E00A539C1F08DF2003257F69004DF8BC/\\$FILE/NTC%20905200%20Acesso%20de%20Micro%20e%20Minigera%C3%A7%C3%A3o%20Distribu%C3%ADda.pdf](https://www.copel.com/hpcopel/root/ntcarquivos.nsf/E00A539C1F08DF2003257F69004DF8BC/$FILE/NTC%20905200%20Acesso%20de%20Micro%20e%20Minigera%C3%A7%C3%A3o%20Distribu%C3%ADda.pdf)>. Citado na página 30.
- [38] ENERGISA. *Norma técnica de distribuição – NTD - 013 - Critérios para conexão de acessantes de micro e mini geração distribuída ao sistema de distribuição da Energisa*. 2016. Disponível em: <<https://www.energisa.com.br/Documents/NTD-013%20Crit%C3%A9rios%20para%20Conex%C3%A3o%20de%20Acessantes%20de%20Micro%20e%20Mini%20Gera%C3%A7%C3%A3o%20Distribu%C3%ADda.pdf>>. Citado 2 vezes nas páginas 30 e 31.
- [39] ELETROBRÁS. *Proteção de sistemas aéreos de distribuição*. Rio de Janeiro: [s.n.], 1982. ISBN 85-7001-090-7. Citado 3 vezes nas páginas 32, 57 e 72.
- [40] KINDERMANN, G. *Proteção de Sistemas Elétricos de Potência - vol. 1*. 2. ed. Florianópolis: [s.n.], 2005. 283 p. ISBN 85-900853-1-7. Citado 2 vezes nas páginas 32 e 34.
- [41] STEMMER, F. A.; BASTOS, A. C. A. *Proteção de sistemas Elétricos de Potência - vol. II*. Porto Alegre: Companhia Estadual de Energia Elétrica - Estado do Rio Grande do sul, 1977. Citado 2 vezes nas páginas 34 e 35.
- [42] FILHO, W. A. *Proteção de sistemas elétricos de potência*. 1. ed. Vitória: [s.n.], 2014. ISBN 978-85-9099-105-2. Disponível em: <<https://sites.google.com/site/livroseletronicosprofaragao/documents-assignments>>. Citado na página 34.
- [43] KERSTING, W. H. *Radial distribution test feeders*. 2001. 908–912 p. Disponível em: <<http://sites.ieee.org/pes-testfeeders/resources/>>. Citado 4 vezes nas páginas 36, 37, 38 e 40.
- [44] SPATTI, D. H. et al. Regulação automática de tensão em transformadores de subestação de distribuição usando implementação fuzzy. *SBA Controle & Automação*, v. 22, n. 2, 2011. Disponível em: <<http://www.scielo.br/pdf/ca/v22n2/06.pdf>>. Citado 2 vezes nas páginas 38 e 39.

- [45] KAGAN, N.; OLIVEIRA, C. C. B. de; ROBBA, E. J. *Introdução aos sistemas de distribuição de energia elétrica*. 2. ed. São Paulo: [s.n.], 2010. 328 p. ISBN 9788521205395. Citado 4 vezes nas páginas 38, 39, 41 e 43.
- [46] WANG, Y.-B. et al. Steady-state model and power flow analysis of grid-connected photovoltaic power system. In: *IEEE International Conference on Industrial Technology (ICIT)*. [S.l.: s.n.], 2008. p. 1–6. ISBN 978-1-4244-1705-6. Citado 3 vezes nas páginas 43, 45 e 46.
- [47] SEUSS, J. et al. *Determining the Impact of Steady-State PV Fault Current Injections on Distribution Protection*. Estados Unidos da América, 2017. Citado na página 44.
- [48] CAO, X. et al. The simulation study of the modulation method for PV grid-connected system. *Energy Procedia*, Elsevier B.V., v. 145, p. 122–127, 2018. ISSN 1876-6102. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1876610218300225>>. Citado na página 45.
- [49] YAZDANI, A. et al. Modeling Guidelines and a Benchmark for Power System Simulation Studies of Three-Phase Single-Stage Photovoltaic Systems. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 26, n. 2, p. 1247–1264, 2011. ISSN 0885-8977. Citado 2 vezes nas páginas 45 e 46.
- [50] VILLALVA, M.; GAZOLI, J.; FILHO, E. Comprehensive Approach to Modeling and Simulation of Photovoltaic Arrays. *IEEE Transactions on Power Electronics*, v. 24, n. 5, p. 1198–1208, 2009. ISSN 0885-8993. Citado na página 46.
- [51] SAHAN, B. et al. Comparative Evaluation of Three-Phase Current Source Inverters for Grid Interfacing of Distributed and Renewable Energy Systems. *IEEE Transactions on Power Electronics*, v. 26, n. 8, p. 2304–2318, aug 2011. ISSN 0885-8993. Citado 2 vezes nas páginas 46 e 47.
- [52] LEE, S. H. et al. Grid-connected photovoltaic system using current-source inverter. *Solar Energy*, v. 82, n. 5, p. 411–419, 2008. ISSN 0038-092X. Citado na página 47.
- [53] DASH, P. P.; KAZERANI, M. Dynamic Modeling and Performance Analysis of a Grid-Connected Current-Source Inverter-Based Photovoltaic System. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, v. 2, n. 4, p. 443–450, 2011. ISSN 1949-3029. Citado na página 47.
- [54] KOURO, S. et al. Grid-Connected Photovoltaic Systems: An Overview of Recent Research and Emerging PV Converter Technology. *Industrial Electronics Magazine, IEEE*, v. 9, n. 1, p. 47–61, 2015. ISSN 1932-4529. Citado na página 47.
- [55] SHAYESTEGAN, M. et al. An overview on prospects of new generation single-phase transformerless inverters for grid-connected photovoltaic (PV) systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Elsevier Ltd, v. 82, n. April 2017, p. 515–530, 2018. ISSN 1879-0690. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2017.09.055>>. Citado na página 47.
- [56] CHATTERJEE, S.; KUMAR, P.; CHATTERJEE, S. A techno-commercial review on grid connected photovoltaic system. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Elsevier Ltd, v. 81, n. June 2017, p. 2371–2397, 2018. ISSN 1879-0690. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.06.045>>. Citado na página 47.

- [57] BOUKEZATA, B. et al. Predictive current control in multifunctional grid connected inverter interfaced by PV system. *Solar Energy*, Elsevier Ltd, v. 139, p. 130–141, 2016. ISSN 0038-092X. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.solener.2016.09.029>>. Citado na página 47.
- [58] ZHANG, G. et al. Power electronics converters: Past, present and future. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Elsevier Ltd, v. 81, n. April 2017, p. 2028–2044, 2018. ISSN 1879-0690. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.05.290>>. Citado na página 47.
- [59] MORADI-SHAHRBABA, Z.; TABESH, A. Effects of Front-End Converter and DC-Link of a Utility-Scale PV Energy System on Dynamic Stability of a Power System. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, v. 65, n. 1, p. 403–411, 2018. ISSN 0278-0046. Citado na página 47.
- [60] CHUNG, S.; SHIN, H.; LEE, H. Precision control of single-phase PWM inverter using PLL compensation. *IEEE Proceedings-Electric Power Applications*, v. 152, n. 2, p. 139–145, 2005. ISSN 1350-2352. Disponível em: <[http://digital-library.theiet.org/content/journals/10.1049/ip-epa\\_20030009](http://digital-library.theiet.org/content/journals/10.1049/ip-epa_20030009)>. Citado na página 47.
- [61] CHEN, J. F.; CHU, C. L. Combination voltage-controlled and current-controlled PWM inverters for UPS parallel operation. *IEEE Transactions on Power Electronics*, v. 10, n. 5, p. 547–558, 1995. ISSN 0885-8993. Citado na página 47.
- [62] ENSLIN, J. H. R. et al. Integrated Photovoltaic Maximum Power Point Tracking Converter. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, v. 44, n. 6, p. 769–773, 1997. ISSN 0278-0046. Citado na página 48.
- [63] Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). *Resolução Normativa Nº 482*. 2012. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/bren2012482.pdf>>. Citado na página 55.