

UNIVERSIDADE TECNOLÓGICA FEDERAL DO PARANÁ

DEPARTAMENTO ACADÊMICO DE ELETROTÉCNICA
CURSO SUPERIOR DE ENGENHARIA ELÉTRICA

ALINE FONTES CORDEIRO WAENGA
DAYANA ARAUJO FERREIRA PINTO

**IMPACTOS DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA
FOTOVOLTAICA NO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO DE
ENERGIA ELÉTRICA**

TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

CURITIBA
2016

ALINE FONTES CORDEIRO WAENGA
DAYANA ARAUJO FERREIRA PINTO

**IMPACTOS DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA
FOTOVOLTAICA NO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO DE
ENERGIA ELÉTRICA**

Trabalho de Conclusão de Curso de Graduação, apresentado a disciplina de Trabalho de Conclusão de Curso - TCC2 do Curso de Engenharia Elétrica, Departamento Acadêmico de Eletrotécnica (DAELT), da Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR), como requisito para obtenção do título de Engenheiro Eletricista.

Orientador: Prof. Me. Celso Fabrício de Melo Júnior

CURITIBA
2016

Aline Fontes Cordeiro Waenga
Dayana Araujo Ferreira Pinto

Impactos da geração distribuída fotovoltaica no sistema de distribuição de energia elétrica

Este Trabalho de Conclusão de Curso de Graduação foi julgado e aprovado como requisito parcial para a obtenção do Título de Engenheira Eletricista, do curso de Engenharia Elétrica do Departamento Acadêmico de Eletrotécnica (DAELT) da Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR).

Curitiba, 30 de junho de 2016.

Prof. Emerson Rigoni, Dr.
Coordenador de Curso de Engenharia Elétrica

Prof. Annemahlen Gehrke Castagna, Ma.
Responsável pelos Trabalhos de Conclusão de Curso
de Engenharia Elétrica do DAELT

ORIENTAÇÃO

Celso Fabrício de Melo Júnior, Me.
Universidade Tecnológica Federal do Paraná
Orientador

BANCA EXAMINADORA

Annemahlen Gehrke Castagna, Ma.
Universidade Tecnológica Federal do Paraná

Celso Fabrício de Melo Júnior, Me.
Universidade Tecnológica Federal do Paraná

Jair Urbanetz Júnior, Dr.
Universidade Tecnológica Federal do Paraná

A folha de aprovação assinada encontra-se na Coordenação do Curso de Engenharia Elétrica

DEDICATÓRIA

A todos os nossos familiares, amigos, colegas e professores que nos auxiliaram de muitas formas para que pudéssemos chegar ao fim de mais uma etapa tão importante em nossas vidas.

AGRADECIMENTOS

Agradecemos a Deus por nos guiar da melhor forma possível durante todo o tempo deste trabalho.

Este trabalho de conclusão de curso representa um grande esforço de todas as partes envolvidas. A jornada em busca de conhecimento foi sem dúvida espetacular ao lado dos membros desta equipe. Agradecemos profundamente ao Prof. Me. Celso Fabrício de Melo Júnior por todas as horas empreendidas neste projeto, por todas as dicas, discussões e aprendizados ao longo destes um ano e meio.

Também gostaríamos de agradecer aos nossos professores integrantes da banca do TCC1 e TCC2, Prof^a. Ma. Annemarlen Gehrke Castagna e Prof. Dr. Jair Urbanetz Júnior, pelas orientações e discussões acerca do tema. Sabemos da importância do trabalho de cada um em relação a energia solar fotovoltaica.

Não podemos deixar de agradecer também ao Prof. Dr. Ulisses Chemin Netto, pelas aulas ministradas, pelas várias conversas e dúvidas tiradas ao longo deste período.

Eu Dayana, agradeço profundamente a todos que me auxiliaram direta ou indiretamente para essa conquista. A meus pais, pela vida, pelo suporte e amor em todos os pequenos detalhes. A meu namorado Nicolas por me dar todo o apoio possível durante parte de minha caminhada estudantil. A minha irmã Daysa por estar sempre me compreendendo e dando forças nos momentos difíceis. Ao meu avô Milton de Araújo que não pode ver sua neta se formando em engenharia, ao senhor manifesto toda a minha gratidão. A minha sogra Maisa por inestimáveis dicas e pelo apoio incondicional. Finalmente agradeço a todos os meus amigos quando, por vezes, não puder estar presente em suas vidas.

Muito obrigada!

Eu Aline, agradeço aos meus pais pela vida, à minha família e à família do meu marido pelo apoio. Agradeço imensamente ao meu marido Samuel Waenga, meu amado companheiro que por todos os anos da minha caminhada acadêmica foi meu porto seguro, sempre ao meu lado me dando todo suporte e amor necessários para tornar mais leves e alegres os dias difíceis. Agradeço especialmente aos amigos que estavam sempre acompanhando cada etapa e dando força, apoio e compreendendo minhas muitas ausências. Agradeço a todos que me motivaram e colaboraram com a minha conquista!

Serei eternamente grata!

RESUMO

WAENGA, Aline F. C; PINTO, Dayana A. F. Impactos da geração distribuída fotovoltaica no sistema de distribuição de energia elétrica. 2016. 105 p. Trabalho de conclusão de curso (Graduação do curso superior de Engenharia Elétrica) – Departamento Acadêmico de Eletrotécnica, Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Curitiba, 2016.

A demanda mundial de energia elétrica apresenta um crescimento considerável tendo em vista o desenvolvimento tecnológico, crescimento populacional, aumento do poder aquisitivo, procura pelo conforto que na maioria das vezes depende da eletricidade. Desta forma existe uma tendência em buscar a geração de eletricidade por meio de fontes renováveis como a fotovoltaica, a qual vem ganhando espaço devido à queda do preço dos painéis solares e inversores bem como sua fácil instalação e manutenção. O presente trabalho estuda os efeitos e impactos que a geração distribuída fotovoltaica (GD FV) pode causar na rede de distribuição de energia elétrica, com ênfase sobre os aspectos envolvendo a proteção da rede de distribuição numa condição em que a GD represente uma parcela significativa da energia fornecida à rede. Essa condição pode se tornar cada vez mais comum num futuro não muito distante. Adicionalmente, foi objetivo deste trabalho verificar outros efeitos e os impactos que a GD FV pode ocasionar na rede de distribuição sob alguns aspectos tais como nível de tensão e harmônicos. Para tanto realizou-se uma extensa revisão bibliográfica sobre o tema. São também apresentadas as tecnologias atuais dos painéis fotovoltaicos e inversores, técnicas de instalação, aspectos normativos e estado da arte do sistema de proteção das redes de distribuição.

Palavras-chave: Geração distribuída. Geração fotovoltaica. Proteção de sistema de distribuição. Relé de proteção. Coordenação de sistemas. Religadores. Ilhamento.

ABSTRACT

WAENGA, Aline F. C; PINTO, Dayana A. F. Impacts of photovoltaic distributed generation in the electric power distribution system. 2016. 105 p. Trabalho de conclusão de curso (Graduação do curso superior de Engenharia Elétrica) – Departamento Acadêmico de Eletrotécnica, Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Curitiba, 2016.

World demand for electricity has grown considerably as result of technological development, population growth, increasing in purchasing power, demand for comfort that most often depends on electricity. Therefore, there is a trend for electricity generation using renewable sources such as photovoltaics, which is becoming more common due to the falling price of solar panels and inverters as well as its simple installation and maintenance. This paper studies the effects and impacts that distributed photovoltaic generation (DG PV) may cause in electrical power distribution network, with emphasis on the aspects involving the protection of the distribution system in a condition in which the GD represents a significant portion of energy supplied to the grid. This condition may become more common in a future not so far away. Additionally, it was an aim of this paper to verify the other effects and impacts that DG PV may cause in the distribution network in some aspects such as voltage level and harmonics. For this, it was made an extensive literature review on the topic. It is also presented current technologies of photovoltaic panels and inverters, installation techniques, regulatory aspects and state of the art of distribution network protection system.

Key-words: Distributed generation. Photovoltaic generation. Distribution system protection. Protection relays. System coordination. Reclosers. Islanding.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Célula de silício monocristalino.....	18
Figura 2 - Célula de silício policristalino.	19
Figura 3 - Célula de telureto de cádmio.....	20
Figura 4 - Célula de CIS/CIGS.	20
Figura 5 - Classificação dos inversores em função do princípio de funcionamento. .	23
Figura 6 - Esquema padrão de um inversor autocomutado.....	25
Figura 7 - Curva de tensão em função da modulação por largura de pulso (PWM). .	25
Figura 8 - Esquema padrão inversor tipo fonte de tensão.....	26
Figura 9 - Esquema construtivo inversor tipo fonte de corrente.	27
Figura 10 - Sistema fotovoltaico: Microgeração conectado à rede.....	29
Figura 11 - Ilustração para definição do espaçamento mínimo.	32
Figura 12 - Pontos de Instalação dos componentes de proteção, monitoração e controle de um sistema fotovoltaico conectado à rede.....	37
Figura 13 - Representação do sistema elétrico padrão, ou seja, sem a inserção de geração distribuída.....	47
Figura 14 - Esquema do sistema elétrico com a inserção de sistemas conectados à rede.....	48
Figura 15 - Sistema de distribuição radial.	50
Figura 16 – Disjuntor de alta tensão.....	51
Figura 17 - Transformador de potencial	52
Figura 18 - Transformador de corrente.....	53
Figura 19 - Religador AR-1000 para circuitos de 13,8, 27 e 36 kV.	55
Figura 20 - Arranjo do site Perth Solar City com alta penetração de GD FV.....	64
Figura 21 - Esquema do alimentador testado – uma amostra do “green hub”. Os círculos 4, 8, 10 e 13 mostram os pontos onde as faltas foram simuladas.	72
Figura 22 – Diagrama esquemático das posições dos relés de proteção e dos geradores distribuídos fotovoltaicos.	73
Figura 23– Alimentador típico com adição de sistema fotovoltaico a montante do religador R e falta no final da linha.	75
Figura 24– Alimentador típico com adição de sistema fotovoltaico a jusante do religador R e falta no final da linha.	75

Figura 25– Alimentador típico com adição de sistema fotovoltaico a jusante do religador R e falta entre religadores.	75
Figura 26 – Esquema de proteção sugerido. Inserção de apenas um gerador distribuído fotovoltaico.....	76
Figura 27 – Principais componentes de um sistema FV residencial	77
Figura 28 – Alimentador testado – um exemplo de alimentador dominado por inserção de GD FV.	77
Figura 29 – Esquema que mostra o processo de ilhamento não intencional	80

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Comparação da eficiência das tecnologias atuais dos módulos solares. .21	21
Tabela 2 - Vantagens e desvantagens das diferentes formas de instalação.....34	34
Tabela 3 – Tabela ANSI56	56
Tabela 4 - Proteções requeridas no ponto de conexão em função da potência instalada:.....58	58
Tabela 5 - Variação sazonal na perda de vida do transformador.65	65
Tabela 6 – Resumo dos resultados do teste de curto circuito68	68
Tabela 7 – Valores máximos de correntes de curto-circuito em função do tipo de controle e condições de aplicações da falta trifásica.....70	70
Tabela 8 – Tabela de desconexão do sistema conforme norma IEEE Std 929.....71	71
Tabela 9 – Cálculo de curto circuito trifásico quando um gerador fotovoltaico está conectado no nó 4.....73	73
Tabela 10 – Cálculo de curto circuito trifásico quando um gerador fotovoltaico está conectado no nó 4 abaixo dos relés de proteção B1 e B2.74	74
Tabela 11 - Técnicas mais comuns de detecção de ilhamento, pontos fortes e pontos fracos.....82	82
Tabela 12 – Normas convencionais de anti-ilhamento84	84
Tabela 13 - Resultados da simulação entre a coordenação entre fusível e o religador85	85

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1 - Preço de módulos solares em dólares por watt em função capacidade cumulativa global em função da tecnologia utilizada na fabricação.	17
Gráfico 2 - Produção de células de silício monocristalina <i>versus</i> policristalina.	22
Gráfico 3 – Fator de espaçamento	31
Gráfico 4 – Coordenação entre o disjuntor disj 1 e o religador REL1 para faltas trifásicas ocorrendo no nó 3.	78
Gráfico 5 – Coordenação entre o disjuntor DISJ1e o religador REL1 para faltas monofásicas no nó 3.	78
Gráfico 6 – Coordenação entre os religador REL1 e disjuntor DISJ1 para faltas no final do alimentador (nó 6)	79

LISTA DE ABREVIATURAS SIGLAS

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ANSI	<i>American National Standards Institute</i>
BT	Baixa Tensão
C.A.	Corrente Alternada
C.C.	Corrente Contínua
Confaz	Conselho Nacional de Políticas Fazendárias
Copel	Companhia Paranaense de Energia
CPFL	Companhia Paulista de Força e Luz
CRESESB	Centro de Referência para Energia Solar e Eólica
DG	Distributed Generation
DIN	<i>“Deutsches Institut für Normung”</i> - Instituição com sede em Berlim e estabelecida em 1971, encarregada da normalização alemã. O DIN realiza as mesmas funções que órgãos internacionais, como o ISSO
DPS	Dispositivo de Proteção contra Surtos
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
EPIA	<i>European Photovoltaic Industry Association</i>
EPRI's	Electric Power Research Institute software
FV	Fotovoltaica
GD	Geração Distribuída
ICMS	Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços
IEA	<i>International Energy Agency</i>
IEC	<i>International Electrotechnical Commission</i>
IEEE	<i>Institute of Electrical and Eletronics Engineers</i>
Inmetro	Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia
NBR	Norma Brasileira aprovada pela ABNT
NR	Norma Regulamentadora
NREL	<i>National Renewable Energy Laboratory</i>
NTC	Norma Técnica Copel
OpenDSS	Open Distribution System Simulator
Prodist	Procedimento de Distribuição de Energia no Sistema Elétrico Nacional
PV	<i>Photovoltaic</i>
ROCOF	Rate of change of frequency
ROCOP	Rate of change of active power
SCE	Southern California Edison
SFCR	Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede
SPDA	Sistema de proteção contra descarga atmosférica.
TDH	<i>Total Harmonic Distortion</i> – Taxa total de distorção

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	10
1.1	DELIMITAÇÃO DO TEMA	11
1.2	PROBLEMAS E PREMISSAS	11
1.3	OBJETIVOS	12
1.3.1	Objetivo geral	12
1.3.2	Objetivos específicos	12
1.4	JUSTIFICATIVA	12
1.5	PROCEDIMENTOS METODOLÓGICOS	14
1.6	ESTRUTURA DO TRABALHO	15
2	ESTUDOS E REVISÕES BIBLIOGRÁFICAS	16
2.1	TECNOLOGIAS ATUAIS DOS PAINÉIS SOLARES	16
2.2	TECNOLOGIAS ATUAIS DOS INVERSORES PARA MÓDULOS FOTOVOLTAÍCOS	22
2.3	TÉCNICAS DE INSTALAÇÃO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA FOTOVOLTAICA	27
2.3.1	Algumas considerações sobre instalação do sistema GD FV	28
2.3.2	Recomendações gerais sobre segurança	30
2.3.4	Localização e inclinação do painel fotovoltaico	30
2.3.5	Montagem da estrutura	32
2.3.6	Tipo de instalação	33
2.3.6	Instalação dos componentes de condicionamento de energia	35
2.3.7	Instalação dos componentes de proteção	35
2.3.8	Aterramento	36
2.3.9	Instalação de cabos	39
2.4	ASPECTOS NORMATIVOS	39
2.4.1	Normas Nacionais	39
2.4.2	Normas Internacionais	45
3	ESTADO DA ARTE DOS SISTEMAS DE PROTEÇÃO PARA DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA	47
3.1	PANORAMA GERAL DO SISTEMA DE PROTEÇÃO	49
3.2	EQUIPAMENTOS DO SISTEMA DE PROTEÇÃO	50
3.2.1	Funções de proteção e termos importantes:	55
3.3	PROTEÇÕES REQUERIDAS EM SISTEMAS DE GD FV:	57
3.4	Coordenação do sistema de proteção:	58
4	IMPACTOS DA GD FV NO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA	59
4.1	EFEITOS GERAIS DA INSERÇÃO DE GD FV NO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO:	59
4.1.1	Efeitos da GD FV na tensão da rede:	60
4.1.2	Efeitos da GD FV nos equipamentos do sistema:	63
4.1.3	Efeitos na GD FV na taxa de distorção harmônica:	66
4.2	EFEITOS NA PROTEÇÃO DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO COM A INSERÇÃO DE GD FV EM GRANDE ESCALA:	67
4.2.1	Contribuição de corrente de curto circuito e operação dos relés de sobrecorrente	67
4.2.2	Efeitos na contribuição de corrente de curto circuito e coordenação entre disjuntores e religadores:	74

	4.2.3 Anti-ilhamento do sistema:	80
	4.2.4 Autoreligamento do sistema:	84
	4.3 Considerações gerais:	86
5	CONCLUSÃO	87
	REFERÊNCIAS	90

1 INTRODUÇÃO

Geração Distribuída (GD) é uma expressão usada para designar a geração elétrica realizada junto ou próxima do(s) consumidor(es) independente da tecnologia e fonte de energia. Segundo Malfa (2002), a geração distribuída é a geração que não é planejada de modo centralizado, nem despachada de forma centralizada, não havendo, portanto, um órgão que comande as ações das unidades de geração descentralizada.

A GD pode ser proveniente de várias fontes alternativas. Destas, a energia solar pode ser citada como uma das mais limpas e de fácil instalação, além disto, diminui a dependência do mercado de petróleo, reduz a emissão de gases poluentes na atmosfera (HOSENUZZAMAN et al., 2014) e torna o país menos vulnerável à instabilidade dos recursos hídricos. Com a queda do preço dos equipamentos (painéis fotovoltaicos e inversores), tem ocorrido uma forte tendência à adoção da geração distribuída fotovoltaica. Até o momento, a quantidade de GDs conectadas à rede de distribuição, no Brasil, ainda é considerada pequena quando comparada com a capacidade total instalada somando todas as fontes de energia. Por este motivo, apesar de ter crescido a adesão da GD FV nos últimos, esta inserção não é suficiente para gerar impactos e efeitos significativos na rede de distribuição. No entanto, a tendência é que com o passar dos anos este tipo de geração se torne cada vez mais comum, sendo adotada em larga escala, a qual poderá causar impactos importantes para a rede e por isso merecem ser estudados (SLOOTWEG; KLING, 2002).

A adoção de GD em larga escala pode alterar a estabilidade do sistema, a qualidade de energia, afetar as proteções das subestações, da rede de distribuição e o comportamento dos equipamentos.

Estas alterações no sistema elétrico estão sendo estudadas no mundo todo. No Brasil o uso maciço da GD FV conectada à rede ainda é raro e, por isso, há poucos relatos a respeito das alterações observadas, havendo desta forma a necessidade de procurar por estudos internacionais. Um exemplo deste tipo de relato é da Ilha Honolulu, no Havaí, a qual vem enfrentando dificuldades devido aos impactos que a GD FV conectada à rede causa no sistema de distribuição (CARDWELL, 2015).

Tendo em vista a importância do assunto para a engenharia, sobretudo, para a área de distribuição, estudar-se-á neste trabalho alguns dos muitos aspectos modificados na rede de distribuição a partir da adoção de GDs conectados à rede em larga escala.

1.1 DELIMITAÇÃO DO TEMA

Estudar os efeitos e impactos causados pela adoção de geração distribuída fotovoltaica em larga escala no sistema elétrico de distribuição, com ênfase aos aspectos de proteção.

1.2 PROBLEMAS E PREMISSAS

Atualmente, existem vários grupos trabalhando ao redor do mundo pesquisando sobre os efeitos e impactos da GD fotovoltaica no sistema de distribuição de energia.

Este trabalho estudou os efeitos e impactos que podem ser causados por meio da interação entre a rede de distribuição atual e as GDs. Nem mesmo os grupos de pesquisa internacionais têm uma resposta concreta e definitiva de quais são os impactos que esta nova prática trará. Isso se deve ao fato de que ainda são raros os casos de instalações de GD FV conectada à rede em larga escala no Brasil, apesar da capacidade instalada da GD FV ter saltado significativamente de 1 MW em 2010, ano em que a produção fotovoltaica começou a ser contabilizada pelo Ministério de Minas e Energia (MME), para 15 MW em 2014 (EPE, 2015). Porém, esses 15 MW representam aproximadamente 1,12% da capacidade instalada no país diante da soma de todas as fontes de energia. Isto posto, torna-se comum estudos envolvendo simulações. Mesmo em locais em que a adoção da GD FV é mais comum, ainda há diversas dúvidas a respeito das implicações tanto positivas quanto negativas que ela pode gerar.

A proposta deste trabalho é acompanhar, estudar estas pesquisas e reunir informações e conceitos que possam ser aplicados na mitigação dos possíveis efeitos e impactos produzidos pela adoção de GD FV conectada à rede.

1.3 OBJETIVOS

1.3.1 Objetivo geral

Estudar os efeitos e impactos causados pela geração distribuída fotovoltaica em larga escala no sistema elétrico de distribuição, dando ênfase aos aspectos de proteção do sistema de distribuição.

1.3.2 Objetivos específicos

- ✓ Identificar a tecnologia atual dos painéis solares e inversores;
- ✓ Estudar aspectos normativos das instalações de GD FV;
- ✓ Estudar as técnicas de instalação de GD FV;
- ✓ Detalhar as técnicas convencionais de proteção;
- ✓ Estudar alguns efeitos e impactos envolvendo aspectos gerais do sistema elétrico;
- ✓ Estudar os efeitos e impactos envolvendo a proteção do sistema;

1.4 JUSTIFICATIVA

A demanda mundial de energia elétrica apresenta um crescimento considerável tendo em vista o desenvolvimento tecnológico, o crescimento populacional, aumento do poder aquisitivo, procura pelo conforto que na maioria das vezes depende da eletricidade. Dentro da estimativa do estudo desenvolvido pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) há uma perspectiva de crescimento do consumo nacional de eletricidade de 4,5% até 2020 (EPE, 2012). Esta demanda

crescente torna interessante a busca por fontes de geração de energia que sejam preferencialmente sustentáveis e renováveis visando a diminuição da dependência do mercado do petróleo e a redução de gases poluentes na atmosfera (HOSENUZZAMAN et al., 2014).

Os recursos energéticos ditos primários são classificados em renováveis e não-renováveis. As fontes de energia renovável são aquelas em que os recursos naturais utilizados são capazes de se regenerar, ou seja, são considerados inesgotáveis, diferente de fontes não - renováveis como o petróleo. (PORTAL BRASILEIRO DE ENERGIAS RENOVÁVEIS, 2016).

A nível mundial pode-se dizer que a preferência pela fonte de energia solar se dá em grande parte por ser uma energia sustentável e renovável e por ter tido nos últimos anos uma redução significativa do preço dos painéis fotovoltaicos e inversores. Segundo dados obtidos no site da *Cost of Solar (2015)*, houve uma redução no preço por watt gerado de aproximadamente 85%, em 10 anos. Em 2003, custava em torno de U\$5.00/watt, em 2013 este preço caiu para U\$0.74/watt.

Por conta destes fatores a adoção da GD FV vem aumentando de forma a proporcionar, nos próximos anos, a adoção em larga escala de consumidores que querem de certa forma diminuir os custos na tarifa de energia elétrica e que poderão, por exemplo, vender ou trocar o excesso de energia produzida à rede de distribuição. Atualmente, no Brasil a legislação não permite a venda, apenas a troca de energia.

A capacidade mundial instalada fotovoltaica acumulada até 2014, era de 177 GW (REN21,2015).

Neste mesmo ano a capacidade total, considerando todas as fontes de energia, instalada na Alemanha era de 177,14 GW, desse total a geração fotovoltaica representava cerca de 22%, ou seja 38,12 GW (BURGUER, 2014). Pode-se citar também como exemplos de alta penetração da GD FV a cidade de Ota, no Japão; Vila Olímpica de Sidney e Gleisdorf, ambos na Austrália; Grand-Lyon e La Darnaise, ambos na França; Alessandria, na Itália; Hal Region, “*City Of de Sun*”, Amsterdã, Nieuw Sloten, Nieuwland, todos na Holanda; Barcelona, na Espanha; Rancho Cordova, CA e Premier Gardens New Home Development, todos nos Estados Unidos (SHAYANI, 2010). Apesar dos dados comprovarem a representatividade da energia solar e de ter grupos de estudos a respeito do assunto, pouco sabe-se sobre os efeitos reais que a GD FV conectada à rede pode causar no sistema de distribuição. Com este estudo, pretende-se, fazer uma abordagem sobre os efeitos e impactos, sob

alguns aspectos, da adoção de GD FV em larga escala acerca do sistema de distribuição de energia.

1.5 PROCEDIMENTOS METODOLÓGICOS

Foi realizado um estudo das alterações no sistema de distribuição de energia que a adoção da GD FV em larga escala pode causar. Uma proposta de solução para estas futuras situações ainda está distante considerando o grau de conhecimento atual. Pretende-se explicar como ocorrem alguns dos efeitos por ela gerados envolvendo aspectos de proteção do sistema.

Em relação ao objetivo geral a pesquisa enquadra-se como sendo uma compilação de informações objetivas que por sua vez dará embasamento para, ao fim do estudo, chegar-se a uma conclusão acerca do tema.

A pesquisa bibliográfica decorre da necessidade do aprofundamento na teoria do tema procurando possíveis soluções e/ou conclusões. Este estudo foi realizado por meio dos recursos disponibilizados pela UTFPR, tais como: biblioteca, Periódicos Capes, IEEEXPLORER, Scielo, e por meio de recursos próprios com a aquisição de obras, caso haja a necessidade. Foi realizada uma revisão bibliográfica sobre o tema envolvendo os tópicos tecnologia atual dos painéis solares e inversores, aspectos normativos das instalações de GD, técnicas convencionais de proteção e os impactos da adoção de GD FV, a fim de obter conceitos básicos para fundamentar o estudo proposto.

1.6 ESTRUTURA DO TRABALHO

Apresenta a seguinte estrutura:

- Capítulo 1 - Introdução com apresentação do tema, problemas, objetivos principais e específicos, justificativa e metodologia da pesquisa.
- Capítulo 2 - Estudos e revisões bibliográficas
- Capítulo 3 - Estado da arte dos sistemas de proteção
- Capítulo 4 - Impactos da GD FV no sistema de distribuição de energia elétrica
- Capítulo 5 - Conclusão - verificação se os objetivos foram alcançados e Considerações Finais
Referências.

2 ESTUDOS E REVISÕES BIBLIOGRÁFICAS

Antes de iniciar o estudo sobre os impactos causados pela GD FV na rede distribuição torna-se imprescindível realizar algumas revisões bibliográficas, de forma a compreender o tipo de sistema que será abordado, micro geração distribuída fotovoltaica conectada à rede de distribuição.

Para tanto, nos dois próximos capítulos serão abordadas as tecnologias atuais dos painéis solares e inversores, técnicas de instalação, aspectos normativos bem como as filosofias de proteção do sistema elétrico.

2.1 TECNOLOGIAS ATUAIS DOS PAINÉIS SOLARES

Neste tópico foram abordadas as tecnologias atuais que são mais utilizadas mundialmente para a absorção e utilização da energia solar em geração distribuída. A absorção se dá através dos painéis solares e segundo a ABNT (2008) os painéis fotovoltaicos são um conjunto de módulos fotovoltaicos, e os módulos, um conjunto de células fotovoltaicas.

As células fotovoltaicas são associadas eletricamente e encapsuladas para formar o módulo fotovoltaico. Um módulo pode ser constituído por um conjunto de 36 a 216 células fotovoltaicas associadas em série e/ou paralelo, associação esta que depende dos parâmetros elétricos (tensão, corrente e potência) mais adequados à aplicação que se destina (PINHO e GALDINO, 2014).

- Módulos e células fotovoltaicos:

Com o crescimento do uso dos módulos solares novas tecnologias vêm sendo oferecidas ao mercado. Segundo o Portal Energia (2016), a eficiência dos módulos difere-se conforme a formação dos cristais de silício, por exemplo, a alta eficiência do monocristalino se dá por causa da estrutura de cristal quase perfeita enquanto que nos demais tipos têm uma redução na eficiência devido as imperfeições nos cristais. Não obstante existem ainda módulos que fazem uso do telureto de cádmio (CdTe) e

também dos derivados do gálio e índio. A diante será apresentado cada tipo de célula que pode ser utilizada no sistema FV. Segundo o *site Bloomberg New Energy Finance* (2015), o preço dos módulos fabricados a partir do silício cristalino e da tecnologia de “filmes finos” teve uma queda de aproximadamente 70% desde o ano de 2007. Esta diminuição veio em decorrência dos incentivos fiscais e da superprodução de módulos que em alguns anos ultrapassou a demanda do mercado.

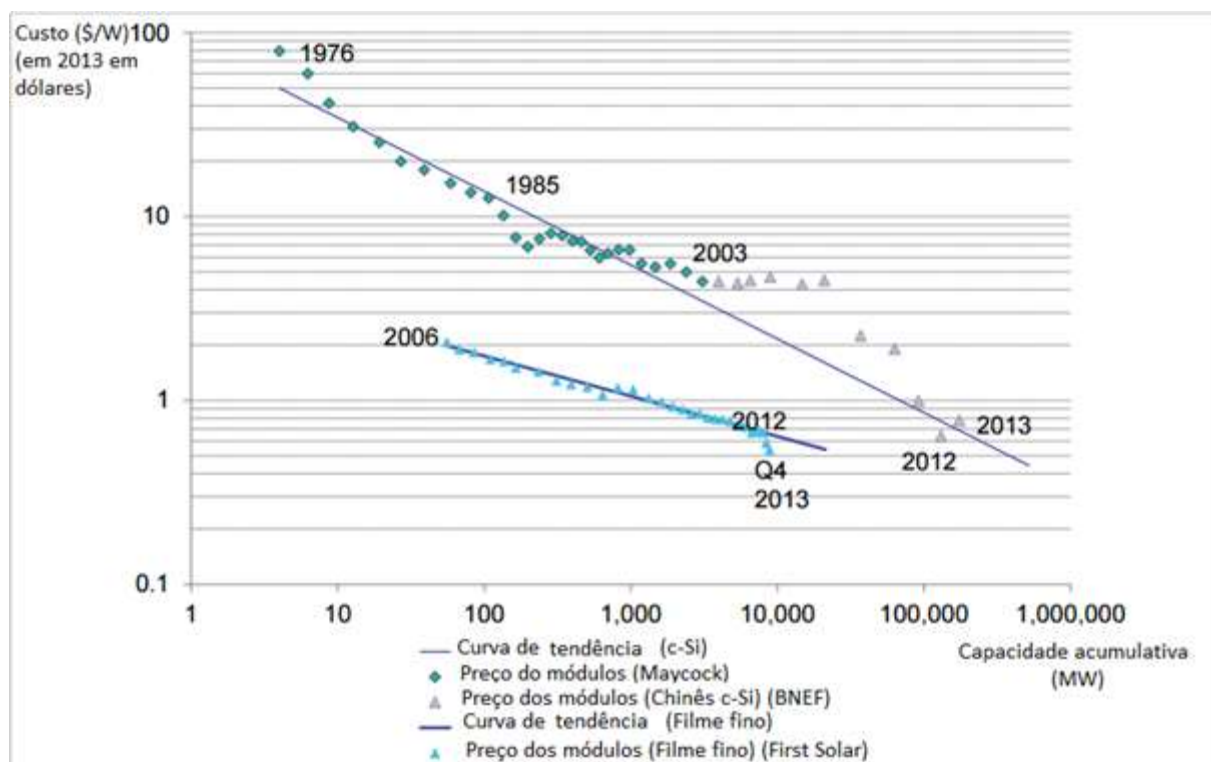


Gráfico 1 - Preço de módulos solares em dólares por watt em função capacidade cumulativa global em função da tecnologia utilizada na fabricação.

FONTE: Adaptado de MAYCOCK, 2013

O custo atual dos módulos solares atualmente segue a curva de tendência observada no gráfico 1. Em termos de futuro é possível destacar um estudo feito pela *European Photovoltaic Industry Association* (EPIA, 2010) em parceria com o *Green Peace* que traz uma previsão de que os custos com os equipamentos terão uma queda de 60% dos preços vigentes, nos próximos anos.

A seguir serão identificadas cada uma destas tecnologias com um pouco mais de detalhes, grupo I, II e III:

I. Silício cristalino (c-Si):

Os módulos de silício cristalino representavam, em 2010, de 85% a 90% do mercado em termos de produção global anual e podem ser divididos em duas grandes categorias: silício monocristalino (m-Si) e silício policristalino (p-Si) (IEA, 2010).

- Silício monocristalino (m-Si):

O monocristal é “crescido” a partir de um banho de silício fundido de alta pureza (Si = 99,99% a 99,9999%) em reatores sob atmosfera controlada e com velocidades de crescimento do cristal extremamente lentas. Levando-se em conta que as temperaturas envolvidas são da ordem de 1400°C, o consumo de energia neste processo é intenso (RUTHER, 2004).

Em função do seu processo de obtenção o custo das células de silício monocristalino são mais altos do que as outras tecnologias geralmente empregadas. Porém, o mercado para as células de rendimento elevado de silício monocristalino continuará sempre a existir em aplicações onde o espaço é limitado ou a quantidade de radiação solar é reduzida, como são os casos dos países do norte da Europa (em particular Alemanha, Dinamarca e Reino Unido, países com uma política de incentivos à eletricidade solar muito forte) (BRITO, 2001).

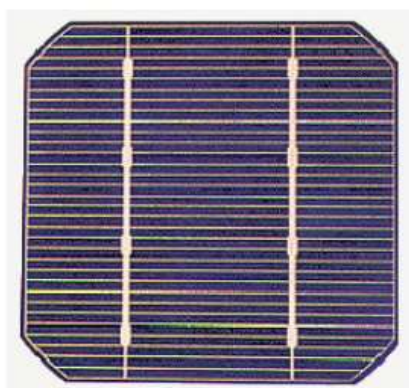


Figura 1 - Célula de silício monocristalino.

Fonte: CRESESB/CEPEL, 2008

- Silício policristalino (p-Si)

As células de silício policristalino são produzidas através da fusão dos átomos de silício em moldes. Quando estes moldes se resfriam o silício se solidifica, porém não se organizam em forma de um único cristal. Segundo o CRESESB (2008) este tipo de célula é mais em conta que a monocristalina pois exige um processo de preparação das células menos rigoroso.

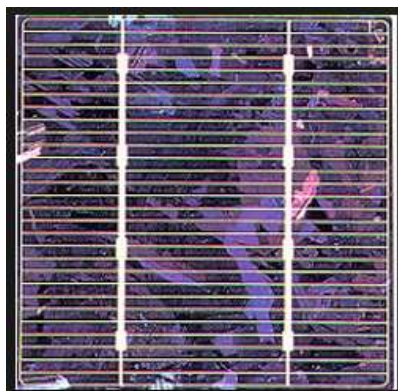


Figura 2 - Célula de silício policristalino.

Fonte: CRESESB/CEPEL, 2008

De forma geral os módulos de silício cristalino apresentam garantia de funcionamento de até 25 anos e garantia contra defeitos de fabricação de até 5 anos dependendo da política da empresa que o produziu. Segundo Pinho e Galdino (2014) a degradação dos módulos já instalados ocorre a uma taxa que varia de 0,5% a 1,0% por ano.

II. Filmes finos

Este conjunto de tecnologias pode ser dividido em três tipos construtivos com diferentes matérias primas. O primeiro deles é o a-Si (silício amorfo hidrogenado) que se caracteriza pela forma alotrópica não cristalina do silício, ou seja, os átomos de silício não são dispostos de forma igual tal qual nas células de silício monocristalino, por exemplo. Pode-se dizer que o processo de produção de a-Si ocorrem a temperaturas relativamente baixas (< 300°C) em processos a plasma. (RUTHER, 2004).

Outra possibilidade dentro deste grupo de células fotovoltaicas é a utilização do telureto de Cádmio (CdTe) como matéria prima. Segundo Ruther (2004) este tipo também apresenta estética mais favorável pois são produzidas em placas de vidro em

tonalidades que vão do azul ao marrom e por este motivo as empresas que as produzem estão conseguindo maior aceitação desta tecnologia no mercado. Visto que estão sendo produzidos em maior escala o preço de produção caiu bastante nos últimos anos. É importante salientar que o fator toxicidade restringe o uso do CdTe quando utilizado em grandes proporções.



Figura 3 - Célula de telureto de cádmio.

Fonte: PORTAL SOLAR, 2015

Por último o mercado ainda dispõe das células que são produzidas a partir de disseleneto de cobre e índio (CIS) e disseleneto de cobre, gálio e índio (CIGS) que também se destacam pela ótima aparência arquitetônica. Em geral, o CIGS apresenta o melhor rendimento fotovoltaico dentre as tecnologias citadas neste trecho. Ainda não estão sendo empregadas em larga escala pois também apresentam índices de toxicidade consideráveis.



Figura 4 - Célula de CIS/CIGS.

Fonte: PORTAL SOLAR, 2015

Em linhas gerais o grupo de módulos fotovoltaicos de filmes finos citado acima apresenta menor eficiência do que o grupo I. Um levantamento chamado *PV Power Plants* (2014) com foco na indústria no ano de 2014 resume a eficiência dos diversos tipos de células fotovoltaicas:

Tabela 1 - Comparação da eficiência das tecnologias atuais dos módulos solares.

Material do módulo	Eficiência do módulo	Área de superfície necessária para 1 kWp*
Heterojunção com camada fina intrínseca (HIT)	18-19%	5,5 m ²
Célula de contato posterior	17-20%	5-6 m ²
Silício Monocristalino (cSi mono)	15-18%	5,5-6,5 m ²
Silício Policristalino (cSi poli)	13-16%	6-8 m ²
Filme-fino - cobre-índio/gálio-enxofre/disseleneto (CIGS/Se)	11-15%	7-9 m ²
Filme-fino - telureto de cádmio (CdTe)	11-13%	7,5-9 m ²
Silício amorfo (a-Si)	5-8%	12,5-20 m ²
*kWp - kilo Watt pico		

Fonte: Adaptado de *PV Power Plants* (2014).

Segundo o estudo da analista em tecnologia solar Jin (2015) fica evidenciado que existe uma competição entre a tecnologia monocristalina e a policristalina provenientes do silício. Este fato deve-se principalmente ao forte desenvolvimento do segmento residencial e pelo aumento da demanda por produtos de alta eficiência. Como os painéis monocristalinos tem uma eficiência maior, eles têm ganhado cada vez mais espaço no cenário mundial como pode-se observar no gráfico 2.

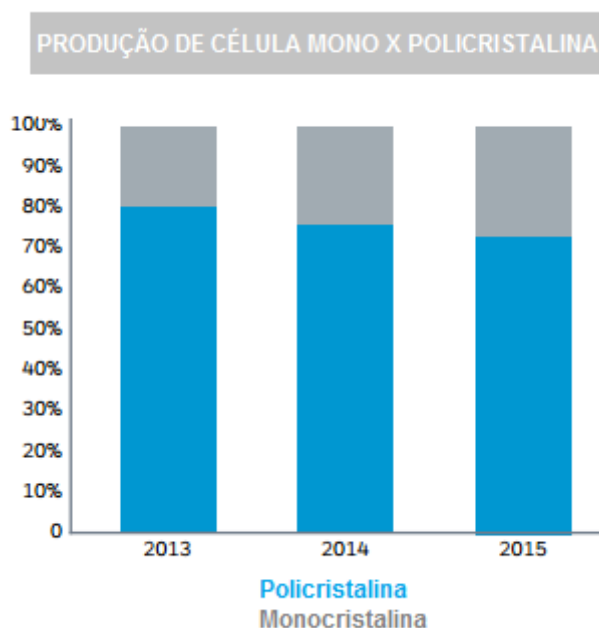


Gráfico 2 - Produção de células de silício monocristalina versus policristalina.

Fonte: Adaptado de IHS, *Top Solar Industry Trends for 2015* (2015).

III. Tecnologias em fase de Pesquisa e Desenvolvimento

Este novo grupo, ainda em fase de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D), testes e produção em pequena escala, é dividida em três linhas de pesquisa: célula fotovoltaica multijunção e célula fotovoltaica para concentração (CPV – *Concentrated Photovoltaics*), células sensibilizadas por corante (DSSC – *Dye-Sensitized Solar Cell*) e células orgânicas ou poliméricas (OPV – *Organic Photovoltaics*). A tecnologia CPV, por exemplo, demonstrou ter um potencial para produção de módulos com altas eficiências (em teoria cerca de 56%), embora seu custo ainda não seja competitivo com as tecnologias que atualmente dominam o mercado (PINHO; GALDINO, 2014).

2.2 TECNOLOGIAS ATUAIS DOS INVERSORES PARA MÓDULOS FOTOVOLTAÍCOS

Devido à natureza unidirecional (corrente contínua - CC) da energia elétrica gerada nos painéis solares fotovoltaicos é necessário o uso de conversores eletrônicos de potência (conversores estáticos) para condicionar a energia elétrica

antes de esta ser disponibilizada para consumo na rede CA, alimentando cargas residenciais, comerciais e industriais. O equipamento utilizado para processar essa energia é denominado conversor CC-CA, ou também comercialmente chamado de “inversor”. Este dispositivo eletrônico é composto por interruptores semicondutores de potência (ALMEIDA, 2011). Em suma, a corrente contínua é convertida em corrente alternada atendendo os padrões de amplitude, frequência, qualidade de energia (harmônicos) e em especial, se caso o sistema for conectado à rede elétrica, sincronização de tensão da rede.

Os conversores CC-CA atuam também de forma a monitorar alguns outros parâmetros adjacentes à rede e com isso, através de algoritmos de controle próprios, podem evitar o fenômeno conhecido como ilhamento que será explicado no capítulo 3.

Os inversores para sistemas fotovoltaicos podem ser divididos em dois grandes subgrupos (autocomutados e comutados pela rede) em função de seu princípio de operação. Na figura 5 é possível observar esta divisão.



Figura 5 - Classificação dos inversores em função do princípio de funcionamento.

Fonte: (PINHO; GALDINO, 2014)

Os inversores comutados pela rede são normalmente usados para altas potências, enquanto os autocomutados são normalmente usados em potências menores (HESKES; ENSLIM, 2003).

Os inversores comutados pela rede são aqueles em que o próprio sinal da rede é responsável por sincronizar o inversor com a rede elétrica na qual ele está

conectado. No caso de inversores autocomutados, existe um circuito eletrônico que tem como objetivo controlar e sincronizar o sinal.

No caso dos inversores comutados pela rede algumas de suas principais atribuições são:

Rastreamento do Ponto Máximo de Potência: Como a potência gerada pelo sistema é função da radiação solar e da temperatura o inversor atua como localizador automático do ponto de máxima potência dos módulos fotovoltaicos visando otimizar a geração de energia elétrica no lado CC e convertendo para o lado CA tensão elétrica com magnitude e frequência idêntica à da rede. A atuação é instantânea visando maximizar a eficiência do sistema o máximo possível (REMMERS K. H., 2013).

Conversão de corrente contínua em corrente alternada: No processo de conversão da corrente elétrica inicialmente utilizavam-se os tiristores como elementos de chaveamento. Ao longo dos anos esta tecnologia ficou restrita a elevadas potências pois implicava em perdas de energia. Atualmente para baixas e médias potências é possível observar o uso de transistores tais como os MOSFETS (*Metal-Oxide Semiconductor Field-Effect Transistor*) e IGBT (transistor bipolar de porta isolada).

Desconexão e isolamento: Neste caso o inversor de frequência deve monitorar a frequência, corrente e tensão tanto do lado CC quanto no lado da rede elétrica a fim de desconectar o arranjo caso seja encontrada alguma inconformidade.

Monitoramento e correção do fator de potência: Em caso de necessidade de correção do fator de potência da energia da rede o inversor atua alimentando a rede com potência reativa melhorando a qualidade da energia da rede estabilizando-a da forma mais rápida possível (RUTHER, 2004).

Nos inversores autocomutados os elementos de chaveamento são semicondutores que podem ser postos em estado de condução ou de corte em qualquer instante do ciclo, através de um terminal de controle. Dependendo da velocidade de chaveamento e dos níveis de potência e tensão, são utilizados IGBTs

ou MOSFETs nos inversores. Na Figura 6 pode-se ver o esquema padrão de um inversor autocomutado:

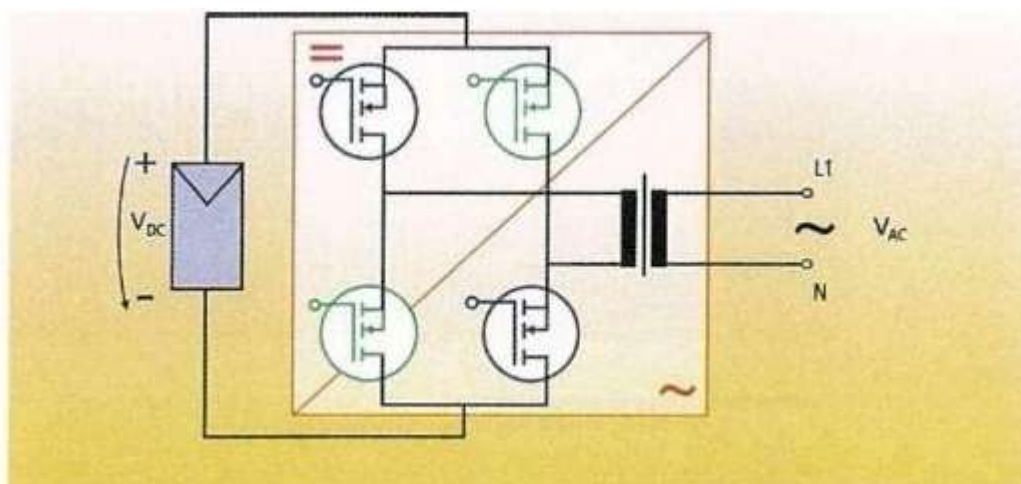


Figura 6 - Esquema padrão de um inversor autocomutado.

FONTE: DEUTSCHE GESSELLSCHAFT FUR SONNENENERGIE, 2008.

Estes dispositivos operam com a estratégia de controle de modulação por largura de pulso (PWM), o que permite um bom controle sobre a forma de onda e o valor da tensão de saída (PINHO; GALDINO, 2014) como pode ser observado na Figura 7:

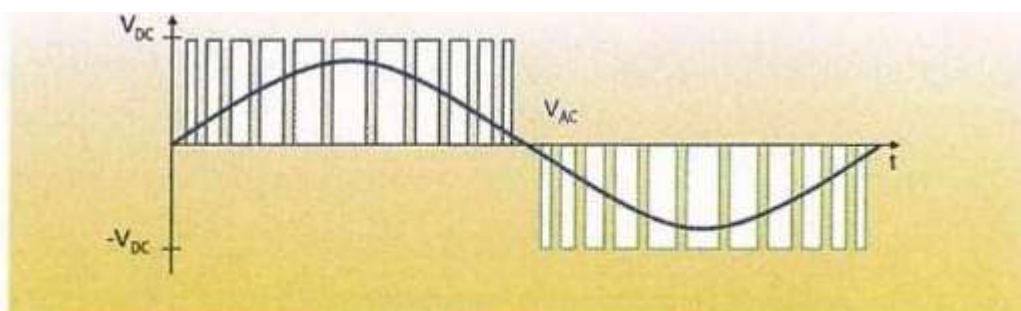


Figura 7 - Curva de tensão em função da modulação por largura de pulso (PWM).

FONTE: DEUTSCHE GESSELLSCHAFT FUR SONNENENERGIE, 2008.

Dentro do grupo de autocomutados podem ser encontrados os inversores por fonte de corrente ou por fonte de tensão sendo estes os mais utilizados nos sistemas fotovoltaicos. Este último tipo pode operar com controle de corrente ou de tensão como descrito na figura 5.

I. Inversores controlados por fonte de tensão:

O esquema construtivo deste tipo de inversor pode ser observado na figura 8.

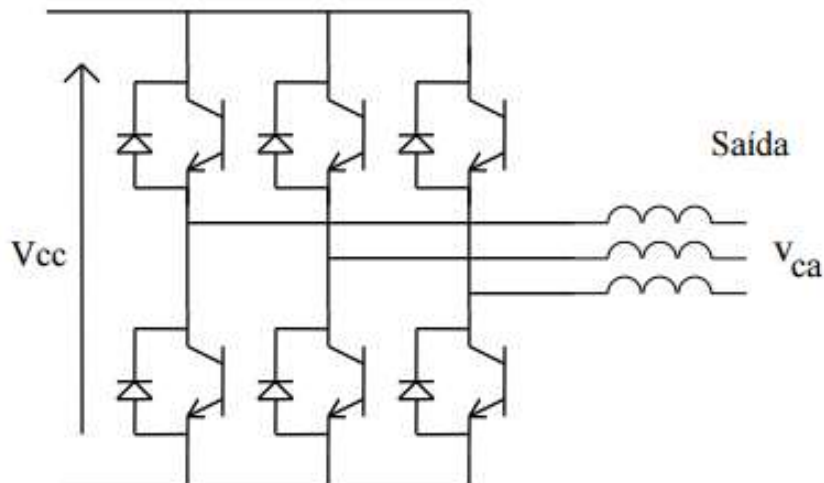


Figura 8 - Esquema padrão inversor tipo fonte de tensão.

Fonte: POMILIO, 2015.

Neste caso foram utilizados transistores bipolares, porém, é possível fazer uso de qualquer tipo de interruptor que apresente tempo de chaveamento curtos. Uma vez que se tem uma tensão no lado CC, quando um interruptor da semiponte superior e outro da semiponte inferior (nunca os dois de um mesmo ramo) estiverem em condução, esta tensão CC aparecerá em um par de condutores da saída alternada. Como não se sabe, a priori, o que estará conectado no lado CA, a conexão sempre deverá ser feita por meio de indutores. Tais elementos permitem limitar a corrente (na verdade sua derivada) nas situações em que a tensão V_{ca} for diferente do valor V_{cc} , ou seja, o que acontece praticamente todo o tempo. Os diodos presentes no circuito garantem uma bidirecionalidade no sentido da corrente, necessária à correta operação do conversor (POMILIO, 2015).

II. Inversores controlados por fonte de corrente:

O modelo construtivo por fonte de corrente mais comumente utilizado pode ser visto na figura 9.

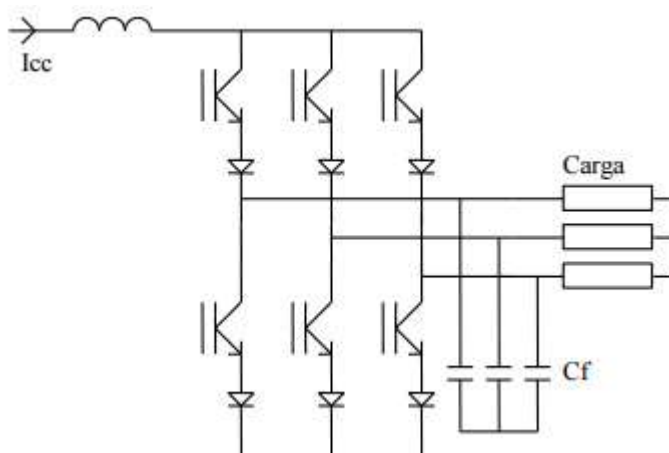


Figura 9 - Esquema construtivo inversor tipo fonte de corrente.

Fonte: POMILIO, 2015.

Segundo Pomilio (2015) neste caso as chaves utilizadas devem permitir a passagem de corrente em um único sentido e serem capazes de bloquear as tensões com ambas as polaridades. É importante ressaltar que se deve ter sempre uma chave em condução para cada semiponte.

Pode-se observar também que há capacitores inseridos no final do circuito do inversor que visam diminuir as diferenças instantâneas nos valores entre a corrente de entrada e na carga visto que muitas vezes esta carga tem comportamento indutivo.

2.3 TÉCNICAS DE INSTALAÇÃO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA FOTOVOLTAICA

Este capítulo destina-se a estudar as técnicas de instalação de Geração Distribuída Fotovoltaica (GD FV) por meio de painéis fotovoltaicos para geração de energia elétrica. Serão abordadas as técnicas sob seus diversos aspectos, inclusive de segurança.

Segundo Pinho (2014), em um estudo realizado na Alemanha durante o período em que a aplicação desta tecnologia ainda não era amplamente desenvolvida e conhecida, entre 1991 e 1995, constatou-se que quase 40% das falhas ocorridas nos sistemas fotovoltaicos eram ocasionadas devido problemas na instalação e outros 30% por erros de projeto. Essa pesquisa demonstra a importância de fazer uma instalação de qualidade de forma a garantir a confiabilidade deste tipo de geração.

Além de um projeto dimensionado corretamente é de suma importância que a instalação do sistema seja realizada dentro das normas vigentes e das recomendações técnicas feitas pelo fabricante das partes componentes do sistema fotovoltaico.

Os sistemas FV podem ser conectados à rede de distribuição de energia ou isolados. Segundo Rüter (2004), para instalação dos sistemas isolados torna-se necessária a utilização de acumuladores, é preciso instalar um banco de baterias para armazenamento da energia gerada durante o período de irradiação solar a fim de suprir a demanda durante o período da noite. Este banco de baterias pode deixar a instalação mais onerosa. No sistema conectado à rede não há a necessidade de instalação de baterias, pois, a energia gerada pelo sistema FV não consumida é injetada na rede de distribuição.

Neste capítulo será abordado com mais ênfase a instalação conectada à rede, pois, é o tipo de instalação que está ligada diretamente ao tema central deste trabalho.

2.3.1 Algumas considerações sobre instalação do sistema GD FV

Um sistema fotovoltaico pode ser instalado de várias maneiras, por exemplo, sobre um poste, telhado, solo, ou sobre a fachada. Conforme definição da ANEEL, pode-se ter mini (> 100 kW até 1 MW) e micro (≤ 100 kW) geração distribuída até 29 de fevereiro de 2016. Após 1º de março de 2016 a Resolução Normativa 687/2015 alterou a essas definições para minigeração superior a 75 kWp e menor ou igual a 5 MWp, e a microgeração potência instala menor ou igual 75 kWp. Neste estudo será dado mais ênfase a micro geração distribuída conectada à rede, a qual é ilustrada de forma simplificada através da Figura 10.

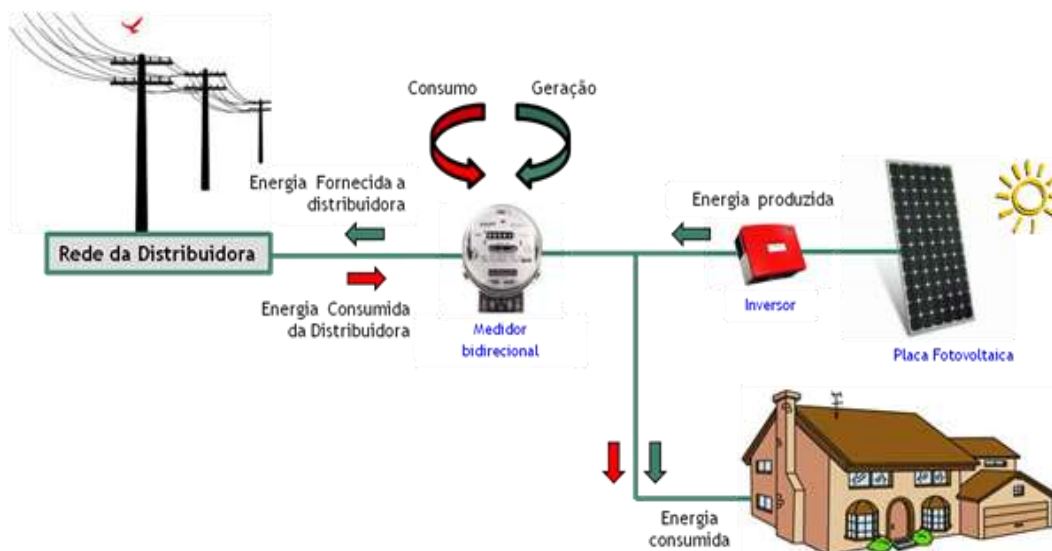


Figura 10 - Sistema fotovoltaico: Microgeração conectado à rede.

Fonte: VIRIDIAN ECOTECNOLOGIA, 2015.

Para que todo um sistema fotovoltaico funcione de forma satisfatória e eficiente é imprescindível que seja realizado um projeto com dimensionamentos corretos e adequados para cada objetivo. No projeto deve ser previsto a radiação solar disponível no local da aplicação, a definição do local e configuração do sistema, levantamento de demanda e consumo de energia, dimensionamento dos painéis fotovoltaicos, dos equipamentos de condicionamento de potência e do sistema de armazenamento, se existir. O projetista observará cuidadosamente os Procedimentos de Distribuição de Energia no Sistema Elétrico Nacional (Prodist) durante seu desenvolvimento.

Para o sistema conectado à rede não há a necessidade de instalar banco de baterias para armazenamento da energia, o sistema deve operar com a mesma frequência e tensão da rede em C.A., obrigatoriamente. Para conectar-se à rede é necessário solicitar autorização para a concessionária, pois, esta precisa estar preparada para receber a energia gerada excedente, conforme NTC 905200 nos casos atendidos pela Copel. Após a conexão, caso ocorra falta da tensão na rede o sistema fica inoperante mesmo com irradiação solar presente.

2.3.2 Recomendações gerais sobre segurança

A primeira preocupação com a instalação de um sistema fotovoltaico é a segurança, tanto da instalação como dos instaladores. Para tanto, recomenda-se que todas as normas nacionais vigentes relacionadas ao processo de instalação sejam fielmente seguidas. Na falta de normas nacionais deve-se aplicar as normas internacionais pertinentes. Tamanha preocupação justifica-se em partes pelo fato de que não há meios de desligar os módulos fotovoltaicos enquanto estiverem sendo iluminados, desta forma, mantendo uma tensão em seus terminais. Dependendo da tensão projetada no lado C.C. os riscos de choque podem ser similares aos de uma instalação convencional com tensão semelhante.

No Brasil, pode-se citar as NBRs 62116:2012, 16149:2013, 16150:2013, 11704:2008 e 16274:2014, além das NRs e dos documentos emitidos pela ANEEL, Inmetro e da concessionária de eletricidade local, todos tratam de sistemas conectados à rede, tipo de instalação de interesse para este estudo. No entanto, essa questão normativa será tratada de forma mais detalhada no capítulo 2, item 2.4.

Além das normas vigentes deve-se seguir todas as orientações e/ou recomendações realizadas pelos fabricantes dos equipamentos componentes do sistema a ser instalado.

Para a instalação deve-se utilizar ferramentas adequadas, secas e com cabos isolados, equipamentos de medição, sempre realizar o trabalho na companhia de pelo menos mais uma pessoa, tomar o cuidado de descarregar a eletricidade estática do corpo antes de tocar os terminais dos módulos.

2.3.4 Localização e inclinação do painel fotovoltaico

Como a captação de irradiação solar varia de acordo com a época do ano, local de instalação, horário do dia, etc., é importante escolher cuidadosamente a localização da instalação.

Apesar de não haver restrições para o local a ser instalado o painel fotovoltaico, uma vez, que são fabricados para resistir às intempéries por vários anos,

deve-se escolher cuidadosamente o local de instalação para que o painel tenha o máximo possível de incidência de radiação solar. Cuidar para não instalar em locais que podem ser sombreadas por prédios, árvores ou qualquer outro obstáculo para a luz, especialmente em horários de maior irradiação (entre às 9 e 15 horas).

O Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos (2014) fornece uma fórmula, a fim de fazer uma estimativa simples e conservadora da distância mínima entre o obstáculo e o painel, para garantir que o obstáculo não projete sombra durante os dias mais curtos (21 de junho no hemisfério sul e 21 de dezembro no hemisfério norte) por três horas antes e depois do meio dia (das 9 h às 15 h). A distância pode ser calculada pela equação (1) conforme figura 11:

$$d = F_e (h_{ob} - h_i) \quad (1)$$

Onde:

d – distância mínima a ser mantida entre o obstáculo e o painel (m);

F_e – Fator de espaçamento obtido pela curva do gráfico 3;

h_{ob} - altura do obstáculo (m);

h_i – altura da instalação do painel (m).

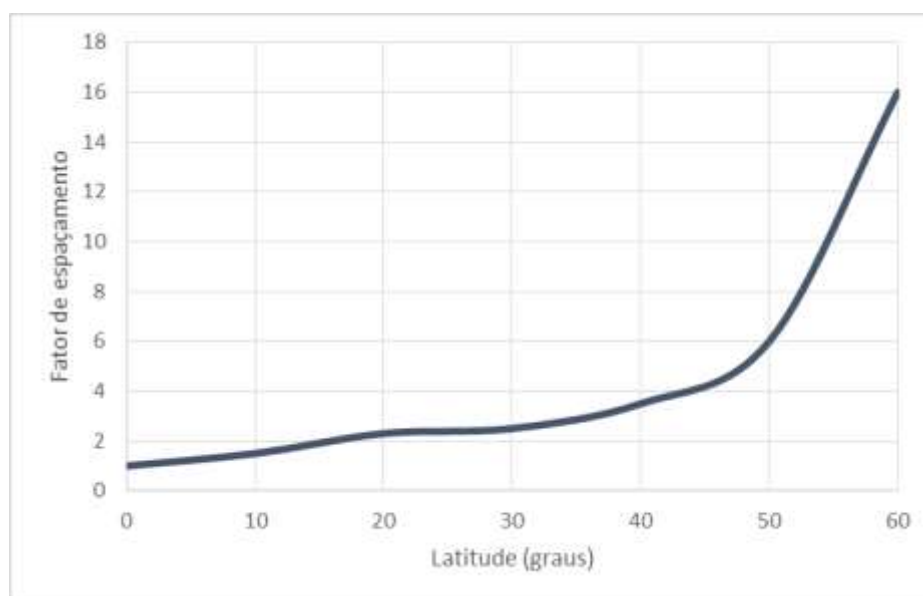


Gráfico 3 – Fator de espaçamento

Fonte: Adaptado de PINHO et al., 2008.

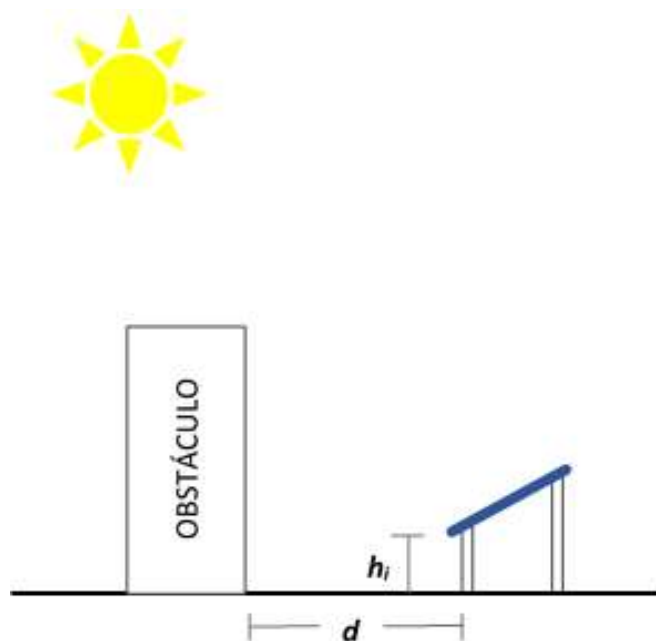


Figura 11 - Ilustração para definição do espaçamento mínimo.

Fonte: Adaptado de Pinho et al., 2008.

A captação da energia também pode ser maximizada pela orientação e pela inclinação do painel. De modo geral os módulos devem ser orientados em direção à linha do Equador, no caso do hemisfério sul, para o Norte verdadeiro, que geralmente não coincide com o Norte magnético, obtido pela bússola, por este motivo é necessário fazer a correção da declinação magnética. Para realizar esta correção pode-se utilizar a declinação magnética do local de instalação a qual pode ser obtida por meio de mapas e programas computacionais ou no site do Observatório Nacional, que pode ser acessado pelo endereço www.on.br.

Em relação a inclinação recomenda-se que para o máximo aproveitamento a instalação do módulo deve ser realizada com o ângulo de inclinação igual a latitude do local de instalação.

2.3.5 Montagem da estrutura

A montagem do módulo deve ser realizada de modo a assegurar uma ventilação adequada para que se dissipe o calor gerado devido à ação dos raios

solares e durante a conversão de energia. Esta dissipação é importante para não diminuir consideravelmente a eficiência do módulo devido à elevação da temperatura.

Para a instalação do sistema o módulo deve ser montado sobre um suporte, de estrutura rígida, preferencialmente de materiais que suportem à corrosão, que permita dar orientação e inclinação adequados ao módulo, além de estar eletricamente aterrado. O suporte deve ser suficientemente rígido para suportar o peso dos módulos e a ação dos ventos.

2.3.6 Tipo de instalação

A instalação do sistema fotovoltaico pode ser realizada em vários locais e de várias formas, como por exemplo: no solo, sobre um poste, na fachada, no telhado da edificação. A tabela 2 faz o comparativo entre as formas citadas.

A partir da tabela 2 pode-se perceber que todas as formas de instalação têm suas vantagens e desvantagens, para definir a melhor maneira é necessário realizar uma análise, a partir da potência de pico do conjunto de painéis e do local disponível para instalação.

Tabela 2 - Vantagens e desvantagens das diferentes formas de instalação

Forma de instalação	Vantagens	Desvantagens
No solo	<ul style="list-style-type: none"> - Fácil instalação. - Fácil manutenção - Estrutura robusta - Indicado para sistemas de qualquer porte. 	<ul style="list-style-type: none"> - Mais propícia a situações de sombreamento. - Mais sujeita a acúmulo de poeira e contato de pessoas, objetos e animais.
No poste	<ul style="list-style-type: none"> - Fácil instalação. - Menos propícia a situações de sombreamento. - Mais segura contra contato pessoas, objetos e animais. 	<ul style="list-style-type: none"> - Estrutura menos robusta. - Maior dificuldade de manutenção. - Indicada apenas para sistemas de pequeno porte.
Na fachada	<ul style="list-style-type: none"> - Menos propícia a situações de sombreamento. - Mais segura contra contato pessoas, objetos e animais. - Ajuda a reduzir a carga térmica interna da edificação. 	<ul style="list-style-type: none"> - Instalação mais trabalhosa. - Maior dificuldade de manutenção. - Riscos associados ao trabalho em altura. - O porte do sistema deve ser adequado à área e à suportabilidade mecânica da edificação. - Normalmente não há possibilidade de ajuste do ângulo de inclinação do painel, segue-se a orientação vertical da fachada. - Eventuais problemas estéticos.
No telhado	<ul style="list-style-type: none"> - Menos propícia a situações de sombreamento. - Mais segura contra contato pessoas, objetos e animais. - Estrutura de suporte mais simples. 	<ul style="list-style-type: none"> - Instalação mais trabalhosa. - Maior dificuldade de manutenção. - Riscos associados ao trabalho em altura. - O porte do sistema deve ser adequado à área e à suportabilidade mecânica da edificação.

Fonte: Adaptação de (PINHO et. al., 2008)

2.3.6 Instalação dos componentes de condicionamento de energia

A montagem dos componentes de condicionamento de energia, tais como, os controladores de carga, inversores e conversores, podem ser pré-montados em painéis ou caixas, as quais podem ser instaladas diretamente na parede ou em suportes.

Para facilitar a manutenção e aumentar a vida útil dos dispositivos eletrônicos, esses componentes devem ser instalados o mais próximo possível do painel fotovoltaico, em local seco, ventilado, sombreado e de fácil acesso, porém, com acesso controlado. Todos os cuidados devem ser tomados para que os componentes fiquem livres de poeira e insetos.

Também é importante atentar para a instalação dos componentes verificando suas especificações: para alguns basta fazer as conexões de alimentação e carga, outros precisam de ajustes na configuração.

2.3.7 Instalação dos componentes de proteção

Além das questões de segurança já citadas neste capítulo, também existe a necessidade de se proteger o sistema fotovoltaico como um todo e as pessoas. Essas proteções podem ser feitas por fusíveis, chaves, disjuntores e os dispositivos de proteção contra surtos (DPS).

Os componentes de proteção devem ser escolhidos a partir da corrente de curto circuito na condição de maior irradiação, em função dos valores máximos permitidos de tensão e corrente em cada trecho do circuito, o tipo de tensão da seção da instalação se contínua ou alternada. Abaixo seguem exemplos de componentes de proteção, que devem ser instalados tanto antes como depois da conversão (lado C.C. e lado C.A.), com sua respectiva função e instalação recomendada.

- Chave seccionadora sob carga: Possibilitam a interrupção do fluxo de corrente em situações de emergência e manutenção. Serve também de atuador para

o controle da operação do sistema. Dependendo do modelo pode ser operado manualmente ou de forma automatizada.

- Disjuntores: Protegem os cabos, equipamentos e demais componentes, no caso de correntes elevadas, causadas por um curto circuito no sistema, sobrecarga ou falha no aterramento.

- DPS (Dispositivo de proteção contra surtos): Desvia a alta corrente proveniente de um surto (descarga atmosférica, por exemplo) para a terra e limita as sobre tensões transientes.

- Fusíveis: Protegem os cabos, equipamentos e demais componentes, no caso de correntes elevadas, causadas por um curto circuito no sistema, sobrecarga ou falha no aterramento.

Recomenda-se que as chaves seccionadoras, disjuntores, fusíveis e DPS sejam instalados dentro de uma caixa ou armário com fixação por parafuso ou trilho nas normas DIN, para os fusíveis um porta-fusível adequado para o modelo escolhido. As conexões desses componentes com os cabos devem ser feitas cuidadosamente e de forma segura, utilizando ferramentas apropriadas a fim de evitar riscos de curto circuito, mau contato e choques acidentais.

Para a instalação do SPDA deve-se consultar a NBR 5419:2005. Este componente deve ser instalado em área aberta, sujeita a descargas atmosféricas diretas ou indiretas.

2.3.8 Aterramento

Este item trata do aterramento das partes condutoras expostas do sistema fotovoltaico, ressalta-se que para realizar o aterramento dos terminais dos painéis FV deve-se observar as instruções de cada fabricante e a real necessidade de fazê-lo. O aterramento consiste em uma estrutura que funciona como caminho para correntes indesejáveis de surto, fuga ou falta. Esta estrutura é normalizada pela NBR 5410:2004 e é construída para a proteção das pessoas e dos equipamentos envolvidos.

Para fazer um dimensionamento adequado do aterramento é necessário conhecer a resistividade do solo, parâmetro obtido pelas características dos solos e

do seu grau de umidade, no entanto, a aquisição destes dados é um tanto custosa não sendo viável para pequenas instalações, como as residenciais por exemplo.

Para Pinho e Galdino (2014), o aterramento deve ser feito mesmo que o dimensionado não contemple todos os parâmetros necessários e que não seja possível aferir a qualidade do sistema de aterramento.

Para sistemas conectados à rede deve-se conectar os equipamentos ao condutor terra no lado alternado. O aterramento do lado contínuo deve ser feito conforme a tecnologia do módulo ou do inversor utilizado (PINHO; GALDINO, 2014).

Um exemplo de instalação pode ser observado na figura 12, onde é mostrado os pontos de instalação dos componentes de proteção, monitoração e controle de um sistema FV conectado à rede de distribuição.

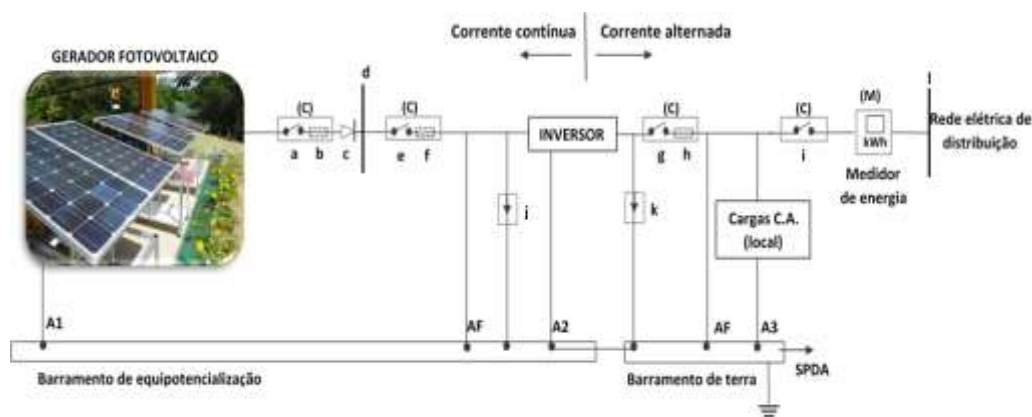


Figura 12 - Pontos de Instalação dos componentes de proteção, monitoração e controle de um sistema fotovoltaico conectado à rede.

Fonte: Adaptado do Manual de engenharia de sistemas fotovoltaicos, 2015.

Legenda da figura 12:

- a - Dispositivo de seccionamento do módulo, deve ser adequado para operar em C.C. e capaz de interromper os condutores positivo e negativo simultaneamente.
- b - Dispositivo de proteção contra sobre corrente do módulo (fusível fotovoltaico), deve ser adequado para operação em C.C. Recomenda-se instalar tanto no condutor negativo quanto no positivo.
- c - Diodo de bloqueio. Não deve ser utilizado como dispositivo de proteção de sobre corrente.
- d - Barramento de paralelismo entre geradores, caso a conexão seja de uma série de módulos.
- e - Dispositivo de seccionamento do painel fotovoltaico, deve ser adequado para operar em C.C. e capaz de interromper os condutores positivo e negativo simultaneamente.

- f - Dispositivo de proteção contra sobre corrente do painel fotovoltaico, deve ser adequado para operação em C.C. Recomenda-se instalar tanto no condutor negativo quanto no positivo. Um disjuntor C.C. atende aos dois requisitos de proteção e seccionamento.
- j - DPS do lado C.C., deve ser adequado para operação em C.C., classe 2, e instalado o mais próximo possível dos terminais positivo e negativo do inversor. Caso a distância do painel ao inversor seja superior a 10 metros, então devem ser instalados nas duas extremidades, próximo ao inversor e na caixa de junção do painel fotovoltaico. Não instalar o DPS no aterramento funcional.
- k - DPS do lado C.A., deve ser adequado para operação em C.A., classe 1+2 (Classe 1- ensaiado com onda de corrente de impulso, que mais se aproxima das ondas de corrente provenientes de uma descarga direta de um raio sobre uma edificação. Classe 2 – ensaiado com onda de corrente nominal de descarga, que mais se aproxima das ondas de corrente provenientes de efeitos indiretos do raio, provenientes da rede de distribuição em direção às instalações prediais. Definição da Copel.), e instalado o mais próximo possível dos terminais do inversor. Pode também ser necessário DPSs nas duas extremidades do cabeamento de saída do inversor até o medidor, caso as distâncias sejam grandes. Não instalar o DPS no aterramento funcional.
- g - Dispositivo de seccionamento do lado C.A., deve ser adequado para operar em C.A. e capaz de interromper os condutores de saída do inversor, menos do condutor neutro.
- h - Dispositivo de proteção contra sobre corrente do lado C.A., deve ser adequado para operação em C.A. Um disjuntor C.A. atende aos dois requisitos de proteção e seccionamento.
- i - Dispositivo de seccionamento visível. Dispositivo de seccionamento para desconexão do sistema de geração da rede de distribuição, exclusivo para atuação pela distribuidora de energia.
- l - Barramento da rede elétrica de distribuição.
- A1 - Conexão da estrutura metálica (moldura dos módulos e suporte do painel fotovoltaico) à equipotencialização.
- A2 - Conexão da carcaça metálica do inversor de tensão à equipotencialização.
- A3 - Conexão da carcaça metálica das cargas elétricas à equipotencialização.
- AF - Aterramento funcional. (Conexão do circuito elétrico à terra por meio de um dos condutores vivos, geralmente o neutro.)
- (C) - Ponto de controle.
- (M) - Ponto de monitoração.
- SPDA - Sistema de proteção contra descarga atmosférica.

2.3.9 Instalação de cabos

Deve-se realizar toda a instalação com os cabos de bitolas conforme dimensionamento, os quais devem ser fabricados de acordo com as normas nacionais correspondentes. Em relação a quedas de tensão, é recomendado queda máxima de 5% da tensão nominal do sistema entre o gerador e as cargas, ou 3% em qualquer circuito derivado. O condutor que ligará o gerador ao controlador de carga deve suportar pelo menos 125% da corrente nominal de curto-circuito do gerador.

2.4 ASPECTOS NORMATIVOS

Desde o momento da concepção do projeto de um sistema fotovoltaico até o momento da instalação é de extrema importância buscar as normas e atendê-las. Primeiramente busca-se as normas nacionais e na falta destas deve-se aplicar as normas internacionais.

Neste item, serão abordados os aspectos normativos para sistemas GD FV, tanto nacionais quanto internacionais.

2.4.1 Normas Nacionais

O Brasil dispõe de várias normas para tratar do sistema FV, além de regulamentos técnicos da concessionária local e documentos emitidos pela ANEEL.

E estes serão descritos neste item.

- ABNT NBR IEC 62116:2012 - Procedimento de ensaio de anti-ilhamento para inversores de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica. Válida a partir de: 06/04/2012.

O ilhamento é a condição na qual parte da instalação elétrica, contendo carga e gerador, fica isolada do restante da rede elétrica. A fim de evitar o ilhamento, torna-

se necessária a utilização de inversores que sejam capazes de detectar essa condição e atuar em tempo adequado. Para tanto, os inversores devem ser ensaiados de modo a apresentar eficiência na atuação.

A NBR 62116 fornece um procedimento de ensaio para avaliar o desempenho das medidas de prevenção de ilhamento utilizadas em sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica (SFCR). Os procedimentos constantes nesta norma tratam-se de inversores monofásicos ou polifásicos empregados nos SFCR. No entanto, esta norma pode ser aplicada, após análise técnica, para outros tipos de sistemas conectados à rede, tais como, inversores que têm como fonte primária microturbinas e células a combustível, máquinas síncronas e de indução.

Esta norma descreve todos os equipamentos de ensaio a serem utilizados e suas especificações, além dos procedimentos de ensaios e os requisitos mínimos que permitem a repetibilidade.

- ABNT NBR 16149:2013 - Sistemas fotovoltaicos (FV) - Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição. Válida a partir de: 01/03/2014.

A NBR 16149 estabelece as recomendações específicas para a interface de conexão entre os sistemas fotovoltaicos e a rede de distribuição de energia elétrica.

Esta norma descreve os parâmetros de compatibilidade com a rede, tais como: tensão, potência, frequência, faixa operacional normal de tensão e frequência, cintilação, proteção de injeção de componentes c.c. na rede elétrica, harmônicos e distorção de forma de onda e fator de potência e injeção/demanda de potência reativa. Além disto, a norma trata sobre segurança pessoal e proteção do sistema FV, controle externo, requisitos de suportabilidade a sobtensões decorrentes de faltas na rede.

No escopo desta norma encontram-se duas notas importantes que seguem abaixo:

NOTA 1: Não contempla compatibilidade eletromagnética e os procedimentos de ensaio de anti-ilhamento.

NOTA 2: Os requisitos para a conexão dos sistemas fotovoltaicos à rede podem variar quando é utilizado um sistema de armazenamento de energia ou os sinais de controle e comando são provenientes da distribuidora.

- ABNT NBR 16150:2013 - Sistemas fotovoltaicos (FV) – Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição – Procedimento de ensaio de conformidade. Válida a partir de: 04/04/2013.

A NBR 16150 trata dos procedimentos de ensaio para verificar se os equipamentos utilizados na interface de conexão entre o sistema fotovoltaico e a rede de distribuição de energia estão em conformidade com os requisitos da NBR16149. Ela é aplicável aos conversores estáticos mono ou polifásicos utilizados em sistemas fotovoltaicos de conexão à rede elétrica e aos outros componentes utilizados na interface de conexão entre o sistema fotovoltaico e a rede de distribuição de energia.

Nesta norma constam instrumentos de medição e seus requisitos, e os procedimentos de ensaio com todos os requisitos mínimos de forma detalhada item a item.

- ABNT NBR 11704:2008 - Sistemas fotovoltaicos – Classificação. Válida a partir de: 21/02/2008.

Esta norma trata da classificação dos sistemas fotovoltaicos quanto a interligação com o sistema público de fornecimento de energia elétrica, quanto à configuração (sistemas puros ou híbridos), inclusive alguns exemplos de classificação de sistemas fotovoltaicos com tipo de sistema, alimentação dos consumidores, se necessária acumulação de energia, componentes básicos e aplicações típicas.

- ABNT NBR 16274:2014 – Sistemas fotovoltaicos conectados à rede – Requisitos mínimos para documentação, ensaios de comissionamento, inspeção e avaliação de desempenho. Válida a partir de 06/04/2014.

Esta norma tem três focos: requisitos de documentação, a qual detalha as informações mínimas que devem estar presentes na documentação fornecida após a instalação do sistema FV conectado à rede; verificação, a qual indica as informações mínimas que devem ser fornecidas após a verificação inicial (ou periódica) do sistema, incluindo requisitos mínimos para inspeção e ensaios de comissionamento; avaliação de desempenho, o qual detalha os procedimentos mínimos necessários para avaliar o desempenho do sistema FV conectado à rede, após o início de sua operação.

- ANEEL Resolução Normativa 482:2012 - Estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de

energia elétrica, o sistema de compensação de energia elétrica, e dá outras providências. Válida a partir de 17/04/2012. Esta resolução foi alterada pela Resolução Normativa 687/2015, sendo que os itens alterados têm validade a partir de 1º de março de 2016.

Esta resolução é importante para o entendimento de GD uma vez que ela traz definições no Art. 2º, tais como:

I - microgeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 100 kW e que utilize fontes com base em energia hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras; até 29/02/2016. A partir de 1º de março de 2016 microgeração distribuída é definida como central geradora de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 75 kW e que utilize cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, ou fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras;

II - minigeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada superior a 100 kW e menor ou igual a 1 MW para fontes com base em energia hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras; até 29/02/2016. A partir de 1º de março de 2016 minigeração distribuída é definida como central geradora de energia elétrica, com potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 3 MW para fontes hídricas ou menor ou igual a 5 MW para cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, ou para as demais fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras;

III - sistema de compensação de energia elétrica: sistema no qual a energia ativa injetada por unidade consumidora com microgeração distribuída ou minigeração distribuída é cedida, por meio de empréstimo gratuito, à distribuidora local e posteriormente compensada com o consumo de energia elétrica ativa dessa mesma unidade consumidora ou de outra unidade consumidora de mesma titularidade da unidade consumidora onde os créditos foram gerados, desde que possua o mesmo Cadastro de Pessoa Física (CPF) ou Cadastro de Pessoa Jurídica (CNPJ) junto ao Ministério da Fazenda (Redação dada pela REN ANEEL 517, de 11.12.2012.) até 29/02/2016. A partir de 1º de março de 2016 Sistema de compensação de energia

elétrica: Sistema no qual a energia ativa injetada por unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída é cedida, por meio de empréstimo gratuito, à distribuidora local e posteriormente compensada com o consumo de energia elétrica ativa.

Além das definições, esta resolução trata no Capítulo 2 do acesso aos sistemas de distribuição, onde consta, por exemplo, que para micro e mini GD ficam dispensados de assinatura de contratos de uso e conexão caso participe do sistema de compensação, o qual é tratado no Capítulo 3 desta mesma resolução. No capítulo 3 encontram-se as orientações a respeito do sistema de compensação de energia elétrica, desde sua adesão até o seu faturamento.

Baseado no Capítulo 4 da Resolução Normativa 482:2012, que trata da medição de energia elétrica, pode-se afirmar que os custos referentes à adequação do sistema de medição, são de responsabilidade do interessado. Sendo a distribuidora responsável, após adequação, pela operação e manutenção do sistema de medição, além de responsável por custos de eventuais substituições ou adequações.

E pode-se ainda, no Capítulo 5 da mesma Resolução, saber sobre as responsabilidades por danos ao sistema elétrico.

Em 24 de novembro de 2015 foram aprovados aprimoramentos desta resolução normativa, por meio da Resolução Normativa nº 687/2015, seguem algumas novidades.

- ✓ O prazo de validade dos créditos passou de 36 para 60 meses, sendo que eles podem também ser usados para abater o consumo de unidades consumidoras do mesmo titular situadas em outro local, desde que na área de atendimento de uma mesma distribuidora. Esse tipo de utilização dos créditos foi denominado “autoconsumo remoto”.

- ✓ Também foi criada a possibilidade de instalação de geração distribuída em condomínios (empreendimentos de múltiplas unidades consumidoras). Nessa configuração, a energia gerada pode ser repartida entre os condôminos em porcentagens definidas pelos próprios consumidores.

- ✓ Criação da “geração compartilhada”, possibilitando que diversos interessados se unam em um consórcio ou em uma

cooperativa, instalem uma micro ou minigeração distribuída e utilizem a energia gerada para redução das faturas dos consorciados ou cooperados.

✓ Simplificação do processo burocrático com relação aos procedimentos necessários para se conectar a micro ou minigeração distribuída à rede da distribuidora. Foram instituídos formulários padrão para realização da solicitação de acesso pelo consumidor. O prazo total para a distribuidora conectar usinas de até 75 kW, que era de 82 dias, foi reduzido para 34 dias. Adicionalmente, a partir de janeiro de 2017, os consumidores poderão fazer a solicitação e acompanhar o andamento de seu pedido junto à distribuidora pela internet.

- COPEL NTC 905200 – Acesso de micro e minigeração distribuída ao sistema da Copel. Emitida em fevereiro/2014 e revisada em agosto/2014. – Para os casos em que a unidade geradora seja atendida pela Copel Distribuição S.A.

A NTC (Norma Técnica Copel) trata a respeito do acesso de micro e minigeração distribuída ao sistema, especificamente, da Copel. Nesta regulamentação específica contém os requisitos técnicos desde a conexão até os requisitos gerais do sistema de medição, os arranjos de conexão e as especificações de equipamentos.

- ABNT NBR 5410:2005 – Instalações elétricas de baixa tensão. Válida a partir de 31/03/2005

O objetivo desta norma é estabelecer as condições para realizar instalações elétricas de baixa tensão em diversos aspectos. No entanto, destacam-se dos itens 6.4.1 ao 6.4.7, que trata da questão do aterramento.

- ABNT NBR 5419:2005 – Proteção de estruturas contra descargas atmosféricas. Válida

Esta norma descreve as definições, características gerais e específicas e inspeção dos SPDAs – Sistemas de Proteção contra Descarga Atmosférica.

2.4.2 Normas Internacionais

De acordo com a revista o Setor Elétrico pode-se elencar como principais normas internacionais para a geração distribuída como sendo:

- IEC 62109-1 (2010): *Safety of power converters for use in photovoltaic power systems – Part 1: General requirements*

Aplica-se a equipamentos de conversão de energia para uso em sistemas fotovoltaicos. Esta norma define as exigências mínimas para o projeto e fabricação de equipamentos de conversão, para que tenham proteção contra descarga elétrica, fogo, impactos mecânicos, entre outros;

- IEC 62109-2 (2011): *Safety of power converters for use in photovoltaic power systems – Part 2: Particular requirements for inverters*

Aborda especificamente a segurança de produtos com conversores CC-CA e CC-CC, assim como produtos que atuam ou funcionam com inversores;

- IEEE Std 928 (1986): *Recommended Criteria for Terrestrial Photovoltaic Power Systems*

Especifica critérios para a análise de desempenho de sistemas terrestres de geração de energia fotovoltaica, além de apresentar um quadro detalhado com padrões de desempenho de sistemas de energia fotovoltaica;

- IEEE Std 929 (1988): *Recommended Practice for Utility Interface of Photovoltaic (PV) Systems*

Traz recomendações que asseguram a compatibilidade de operação de sistemas fotovoltaicos, além de abordar questões de segurança pessoal e qualidade da energia;

- IEEE Std 1547 (2008): *Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems*

Discute as várias tecnologias de geração distribuída e os problemas associados à interconexão de geradores na rede elétrica;

➤ IEC 61727 – *Photovoltaic (PV) systems*

Abrange as conexões de geração distribuída fotovoltaicos e seus respectivos inversores CC-CA com capacidade de não ilhamento e como se dá a interconexão com a rede de distribuição.

3 ESTADO DA ARTE DOS SISTEMAS DE PROTEÇÃO PARA DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

O sistema de potência elétrica é comumente dividido em três grandes grupos: geração, transmissão e distribuição de energia elétrica. A geração pode se dar através das formas ditas convencionais com geração centralizada, ou seja, hidrelétricas de grande porte, termelétricas movidas a carvão mineral, óleo mineral, óleo combustível, gás natural ou nuclear. Segundo a EPE (2015) a maior parte da energia elétrica gerada no Brasil tem procedência de empreendimentos hidrelétricos, que responderam por 65,2% de toda a capacidade instalada do país em 2015. Na figura 13 é possível perceber qual é a organização padrão do sistema elétrico.

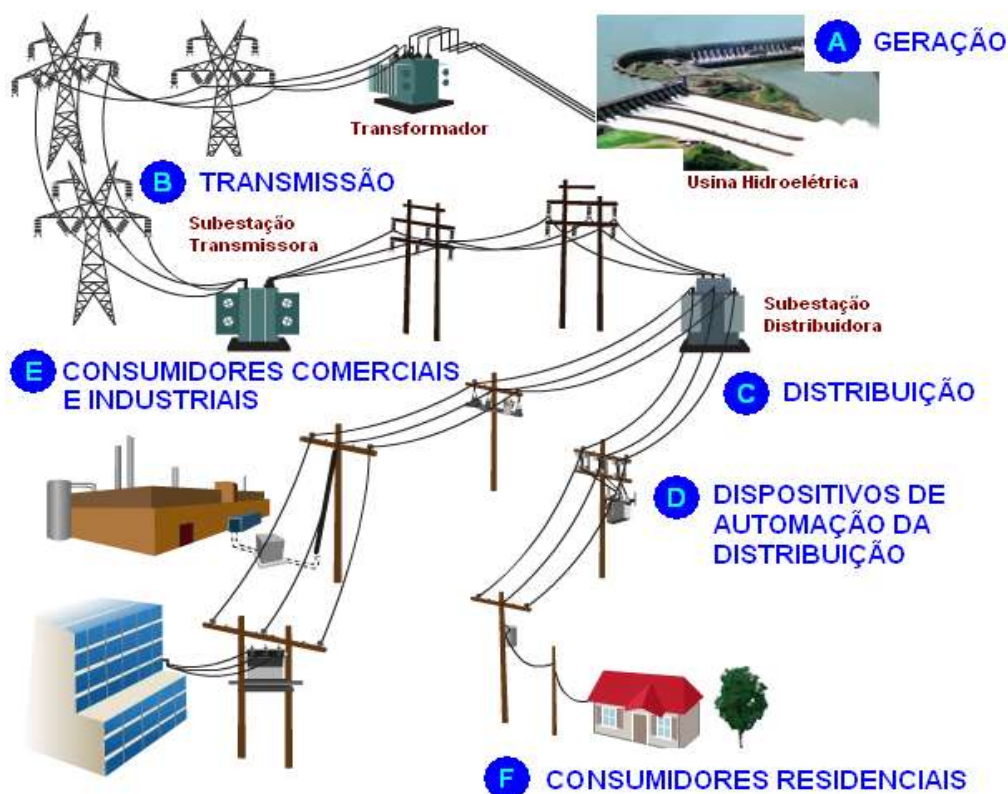


Figura 13 - Representação do sistema elétrico padrão, ou seja, sem a inserção de geração distribuída.

FONTE: Adaptado de ENGEHALL, 2014

Existe ainda a geração de energia elétrica a partir de formas alternativas tais como energia solar fotovoltaica, eólica, biomassa, pequenas centrais hidrelétricas ou

força das marés. O presente trabalho terá como foco principal a microgeração de energia através de painéis fotovoltaicos. Segundo dados da *Renewable Energy* (REN21, 2015), a capacidade instalada de sistemas fotovoltaicos atingiu a marca de 177GWp em 2014. Em geral estes sistemas eram isolados, ou seja, não conectados à rede elétrica existente, porém a partir dos anos 2000 até os dias de hoje cerca de 95% são sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica (EPE, 2014).

Com a crescente onda de SFCR a nível mundial se faz contínua a busca por interligação, bons padrões de qualidade e confiabilidade do sistema visto que a cada dia ele se torna mais complexo. O esquema da estrutura do sistema elétrico com a inserção de geração distribuída pode ser visto na Figura 14:

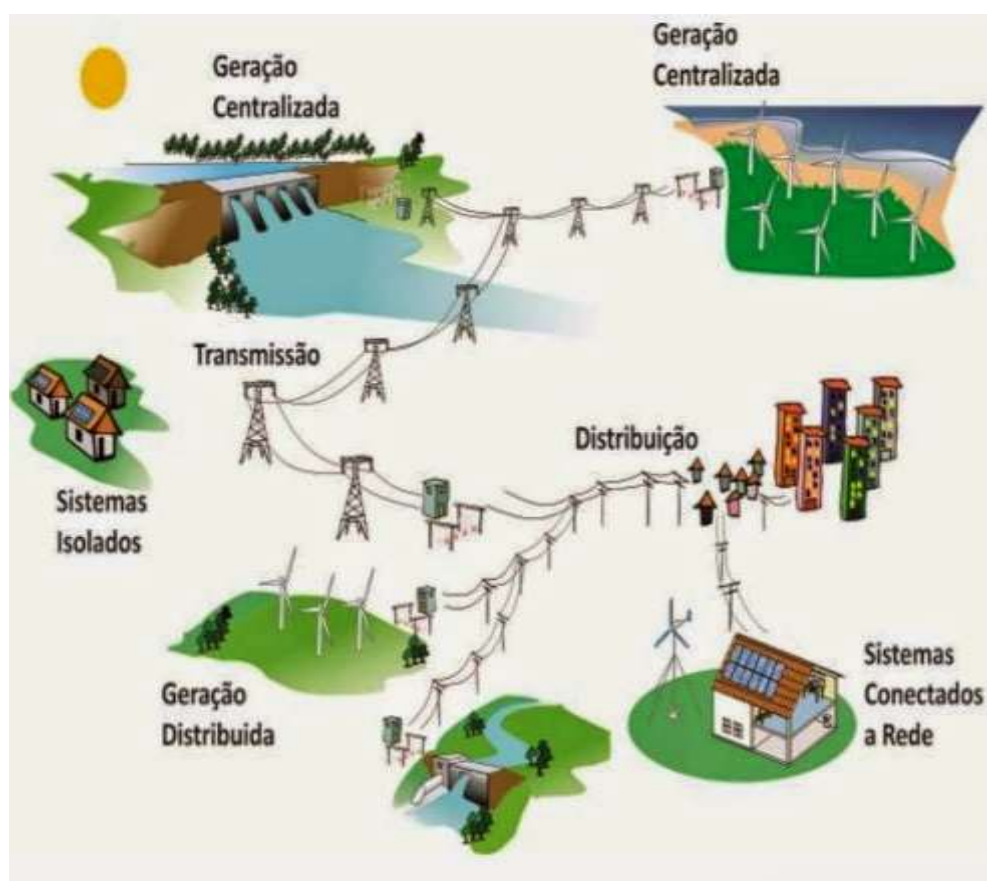


Figura 14 - Esquema do sistema elétrico com a inserção de sistemas conectados à rede.
 FONTE: CEPEL, 2013 in RAIA (s.d.)

O comportamento do sistema elétrico com inserção de geração distribuída conectada à rede elétrica será discutido com mais riqueza de detalhes no capítulo 4. Antes, porém, entende-se necessário fazer uma breve explanação do sistema de proteção bem como das filosofias de proteção que permeiam o sistema elétrico

brasileiro visto que um dos pontos críticos relativo aos sistemas de energia elétrica é a proteção destes sistemas, pois, a maioria dos defeitos possui grande energia associada e se medidas de segurança e proteção não estiverem bem definidas e projetadas os danos podem ser catastróficos, tanto em relação a equipamentos quanto a preservação da vida humana (RODRIGUES, 2013).

3.1 PANORAMA GERAL DO SISTEMA DE PROTEÇÃO

A proteção de sistemas elétricos atua com dois grandes objetivos: evitar que falhas no sistema, como o curto-circuito, possam danificar equipamentos e promover o rápido reestabelecimento de energia, evitando danos aos consumidores e proporcionando uma qualidade no fornecimento de energia aos usuários.

Os atuais sistemas de proteção levam em consideração os seguintes aspectos (COTOSCK, 2007):

Econômico: atualmente, por exemplo, novos sistemas de proteção são implementados, utilizando-se relés microprocessados, porém, devidos a fatores econômicos, os equipamentos eletromecânicos e estáticos em bom funcionamento são mantidos.

Propagação do defeito: evitar que o defeito possa atingir outros equipamentos da rede, causando danos a esses ou interferindo na operação normal do sistema;

Tempo de inoperância: minimizar o tempo da não disponibilidade do fornecimento de energia.

Os sistemas de distribuição no Brasil, em sua maioria, são tipicamente radiais, ou seja, com fluxo de potência em um único sentido: da geração para a carga (MOTA et al., 2014), conforme figura 15.

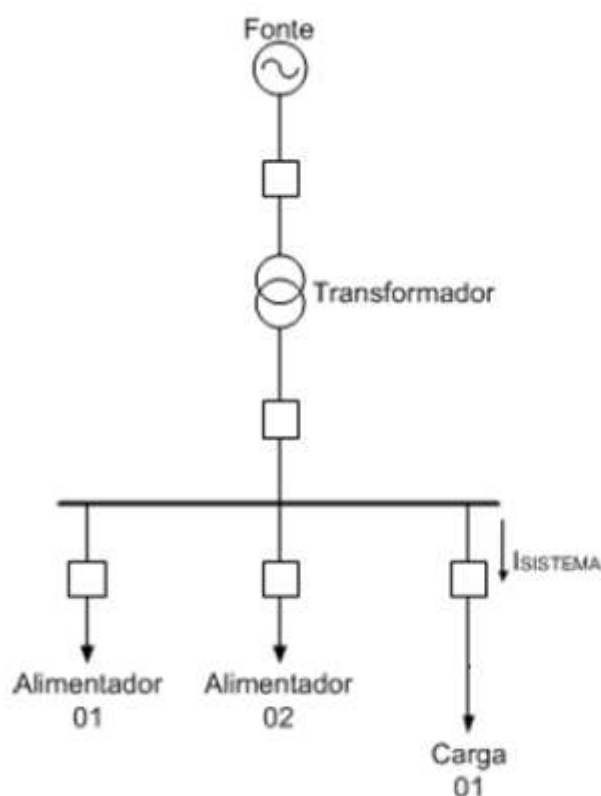


Figura 15 - Sistema de distribuição radial.

Fonte: Proteção geração distribuída, MOTA et al., 2014.

Os circuitos de distribuição em média tensão, denominados de alimentadores, possuem tipicamente as proteções de sobrecorrente de fase e neutro (ANSI 50/51 e 50N/51N), além da função de religamento (ANSI 79) e verificação de sincronismo (ANSI 25) (AFFONSO, 2005 e MOTA, 2010). Estas funções são largamente utilizadas nos sistemas de distribuição no Brasil e, para a configuração radial, normalmente atendem aos requisitos de proteção e seletividade.

3.2 EQUIPAMENTOS DO SISTEMA DE PROTEÇÃO

Para que se possa entender quais os impactos da inserção de GD FV, no sistema de distribuição, é necessário entender como funciona os principais equipamentos de proteção inseridos nos sistemas elétricos de potência. Pode-se dizer que o sistema básico de proteção é construído através da junção de equipamentos

tais quais disjuntores, transformadores de corrente, transformadores de potencial e relés de proteção.

I. Disjuntor

Os disjuntores são dispositivos de seccionamento de circuitos dos sistemas elétricos, que podem operar em condições de carga ou de curto-circuito. O disjuntor possui uma bobina de abertura e uma bobina de fechamento que, quando energizadas, promovem respectivamente a abertura e o fechamento dos contatos principais que irão interromper a passagem da corrente (COSTOCK, 2007). Um exemplo de disjuntor de alta tensão pode ser observado na figura 16.



Figura 16 – Disjuntor de alta tensão.

Fonte: Projeto subestação UNIFEI, 2012.

II. Transformador de potencial (TP)

O transformador de potencial é o sensor que realiza a transdução da tensão do sistema de potência para níveis apropriados para o processamento pelos relés de proteção, pelos medidores e para fins de controle e supervisão (OLIVEIRA, 2009). Podem ser divididos em dois grandes grupos: transformador de potencial tipo indutivo e do tipo capacitivo. Em linhas gerais o que os diferencia é o valor de tensão em que serão utilizados e exatidão. Na figura 17 é possível verificar um exemplo de transformador de potencial.



Figura 17 - Transformador de potencial

Fonte: ARTECHE, 2015.

III. Transformador de corrente (TC)

Segundo a NBR 6856 (1992), o transformador de corrente pode ser utilizado para serviços de medição ou proteção sendo que o que os diferencia é a sua classe de exatidão. Suas principais funções são baixar os níveis de corrente para um valor

nominal padronizado no Brasil de 5 A (RODRIGUES, 2013) e compatibilizar os níveis de tensão entre o sistema de potência e sistema de medição. O primário do transformador é ligado em série com o circuito elétrico e os terminais do secundário alimentam as bobinas de corrente de instrumentos de proteção (relés de proteção), medição ou controle. O transformador de corrente pode ser observado na figura 18.



Figura 18 - Transformador de corrente

Fonte: SOLTRAN TRANSFORMADORES, 2009.

IV. Relés de proteção

A proteção de sistemas elétricos de potência é feita pelos relés. Os relés são sensores que, estrategicamente colocados no sistema, efetuam a proteção do mesmo. Quando há uma perturbação ou defeito no sistema que sensibilize o relé além de seu ajuste, o mesmo atua, isolando o defeito do resto do sistema. Desta forma, a função primordial desse equipamento é identificar os defeitos, localizá-los da maneira mais exata possível e alertar a quem opera o sistema, promovendo o disparo de alarmes e abertura dos disjuntores de modo isolar o defeito (KINDERMANN, 2012).

A respeito dos tipos de construção dos relés, eles podem ser divididos em três grandes grupos, eletromecânicos, estáticos e digitais:

- Relés eletromecânicos

Os relés eletromecânicos são os que atuam no circuito de destrava do disjuntor a partir de movimentos mecânicos, provenientes de acoplamentos elétricos e magnéticos, em geral, com os secundários dos transformadores de instrumentos. Quanto ao seu princípio básico de funcionamento, há dois tipos: atração eletromagnética e indução eletromagnética. O aspecto construtivo possui certa semelhança nos dois casos: o relé é composto por uma bobina magnetizante, uma parte mecânica (embolo, braço de alavanca ou disco), mola de restrição e o contato normalmente aberto do circuito de acionamento do disjuntor (SOUZA, 2010).

- Relés estáticos

Os relés estáticos são construídos com dispositivos eletrônicos que desempenham funções lógicas e de temporização específicas para proteção. Nesses relés não existem partes móveis e todos os comandos são feitos eletronicamente, por isso apresentando algumas vantagens sobre os relés eletromecânicos como alta velocidade de operação, baixa carga para os transformadores de corrente, baixa manutenção devido à ausência de partes móveis (GOES, 2013).

- Relés digitais

Os relés digitais são considerados a terceira geração dos relés estáticos. Estes relés utilizam como base os microprocessadores. Devido à grande flexibilidade do processador, um mesmo relé pode exercer várias funções, tais como: controle, gravação dos dados amostrados, informação de eventos e diferentes funções de proteção. Os dados são armazenados no *hardware* e há possibilidade de diferentes programas serem executados simultaneamente no relé digital. Estes dados armazenados podem ser periodicamente retirados da memória (devido ao limite da capacidade de dados armazenados) para que novos dados possam ser gravados sem perda de informação. Como os dados estão armazenados, e não oscilografados e impressos, podem ser tratados (através de processamentos matemáticos dos sinais e/ou filtragem) para se obter diversos resultados que facilitem a análise dos operadores do sistema e engenheiros de proteção (COTOSCK, 2007).

V. Religadores:

Os religadores são equipamentos automatizados de manobra, exemplificados na figura 19, que operam nas redes de distribuição de energia elétrica, normalmente em circuitos secundários de 13.8, 27 e 36 kV. Seu princípio de funcionamento se baseia na detecção automática de uma falta na rede elétrica, interrompendo o circuito de distribuição. Após o período pré-configurado, o religador restabelecerá automaticamente a energia na linha, verificando se a falta no circuito ainda permanece (ECIL ENERGIA, 2013).



Figura 19 - Religador AR-1000 para circuitos de 13.8, 27 e 36 kV.

Fonte: ECIL ENERGIA, 2013.

3.2.1 Funções de proteção e termos importantes:

A padronização das funções de proteção se fez relevante em função do grande número de funções necessárias para a proteção de sistemas elétricos de potência cada vez mais complexos. Desta forma, a *American National Standards Institute* – ANSI atribuiu números aos dispositivos de proteção e controle (CICÉLI, 2012). A tabela ANSI pode ser observada na tabela 3:

Para fins de proteção em sistemas aonde existam fontes distribuídas se faz necessária uma atenção especial a função de proteção 67, direcional de sobrecorrente. Este assunto será tratado com mais detalhes no capítulo 4.

Em se tratando de terminologia específica da área de proteção de sistemas se faz necessário trazer à tona a definição de alguns termos que são comumente utilizados na literatura:

Trip: Sinal enviado pelo relé a fim de prover o desligamento do disjuntor (MARDEGAN, 2010)

Pick-up: ponto em que a tensão ou corrente injetada sensibilizam o relé de proteção, levando ao início da operação em relés eletrônicos ou digitais e/ou o movimento do disco de indução em relés eletromecânicos (CICÉLI, 2012).

Tabela 3 – Tabela ANSI

Nr	Denominação	Nr	Denominação
1	Elemento Principal	23	dispositivo de controle de temperatura
2	função de partida/fechamento temporizado	24	Relé de sobreexcitação ou Volts por Hertz
3	função de verificação ou interbloqueio	25	relé de verificação de Sincronismo ou Sincronização
4	contator principal	26	dispositivo térmico do equipamento
5	dispositivo de interrupção	27	relé de subtensão
6	disjuntor de partida	28	reservada para futura aplicação
7	disjuntor de anodo	29	contator de isolamento
8	dispositivo de desconexão da energia de controle	30	relé anunciador
9	dispositivo de reversão	31	dispositivo de excitação
10	chave de sequência das unidades	32	relé direcional de potência
11	reservada para futura aplicação	33	chave de posicionamento
12	dispositivo de sobrevelocidade	34	chave de sequência operada por motor
13	dispositivo de rotação síncrona	35	dispositivo para operação das escovas ou curto-circuitar anéis coletores
14	dispositivo de subvelocidade	36	dispositivo de polaridade
15	dispositivo de ajuste ou comparação de velocidade ou frequência	37	relé de subcorrente ou subpotência
16	reservada para futura aplicação	38	dispositivo de proteção de mancal
17	chave de derivação ou descarga	39	reservada para futura aplicação
18	dispositivo de aceleração ou desaceleração	40	relé de perda de excitação
19	contator de transição partida-marcha	41	disjuntor ou chave de campo
20	válvula operada eletricamente	42	disjuntor/chave de operação normal
21	relé de distância	43	dispositivo de transferência manual
22	disjuntor equalizador	44	relé de sequência de partida

Continua...

Tabela 3 - ANSI - Continuação

Nr	Denominação	Nr	Denominação
45	reservada para futura aplicação	71	dispositivo de detecção de nível
46	relé de desbalanceamento de corrente de fase	72	dispositivo de corrente contínua
47	relé de sequência de fase de tensão	73	contator de resistência de carga
48	relé de sequência incompleta/partida longa	74	função de alarme
49	relé térmico	75	mecanismo de mudança de posição
50	relé de sobrecorrente instantâneo	76	relé de sobrecorrente CC
51	relé de sobrecorrente temporizado	77	transmissor de impulsos
52	disjuntor de corrente alternada	78	relé de medição de ângulo de fase/proteção contra falta de sincronismo
53	relé para excitatriz ou gerador CC	79	relé de religamento
54	disjuntor para corrente contínua, alta velocidade	80	reservado para futura aplicação
55	relé de fator de potência	81	relé de sub/sobrefrequência
56	relé de aplicação de campo	82	relé de religamento CC
57	dispositivo de aterramento ou curto-circuito	83	relé de seleção/transferência automática
58	relé de falha de retificação	84	mecanismo de operação
59	relé de sobretensão	85	relé receptor de sinal de telecomunicação
60	relé de balanço de tensão/queima de fusíveis	86	relé auxiliar de bloqueio
61	relé de balanço de corrente	87	relé de proteção diferencial
62	relé temporizado	88	motor auxiliar ou motor gerador
63	relé de pressão de gás (Buchholz)	89	chave seccionadora
64	relé de proteção de terra	90	dispositivo de regulação
65	regulador	91	relé direcional de tensão
66	relé de supervisão do número de partidas	92	relé direcional de tensão e potência
67	relé direcional de sobrecorrente	93	contator de variação de campo
68	relé de bloqueio por oscilação de potência	94	relé de desligamento
69	dispositivo de controle permissivo	95 à 99	usado para aplicações futuras
70	reostato eletricamente operado		

Fonte: Adaptação de MARDEGAN, 2010.

3.3 PROTEÇÕES REQUERIDAS EM SISTEMAS DE GD FV:

De acordo com a ANEEL (2012), através do Prodist (procedimento de distribuição) módulo 3, existem alguns tipos de proteção que devem estar presentes

nos sistemas que utilizam micro geradores distribuídos. Estas proteções devem ser atuadas ou por equipamentos específicos de proteção (relés) ou através dos próprios inversores presentes no sistema conectado à rede.

Na tabela 4 é possível notar com base na Resolução Normativa 687/2015 as proteções requeridas nos pontos de conexão da micro e minigeração distribuída em função da potência instalada:

Tabela 4 - Proteções requeridas no ponto de conexão em função da potência instalada:

PROTEÇÃO	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
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	Sim	Sim
Sobrecorrente com restrição de tensão	Não	Não	Sim
Sincronismo	Sim	Sim	Sim
Anti-ilhamento	Sim	Sim	Sim

Fonte: ANEEL Resolução Normativa 687/2015, 2015.

3.4 Coordenação do sistema de proteção:

Coordenação é a condição que se dá a dois ou mais equipamentos de proteção operarem numa determinada sequência, previamente definidas, quando em condição de falta no sistema (CPFL, 2003).

Segundo Leme et al. (2013) no sistema de distribuição existem diversos tipos de coordenação entre diferentes equipamentos de proteção, tais como, coordenação entre elos fusíveis, entre relé – religador, religador – elo fusível, entre religador – seccionalizador – elo fusível.

4 IMPACTOS DA GD FV NO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Segundo um estudo publicado pela EPE sobre a inserção de GD FV no Brasil, por meio de projeções da GD FV, pode-se listar alguns impactos benéficos em certos aspectos para consumidores, distribuidores e fornecedores. Exemplos disso são a dedução no valor pago da conta de energia do usuário, aumento de faturamento das empresas fornecedoras e prestadoras de serviços de instalação dos sistemas, ganhos para a sociedade de forma geral como economia na contratação de energia, redução de perdas técnicas, redução de emissões dos gases do efeito estufa, geração de postos de trabalho (estima-se que 15 novos postos de trabalho são criados a cada MWp instalado, este dado consta na publicação da EPE a qual cita a EPIA como fonte) (EPE, 2014).

No ano de 2015 a fonte solar se firmou tanto na geração centralizada, quanto na geração distribuída, por conta das facilidades criadas na Resolução 482 e pela isenção do ICMS 8/2015 (do qual participam os estados de Goiás, Pernambuco, São Paulo, Rio Grande do Norte, Ceará, Tocantins, Bahia, Maranhão, Mato Grosso, e Distrito Federal e Minas Gerais que concede isenção por meio de lei estadual) por meio do convênio do Confaz, a expectativa é que em 2016 chegue por volta de 14 mil sistemas instalados (NEVES, Lívia. 2015). Com toda esta estimativa de aumento da GD FV, vem a necessidade de estudar cada vez mais sobre as possíveis alterações benéficas ou não causadas no sistema de distribuição, e neste trabalho serão abordados os impactos visto sob variados aspectos principalmente no que diz respeito a proteção do sistema.

4.1 EFEITOS GERAIS DA INSERÇÃO DE GD FV NO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO:

Com a alta penetração das gerações distribuídas fotovoltaicas é importante pensar na possibilidade da existência de alguns impactos da GD FV tanto na rede de distribuição quanto no próprio sistema FV, que podem se manifestar de forma positiva

ou negativa. Alguns requisitos mínimos devem ser mantidos para garantir a qualidade da energia fornecida (GRABOLLE, 2010). Alguns desses efeitos e impactos serão descritos nos próximos itens do capítulo 4 de acordo com as pesquisas bibliográficas resultantes.

4.1.1 Efeitos da GD FV na tensão da rede:

- *Ondulação de tensão:*

Segundo um artigo publicado por Grady e Razon (2014) o fenômeno de ondulação de tensão já é conhecido do sistema de distribuição há alguns anos e pode-se dizer que para um sistema dito convencional ele já tinha sido parcialmente solucionado.

Ondulações de tensão são aumentos momentâneos dos valores de tensão, na frequência nominal, além das tolerâncias com durações de mais de um ciclo, porém, inferiores a alguns segundos (TREVISAN, 2011). Segundo os autores do artigo "*An Evaluation Voltage Ripple Caused by Cloud Shadow Moving Over High-Penetration PV Distribution Networks*" com a inserção de GD FV em grande escala este fenômeno pode voltar a ocorrer.

A fim de determinar uma possível flutuação de tensão na rede a partir da inserção da GD FV, os autores fizeram uso de um modelo baseado na máxima saída de potência do sistema FV, e para a simulação se fez uso do *software* PCFLO (*software* que executa cálculos de harmônicos, curto-circuitos e fluxo de carga). Desta forma assumiu-se que o arranjo FV fornecia 50% da energia para a carga do barramento.

Segundo Grabolle (2010) os sistemas sem armazenamento fornecem energia quando existe a irradiância solar. Neste caso, a potência transmitida pelo sistema fotovoltaico pode sofrer oscilações rápidas com a passagem de nuvens. A respeito dos resultados obtidos por Grady e Razon (2014) verificou-se que para o efeito descrito acima de sombreamento de todos os sistemas FV a queda de tensão do sistema era de aproximadamente 2,1% e se caso todos os geradores FV fossem desligados ao mesmo tempo a queda de tensão observada seria de 3%.

A conclusão do artigo citado acima é que a ondulação de tensão não depende apenas do grau de penetração de sistema GD FV, mas também da rigidez elétrica da

rede e da direção do vento que influencia as nuvens que podem encobrir os sistemas FV e desta forma diminuir a potência que os painéis fornecem. Neste estudo, o pior caso de ondulação de tensão sem ajustes de sistemas de controle, tais como, banco de capacitores e comutadores de tap foi na faixa de 1,4%.

- *Flutuação de tensão:*

As flutuações de tensão (efeitos *flicker*) se caracterizam como variações sistemáticas dos valores eficazes de tensão, ou uma série de mudanças aleatórias, cujas magnitudes normalmente não excedem faixas de valores preestabelecidos (faixa compreendida entre 0,95 pu e 1,05 pu) (PAULILLO; TEIXEIRA, 2010).

Durante a alta penetração de GD FV e em curtos espaços de tempo existe a possibilidade de haver fluxo de potência reversa nos alimentadores de baixa tensão. Muitos estudos indicam que a tensão pode aumentar quando há fluxo de potência reverso a partir de GDs. O aumento de tensão pode ocorrer também em casos de ilhamento. Tal fenômeno pode fazer com que a impedância da rede aumente. Pela ótica do inversor, que é uma fonte de controle de tensão ou corrente, quando a impedância aumenta para o mesmo montante de injeção de corrente pode haver então o aumento de tensão (HASHEMI; AGELIDIS, 2013).

O sistema de distribuição, tradicionalmente, tem uma configuração unidirecional saindo o transformador da subestação para os alimentadores, que estão conectados em barras. A variação de tensão pode ocorrer com alteração de vários parâmetros, tais como, tipo e densidade de carga, nível de tensão, quantidade de cargas conectadas. Uma solução de fácil aplicação pode ser proposta para solucionar este problema, o controle de tap em subestações. No entanto, esta manobra irá ajustar os níveis de tensão em todos os alimentadores conectados à barra, mesmo que não tenham sido acometidos pela alteração de tensão causada pela GD FV (GRABOLLE,2010).

No ano de 2013 foi realizado um estudo a respeito deste tema intitulado “*Evaluation of Voltage Regulation Mitigation Methods to High PV Penetration of PV Generation in Residential Areas*”. Para tal análise a rede elétrica foi considerada como sendo desbalanceada, com a inserção de pequenos sistemas FV e em grande parte com carga dinâmica.

Segundo o estudo acima citado os métodos de mitigação do aumento de tensão podem ser divididos em dois grandes grupos:

- Controle pela ótica dos painéis fotovoltaicos: Controle de potência ativa, *buffer* do excesso de potência ativa, controle da potência reativa, aplicações de controle de potência, etc.
- Controle pela ótica da rede elétrica: Instalação de autotransformadores ao longo da linha, redução da tensão do secundário da subestação, etc.

Tais métodos são de extrema importância visto que evitam os possíveis efeitos *flicker* na rede elétrica.

A necessidade de limitar as variações de tensão resultantes da rápida variação da GD FV, devido sua intermitência, se dá pela importância de manter a tensão dentro dos limites admissíveis para cada componente da rede de distribuição, tais como reguladores de tensão, banco de capacitores e alteração de tap de transformador (JUNG et al. 2015). Segundo o estudo realizado por Jung et al. (2015), em que são realizadas simulações que levam em consideração três diferentes situações (carga máxima, máxima geração de FV e máxima diferença entre carga e geração) os resultados obtidos apontaram que, tanto o desequilíbrio da tensão nos componentes, quanto as perdas reais e reativas são melhoradas após a inserção da GD FV.

De acordo com o artigo de Tzartev e Grady (2012) no caso de uma penetração de 50% de GD FV no sistema de distribuição a taxa de flutuação de tensão fica na faixa de 0,5% a 2% no final dos ramais de alimentadores. Segundo os autores citados acima tal taxa depende da distância entre a subestação e os geradores FV distribuídos. Essa variação máxima de 2% é confirmada pelo artigo de Jung et. al. (2015).

O artigo de Tzartev e Grady (2012) foi desenvolvido em função de uma simulação de 5 alimentadores da América do Norte utilizando o *software* EPRI's Open DSS e assumiu-se que os inversores não forneciam energia reativa e que poderiam rastrear rapidamente as oscilações de potência causados pelas diferenças de incidência solar nos sistemas.

De acordo com Manzoni e Castro (2016) a inserção da GD de fontes renováveis pode ocasionar problemas com a flutuação da tensão, seja sobre no caso de períodos de geração excedente ou subtensão no caso de armazenamento de energia em baterias, na rede de distribuição de BT. Segundo os autores a solução mais segura, porém, mais onerosa seria o acoplamento de armazenamento de

energia em baterias. Esse sistema de acoplamento funcionaria com baterias e supercapacitores durante o dia, no período de geração excedente ao consumo, para evitar sobretensão na rede. Essa energia armazenada seria devolvida para a rede de distribuição durante a noite, aos poucos, no período em que a carga consumidora exige mais energia, este procedimento evitaria a subtensão e também iria colaborar para o controle de reativo.

A solução da armazenagem de energia excedente em baterias também foi defendida por Appen et al. (2014). O estudo foi realizado baseado em dados da Alemanha, local onde quase 70% da GD FV está conectada à rede BT (em 2013 tinha 34,8 GWp de GD FV instalada). Devido aos problemas de sobretensão e de fluxo reverso causados pela alta adesão de GD FV, o autor procurou demonstrar a viabilidade, inclusive econômica, da utilização de armazenamento da energia em baterias (auto consumo). A conclusão do artigo é que a solução mais atraente para o problema de sobretensão é o auto consumo, tanto que um programa alemão paga até 600€ por kWp instalado de energia FV com sistema de bateria (APPEN et al. 2014).

Porém, a solução proposta de utilização de baterias pode não ser tão atraente por apresentar outros problemas em decorrência de sua forma construtiva, por exemplo, o descarte inadequado das baterias de chumbo-ácido utilizadas em sistemas fotovoltaicos pode ocasionar impactos socioambientais, representando riscos à saúde humana e ao meio ambiente, principalmente devido à possível contaminação do solo e de águas subterrâneas (TOLMASQUIM, 2016).

4.1.2 Efeitos da GD FV nos equipamentos do sistema:

Segundo Jung et al. (2015), o fluxo bidirecional causado pela inserção da GD FV pode ter efeitos no desempenho de alguns dispositivos, incluindo dispositivos de proteção e de controle. Essa condição de fluxo reverso pode causar problemas na coordenação da proteção e no funcionamento de equipamentos de regulação de tensão. No entanto, em alguns casos pode trazer benefícios para alguns equipamentos.

Os equipamentos do sistema de distribuição também estão submetidos aos impactos da geração distribuída. Esta afirmação pode ser comprovada no artigo

“Impact of High Penetration PV Distribution Transformer Insulation Life” de Pezeshki et al. (2014).

A fim de fazer as devidas verificações foi utilizado um transformador de 200 kVA, 22/0,400 kV. Neste caso, cada transformador / ramal alimentador fornecia energia a 77 consumidores. Deste total de consumidores 34 faziam uso de GD FV (com picos médios de 1.88 kW) e com potência instalada de aproximadamente 64 kW. Tal arranjo pode ser observado na Figura 20.

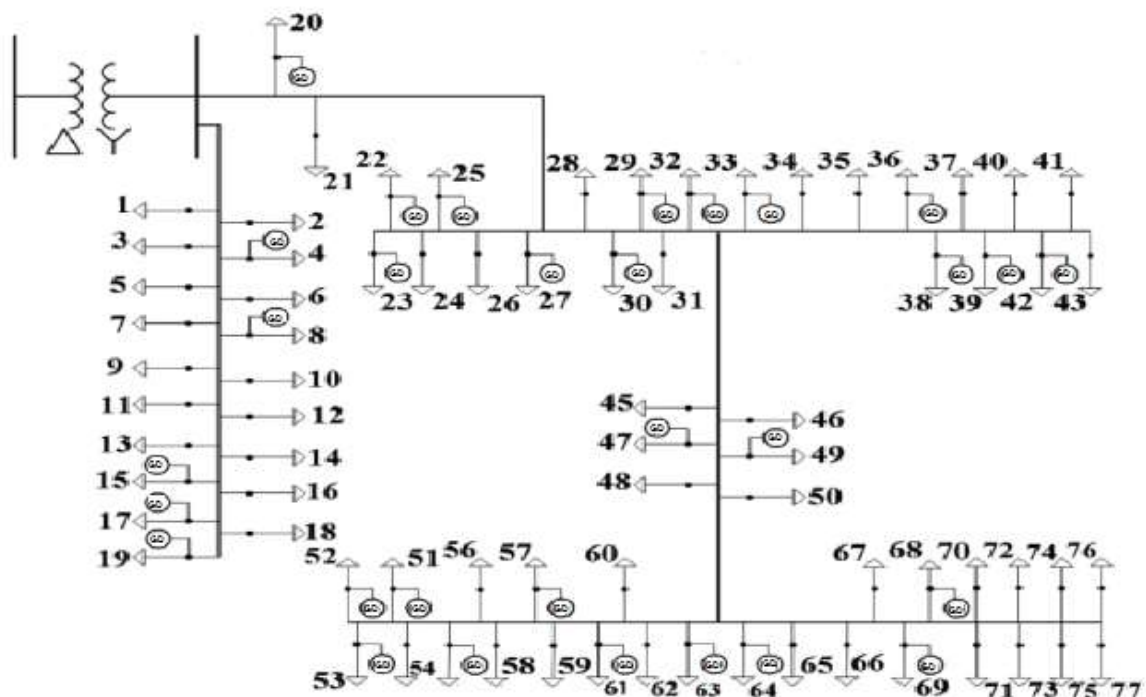


Figura 20 - Arranjo do site Perth Solar City com alta penetração de GD FV.

Fonte: *Impact of high PV penetration on distribution transformer insulation life*, 2014.

Nesta análise foram consideradas 4 situações distintas para o sistema:

- Sistema operando com desbalanceamento de carga e utilização de GD FV;
- Sistema operando com desbalanceamento de carga e sem utilização de GD FV;
- Sistema operando com balanceamento de carga e utilização de GD FV;
- Sistema operando com balanceamento de carga e sem utilização de GD FV;

A carga do transformador foi monitorada de 15 em 15 minutos durante o período de um ano. Outro fator importante observado foi a temperatura ambiente pois esta é uma característica que deve ser considerada para cálculos da vida útil do trafo. A partir de fórmulas matemáticas os autores puderam então traçar a resposta térmica do transformador bem como a taxa de perda de vida do trafo (*loss of life* – LOL) e também seu valor acumulado ao longo do ano em questão. Os dados mais relevantes obtidos podem ser observados na tabela 5:

Tabela 5 - Variação sazonal na perda de vida do transformador.

	Perda da vida do transformador (Dias)														
	Inverno			Primavera			Verão			Outuno			Annual		
	Fase A	Fase B	Fase C	Fase A	Fase B	Fase C	Fase A	Fase B	Fase C	Fase A	Fase B	Fase C	Fase A	Fase B	Fase C
Solar - 1.0 pu	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,7	3,9	9,8	0,2	0,5	0,7	1,1	4,6	11
Sem Solar - 1.0 pu	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2	1,2	6,8	18,5	0,3	1,1	1,6	1,7	8,1	20
Solar - 1.1 pu	0,1	0,1	0,2	0,1	0,1	0,2	1,1	7,3	20,9	0,2	0,8	1,1	1,5	8,3	22
Sem Solar - 1.1 pu	0,1	0,1	0,2	0,1	0,2	0,2	1,8	13,2	41,5	0,4	2	3	2,4	15,5	45
Solar - 1.2 pu	0,1	0,2	0,3	0,1	0,2	0,3	2,1	22,6	81,8	0,3	1,9	3	2,6	25	85
Sem Solar - 1.2 pu	0,1	0,2	0,3	0,1	0,2	0,4	3,8	43,5	173	0,8	6	9,6	4,8	50	184
Solar - 1.3 pu	0,1	0,3	0,6	0,1	0,3	0,5	4,5	79,9	365	0,6	5,2	8,8	5,4	86	375
Sem Solar - 1.3 pu	0,2	0,3	0,6	0,1	0,4	0,8	8,8	162	820	1,6	19,4	34,1	11	182	855
Solar - 1.4 pu	0,3	0,5	1,3	0,1	0,4	0,4	10,3	318	1838	1,2	1,2	28,5	12	320	1868
Sem Solar - 1.4 pu	0,3	0,5	1,2	0,2	0,7	1,7	22,1	670	4350	3,8	69,1	133	26	741	4486

Fonte: Traduzido do Artigo “Impact of High PV Penetration on Distribution Transformer Insulation Life”, 2014.

Foi possível perceber que com o aumento de GD FV, considerando o carregamento do transformador dado em pu na tabela 5, há uma diminuição da perda de vida do transformador (dado em dias). Por exemplo, para o verão, fase B e carregamento de 1,2 pu, a perda de vida do trafo é de 43,5 dias enquanto que com o uso de GD FV este número cai 22,6 dias. Segundo os pesquisadores este fato deve-se basicamente a diminuição da temperatura do óleo e da temperatura do ponto mais

quente do trafo. Logo, a combinação destes dois fatores é de extrema importância para estender a vida útil do transformador de distribuição.

4.1.3 Efeitos na GD FV na taxa de distorção harmônica:

A energia elétrica é fornecida em corrente alternada, com forma senoidal, alternando em uma frequência especificada, no Brasil 60 Hz. No entanto, deve-se considerar a presença de harmônicos. A magnitude desses harmônicos pode ser obtida pela relação entre sua frequência e a frequência fundamental e podem ser ímpares ou pares. A presença dos harmônicos na rede pode causar distorções, resultando em ondas não senoidais tanto da corrente quanto da tensão. A distorção de harmônico manifesta-se com a grande quantidade de cargas não lineares, como computadores e lâmpadas fluorescentes, conectadas ao circuito. A distorção na tensão pode causar mau funcionamento de equipamentos eletrônicos, e na corrente pode causar sobre carregamento de cabos, transformadores e condutores neutro, erro de medição e acionamento de dispositivos de proteção (GRABOLLE, 2010).

Essa distorção harmônica de corrente pode ser injetada na rede pelo inversor fotovoltaico conforme a carga conectada no circuito ligado a ele e a quantidade de energia. Sendo que, quanto mais próximo da potência nominal o inversor operar menor será a taxa de distorção total (TDH – *total harmonic distortion*), cuja TDH de corrente não deve ultrapassar 5%. A quantidade de distorção harmônica de corrente injetada pelo inversor depende principalmente da característica das cargas conectadas a ele. Em um estudo realizado no estado de Santa Catarina, observando o comportamento de alguns inversores auto comutados (que impõem a sua forma de onda para a rede) obteve-se em alguns casos uma TDH de tensão de até 10%, taxa considerada ainda viável para a conexão respeitando a premissa do estudo desenvolvido por Urbanetz (2010) de desabilitar a medição de impedância, um dos parâmetros da rede. Após o inversor entrar em operação com esta taxa, ainda sofreu uma redução no seu valor, melhorando a forma de onda de tensão, pois tinha um carregamento entre moderado e pleno. A impedância da rede, quando muito alta, é um dos parâmetros que pode impedir o inversor fotovoltaico de entrar em operação (URBANETZ JUNIOR, 2010).

Os inversores designados para instalações de pequeno porte são monofásicos, geralmente menores que 10 kW e em pequena quantidade, normalmente, não causariam nenhum problema para o sistema elétrico. Contudo, com o aumento da aplicação dos sistemas fotovoltaicos como geração distribuída, um grande número de inversores conectados no mesmo alimentador pode causar problemas à rede se os harmônicos produzidos forem excessivos (GRABOLLE, 2010 apud DUFFEY e STRATFORD, 1989; COBBEN et al., 2007).

Em relação a elevada penetração de GD FV, com o uso maciço de inversores, pode-se citar como um de seus benefícios, a melhoria na qualidade de potência ativa, quando há utilização de filtragem ativa de harmônicos. Como os inversores constroem a forma de onda, podem injetar correntes harmônicas visando compensar a distorção detectada na rede de distribuição, reduzindo a distorção total (SHAYANI, 2010).

4.2 EFEITOS NA PROTEÇÃO DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO COM A INSERÇÃO DE GD FV EM GRANDE ESCALA:

4.2.1 Contribuição de corrente de curto circuito e operação dos relés de sobrecorrente:

Um dos requisitos limitantes para a conexão da GD FV é o nível de curto circuito total, que é a combinação das contribuições para a falta da rede e do gerador distribuído, estar abaixo do limite estabelecido pelo operador do sistema. Pois, há uma corrente de falta máxima aceitável para que os equipamentos e cabos que compõem o sistema de distribuição não sejam danificados, e que não ultrapasse a capacidade de curto circuito do sistema (GRABOLLE, 2010).

Segundo CAAMAÑO-MARTÍN et al. (2007) apesar de ser um possível impacto, a GD FV não contribui significativamente para a corrente de falta pois essa grandeza em um gerador fotovoltaico está entre 10 e 12% maior que a máxima corrente entregue pelos inversores à rede. Além disto, os inversores são normalmente equipados para detectar grandes perturbações (excesso de corrente) e atuar de forma esperada.

Keller et. al. (2011) desenvolveram uma pesquisa levando em consideração o comportamento de inversores monofásicos durante um curto-circuito segundo a premissa de que a corrente de falta para inversores é de duas vezes a corrente nominal. No artigo em questão foram estudados 20 inversores residenciais de diferentes fabricantes cuja a potência variava entre 1,5 kW a 7 kW. Outro detalhe importante é que no teste o modo de operação dos inversores conectados à rede era o de controle de corrente.

Os estudos acerca da análise de curto circuito dos inversores foram realizados pela *National Renewable Energy Laboratory* (NREL) e seu sistema era composto por um simulador de rede com potência constante de 5 kW, 240 V e 60 Hz com corrente máxima de curto circuito de 300 A. A fonte de CC atingia 16 a 17 kW, 0-20 A e 0-600 Vcc.

Já pelo ensaio realizado pela *Southern California Edison* (SCE) o sistema FV era composto por um simulador de rede de 55 kW, 480/240 Vca. O simulador do sistema fotovoltaico era de até 45 kW, 100-1000 Vcc. Os dados obtidos pelo SCE podem ser observados na tabela 6:

Tabela 6 – Resumo dos resultados do teste de curto circuito

Inversor	tempo de curto circuito mínimo (ms)	tempo de curto circuito máximo (ms)	corrente de curto circuito mínimo (%)	corrente de curto circuito máximo(%)
SCE_1	13	17	436%	525%
SCE_2	6	17	290%	423%
SCE_3	9	25	163%	423%
SCE_4	1	6	174%	525%
SCE_5	2	34	123%	406%
SCE_6	2	3	373%	423%
SCE_7	3	14	200%	310%
SCE_8	2	130	161%	555%
SCE_10	32	41	290%	600%
SCE_11	20	63	156%	688%
SCE_12	2	18	217%	529%
SCE_13	1	14	80%	324%
SCE_14	1	14	159%	355%
SCE_16	1	228	110%	326%

Fonte: Traduzido de "Fault current contribution from single-phase PV inverters", 2011

É possível perceber que o desligamento de um inversor em relação a corrente de falta e ao tempo de trip tem uma grande dispersão de valores. Tal fato pode ser observado se compararmos o menor tempo de trip do SCE_16 (1 ms) em relação ao maior tempo de atuação do equipamento (228ms – 15 ciclos).

Segundo os autores, os valores obtidos de corrente de curto-circuito são fontes valiosas para o entendimento dos níveis de corrente de curto circuito que podem ser fornecidos por consumidores que utilizam inversores na GD.

Ainda a respeito da possível contribuição dos inversores para a falta, Petean (2014) faz um apanhado geral de informações referentes aos estudos já realizados acerca do tema. De acordo com o autor, as publicações que estudam os níveis de curto circuito vindos de inversores são muito menores em número dos que discorrem acerca de máquinas rotativas. Em sua tese, Petean (2014) traça uma metodologia para avaliar a influência de GDs com inversores no sistema de distribuição e para tanto analisa de forma detalhada a contribuição de falta dos inversores de acordo com os três tipos de operação do inversor (controle por PQ, PV e I). Os dados obtidos podem ser vistos na tabela 7:

Quando um inversor é controlado por PQ se mantém as suas potências ativa e reativa constantes; para controle PV são constantes a potência ativa e tensão terminal e para o controle I a corrente se mantém constante.

Tabela 7 – Valores máximos de correntes de curto-circuito em função do tipo de controle e condições de aplicações da falta trifásica.

Condições de aplicação da falta trifásica	Valor máximo de corrente (pu)		
	Controle (I)	Controle (PQ)	Controle (PV)
Ângulo 0°	1,04	1,30	1,69
Ângulo 90°	1,05	1,30	1,76
FP = 0,92 e ângulo 0°	1,04	1,39	NA
FP = 0,92 e ângulo 90°	1,06	1,39	NA
FP = 0,50 e ângulo 0°	1,00	1,41	NA
FP = 0,50 e ângulo 90°	1,00	1,41	NA
P = 1,0 pu e V = 0,95 pu ângulo 0°	NA	NA	1,42
P = 1,0 pu e V = 0,95 pu ângulo 90°	NA	NA	1,52
P = 1,0 pu e V = 1,05 pu ângulo 0°	NA	NA	1,46
P = 1,0 pu e V = 1,05 pu ângulo 90°	NA	NA	1,63
P = 0,5 pu e V = 1,00 pu ângulo 0°	NA	NA	1,59
P = 0,5 pu e V = 1,00 pu ângulo 90°	NA	NA	1,55

Fonte: Metodologia para avaliação da influência de geradores distribuídos nos níveis de curto-circuito em sistemas de distribuição de energia, 2014.

Verifica-se que os inversores controlados por corrente têm melhor desempenho em relação aos outros tipos de controle e que em nenhum dos casos a contribuição de falta chegou a 2,0 pu (valor estimado e padronizado por fabricantes em relação a máxima contribuição de falta do inversor). Outro ponto importante da tese é que o autor propõe duas metodologias para incluir os geradores distribuídos nos cálculos de curto-circuito. A primeira delas propõe a inserção de GD FV de forma semelhante ao que se pratica para geradores síncronos, que utiliza os seus valores de reatâncias nos cálculos de curto circuito do sistema de distribuição e a segunda metodologia interpreta o gerador distribuído como sendo uma fonte de corrente, que em condição de falta, fornece o dobro de sua corrente nominal (PETEAN, 2014).

Hooshyar e Baran (2013) descrevem em seu estudo que a partir de uma falta no ramal alimentador que tem uma série de GD FV conectados é esperado que cada sistema FV tenda mesmo que rapidamente a alimentar a corrente de falta, uma vez que, estes equipamentos são projetados para entregar a máxima potência do painel FV mesmo que a tensão da rede seja mínima (situação que pode ser observada em

caso de curto circuito na rede). Quando a corrente entregue pelo inversor atinge um nível máximo o inversor limita a corrente e desconecta o sistema FV da rede.

Segundo os autores um outro ponto importante para a contribuição de falta dos inversores é o esquema de proteção empregado pelo inversor. De acordo com a norma 929 do IEEE a desconexão do sistema ocorre em função de valores anormais de tensão e frequência da rede como pode ser observado na tabela 8:

Tabela 8 – Tabela de desconexão do sistema conforme norma IEEE Std 929

		Tempo de trip
Tensão no Terminal	$V < 0,5 \text{ pu}$	6 ciclos
	$0,5 \text{ pu} \leq V < 0,88 \text{ pu}$	120 ciclos
	$0,88 \text{ pu} \leq V < 1,1 \text{ pu}$	operação normal
	$1,1 \text{ pu} \leq V < 1,37 \text{ pu}$	120 ciclos
	$1,37 \text{ pu} \leq V$	2 ciclos
Freq. Da Rede	$f < 59,3$	6 ciclos
	$59,3 \leq f \leq 60,5$	operação normal
	$60,5 < f$	6 ciclos

Fonte: Traduzido de "Fault analysis on distribution feeders with high penetration of PV systems", 2013.

Desta forma para um ramal alimentador que tem vários GD FV conectados ao longo da sua linha, os sistemas FV serão desconectados em diferentes tempos.

A fim de propor um método de análise de falta durante os primeiros segundos do curto circuito, em um alimentador que tem alta inserção de GD FV, e estimar o tempo de operação (trip) de um relé de sobrecorrente (eletromecânico e digital) os autores utilizaram o modelo de sistema de distribuição mostrado na figura 21.

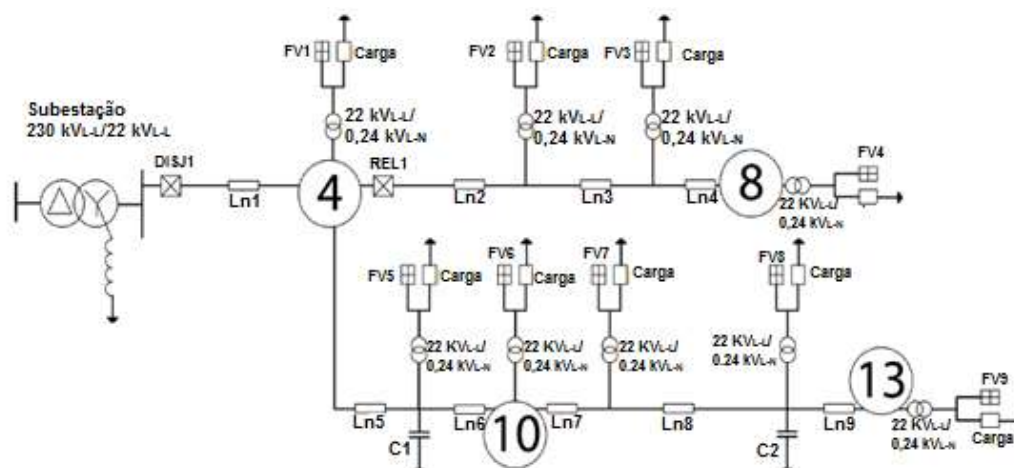


Figura 21 - Esquema do alimentador testado – uma amostra do “green hub”. Os círculos 4, 8, 10 e 13 mostram os pontos onde as faltas foram simuladas.

Fonte: Adaptado de “Fault analysis on distribution feeders with high penetration of PV systems”, 2013.

Uma das conclusões obtidas é que o perfil de corrente de falta para um alimentador com sistemas FV difere do perfil de tensão de um alimentador convencional composto apenas de cargas.

Logo, de acordo com os estudos, os métodos descritos no artigo são capazes de mostrar se a inserção de GD FV no alimentador provoca algum tipo de má operação ou coordenação errônea no sistema de proteção convencional, bem como se a proteção do alimentador está coordenada com o sistema de proteção do sistema fotovoltaico. Portanto, segundo os autores se através destes métodos for constatado algum tipo de falha na proteção seria importante a revisão dos esquemas de proteção já empregados por parte dos alimentadores (subestações).

Wang et al. (2010) propuseram uma análise a fim de entender os efeitos da inserção de GD FV na proteção feitos por relés no sistema de distribuição. O esquema por ele utilizado pode ser visto na figura 22. Considerou-se que a capacidade do sistema FV era de 1 MW. A simulação foi realizada de três diferentes formas considerando a posição do relé de proteção e a posição da geração distribuída.

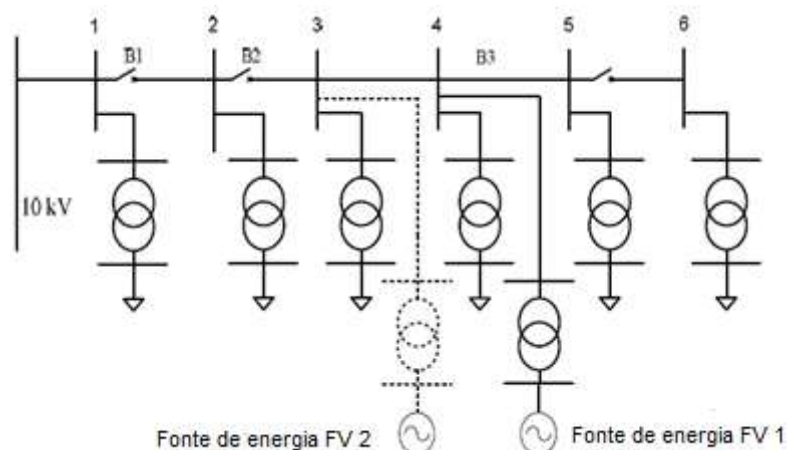


Figura 22 – Diagrama esquemático das posições dos relés de proteção e dos geradores distribuídos fotovoltaicos.

Fonte: Adaptado de “Research of effect on distribution network with penetration of photovoltaic system”, 2010.

Segundo os resultados obtidos pelos autores o efeito da GD FV no sistema de proteção (relé) depende da posição relativa entre o sistema fotovoltaico e o relé. Quando a GD FV está conectada a montante (nó 4) do relé B3, a GD FV aumentará a corrente de curto circuito. Para um curto circuito no nó 6 a corrente de curto circuito trifásico que passará através do relé B3 será maior (cerca de 2,9716 kA) e desta forma o alcance do relé aumentará. Tais resultados podem ser vistos na tabela 9:

Tabela 9 – Cálculo de curto circuito trifásico quando um gerador fotovoltaico está conectado no nó 4.

Nó do curto circuito	Corrente de curto circuito do curto circuito do nó (kA)		Corrente de flui através do relé de proteção B3 (kA)	
	Sem FV	FV conectada	Sem FV	FV conectada
Nó 3	4,2718	7,1434	0	0,0217
Nó 6	1,8894	2,9721	1,8891	2,9716

Fonte: Traduzido de “Research of effect on distribution network with penetration of photovoltaic system”, 2010.

Porém quando a GD FV está conectada no nó 4 a jusante dos relés B1 e B2, para faltas observadas no nó 6, pode-se observar que a corrente de falta que flui pelos relés B1 e B2 diminui. Neste caso, segundo os autores é possível dizer que se reduz o alcance dos relés. Tal situação pode-se observada na tabela 10.

Tabela 10 – Cálculo de curto circuito trifásico quando um gerador fotovoltaico está conectado no nó 4 abaixo dos relés de proteção B1 e B2.

Nó do curto circuito	Corrente de flui através do relé de proteção B1 (kA)		Corrente de flui através do relé de proteção B2 (kA)	
	Sem FV	FV conectada	Sem FV	FV conectada
Nó 1	0	0,9964	0	2,1018
Nó 6	0,9144	0,6235	1,9098	1,2911

Fonte: Traduzido de “Research of effect on distribution network with penetration of photovoltaic system”, 2010.

Uma terceira situação também foi simulada e consistia em ter a GD FV conectada ao nó 4 entre os relés B2 e B3. Neste caso, segundo os autores, a corrente de curto-circuito que passa pelos relés não muda significativamente e desta forma a proteção não é afetada.

Ainda sobre este estudo é importante ressaltar que os autores não fizeram menção ao uso de inversores nos geradores distribuídos fotovoltaicos e nem ao tempo de contribuição de falta dos geradores.

4.2.2 Efeitos na contribuição de corrente de curto circuito e coordenação entre disjuntores e religadores:

A respeito da coordenação entre dispositivos do sistema de distribuição, Bin et al. (2011) fizeram algumas considerações importantes acerca do tema. Nesta pesquisa três diferentes situações foram estudadas e podem ser observadas nas figuras 23, 24 e 25.

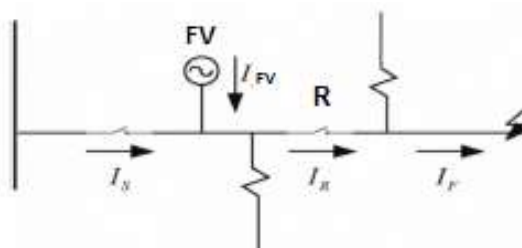


Figura 23– Alimentador típico com adição de sistema fotovoltaico a montante do religador R e falta no final da linha.

Fonte: Adaptado de “Research on relay protection of grid-connected photovoltaic power station in the Plateau”, 2011.

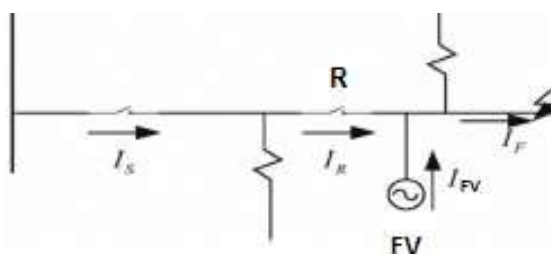


Figura 24– Alimentador típico com adição de sistema fotovoltaico a jusante do religador R e falta no final da linha.

Fonte: Adaptado de “Research on relay protection of grid-connected photovoltaic power station in the Plateau”, 2011.

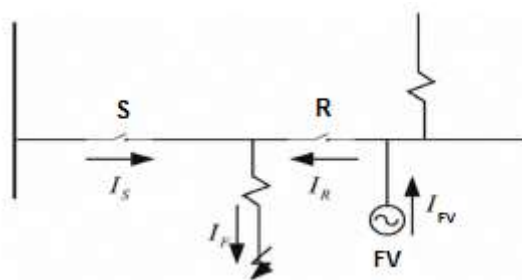


Figura 25– Alimentador típico com adição de sistema fotovoltaico a jusante do religador R e falta entre religadores.

Fonte: Adaptado de “Research on relay protection of grid-connected photovoltaic power station in the Plateau”, 2011.

Segundo os autores, para as situações acima apresentadas, a inserção de GD FV pode causar problemas na atuação do religador e na coordenação entre religador e fusíveis. A fim de mitigar esses efeitos, Bin et al. (2011) propõem um novo esquema de proteção que tem como principal estratégia a divisão do sistema de

distribuição em zonas de proteção e uso de relés de sobrecorrente direcional de tempo definido e relés de sobrecorrente de atuação instantânea e com tempo definido (fig. 26). Os religadores estão numerados de 1 a 5.

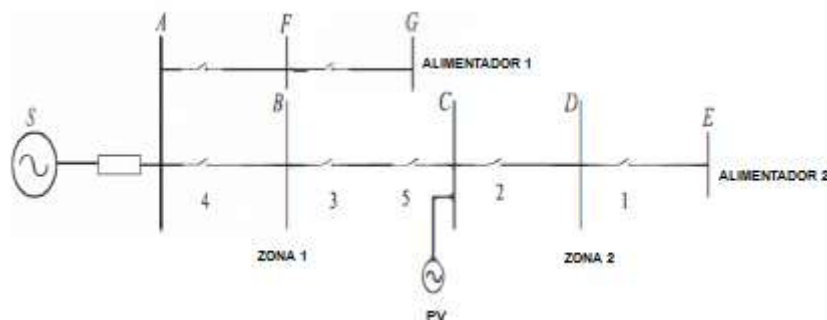


Figura 26 – Esquema de proteção sugerido. Inserção de apenas um gerador distribuído fotovoltaico.

Fonte: Adaptado de “Research on relay protection of grid-connected photovoltaic power station in the Plateau”, 2011.

Vanfretti et al. (2013) também fazem um estudo da coordenação entre relés de sobrecorrente dos alimentadores com alta penetração de GD FV. Para a pesquisa em questão foram observados em quais condições a GD FV pode afetar a coordenação da proteção e quão grande pode ser este efeito.

Segundo Vanfretti et al. (2013), quando ocorre uma falta no sistema a GD FV envia corrente para a falta. A corrente que será injetada depende do design do inversor do sistema fotovoltaico. O inversor limita a corrente máxima de falta de uma a duas vezes sua corrente nominal.

O sistema fotovoltaico utilizado para as considerações iniciais da problematização pode ser observado na figura 27 e o arranjo de alimentador bem como a geração distribuída e equipamentos de proteção pode ser observada na figura 28.

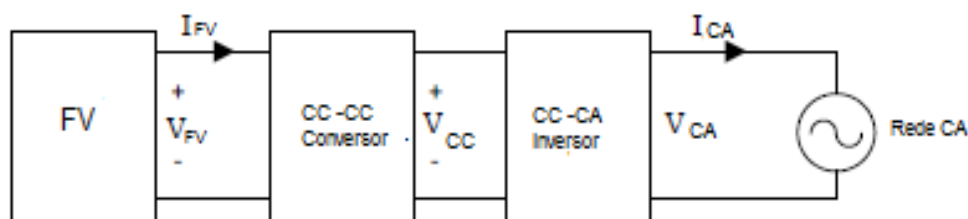


Figura 27 – Principais componentes de um sistema FV residencial

Fonte: Traduzido de: “Coordination assessment of overcurrent relay in distribution feeders with high penetration of PV systems”, 2013.

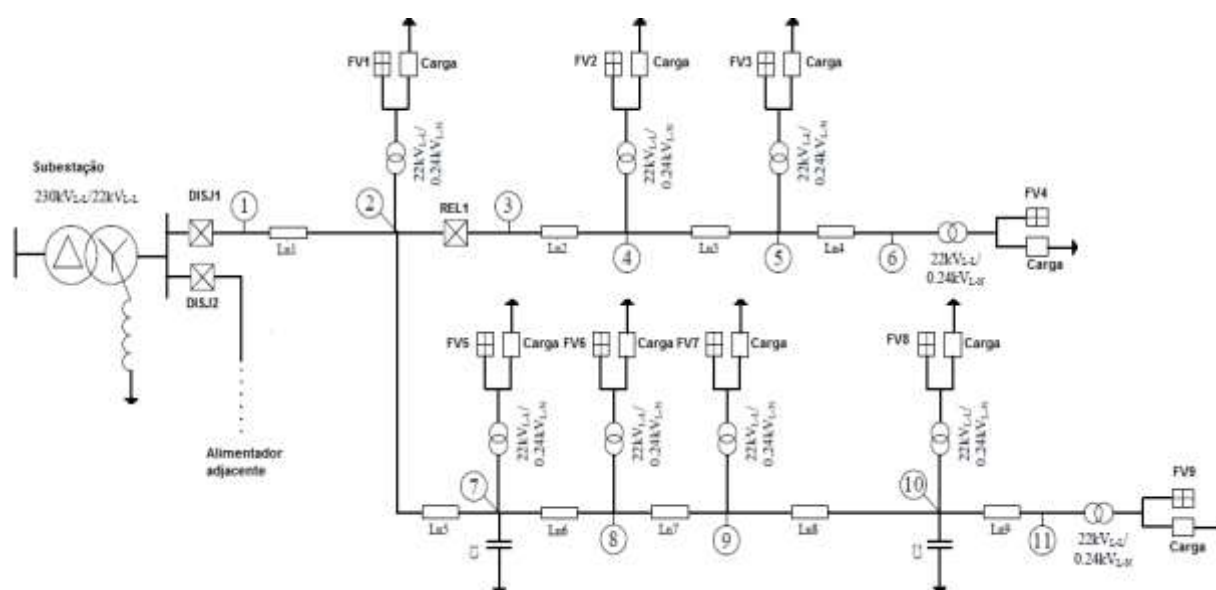


Figura 28 – Alimentador testado – um exemplo de alimentador dominado por inserção de GD FV.

Fonte: Traduzido de: “Coordination assessment of overcurrent relay in distribution feeders with high penetration of PV systems”, 2013.

Segundo Vanfretti et al. (2013), a coordenação de um sistema convencional sem a inserção de GD FV entre os relés de sobrecorrente é feita a partir da comparação dos valores de *trip* dos relés *versus* a corrente de falta que flui pelo próprio sistema. Porém quando se tem uma significativa inserção de GD FV, as curvas de tempo-corrente dos relés não fornecem mais os tempos corretos de *trip* visto que as contribuições de falta da GD FV, fazem com que as correntes que fluem através dos dispositivos de proteção sejam diferentes, entre si e entre o local da falta.

Para o efeito de simulações os autores consideraram que os sistemas FV inseridos no arranjo da figura 28 poderiam melhorar a coordenação do sistema exceto

em casos de curto circuito com alta resistência de falta localizadas no fim do alimentador. As situações simuladas e seus resultados podem ser observados a seguir:

- *Coordenação entre disjuntor DISJ1 e religador REL1:*

A simulação da coordenação entre o disjuntor DISJ1 e o religador REL1 (figura 28) pode ser observada nos gráficos 4 e 5:

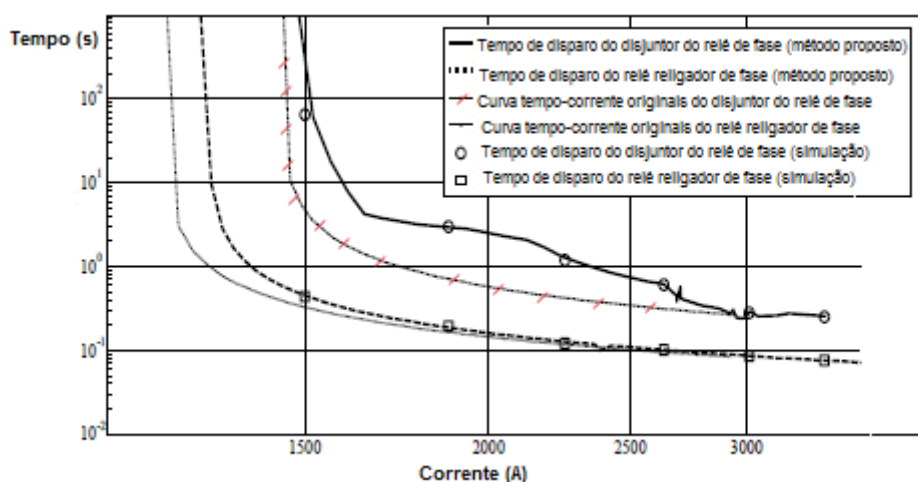


Gráfico 4 – Coordenação entre o disjuntor disj 1 e o religador REL1 para faltas trifásicas ocorrendo no nó 3.

Fonte: Traduzido de: “Coordination assessment of overcurrent relay in distribution feeders with high penetration of PV systems”, 2013.

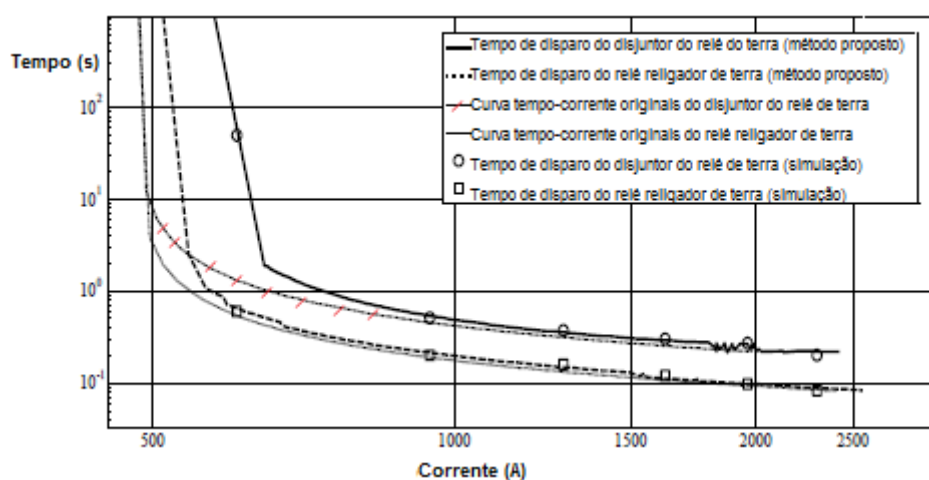


Gráfico 5 – Coordenação entre o disjuntor DISJ1e o religador REL1 para faltas monofásicas no nó 3.

Fonte: Traduzido de: “Coordination assessment of overcurrent relay in distribution feeders with high penetration of PV systems”, 2013.

É possível perceber através dos gráficos anteriores que quanto maior é a corrente de curto circuito (menor resistência de falta) o tempo de desconexão também diminui. Porém quando a corrente de curto circuito diminui (para uma falta de alta resistência) a inserção de sistemas fotovoltaicos pode melhorar o tempo de coordenação entre os equipamentos (religador e disjuntor). Desta forma, segundo Vanfretti et al. (2013), nesta situação abordada a coordenação entre os equipamentos melhora.

- *Coordenação entre relés localizados no final do alimentador:*

Uma segunda situação também foi analisada pelos autores. A fim de se verificar se a coordenação entre relés localizados no final do alimentador poderia ser afetada os dados obtidos foram registrados no gráfico 06

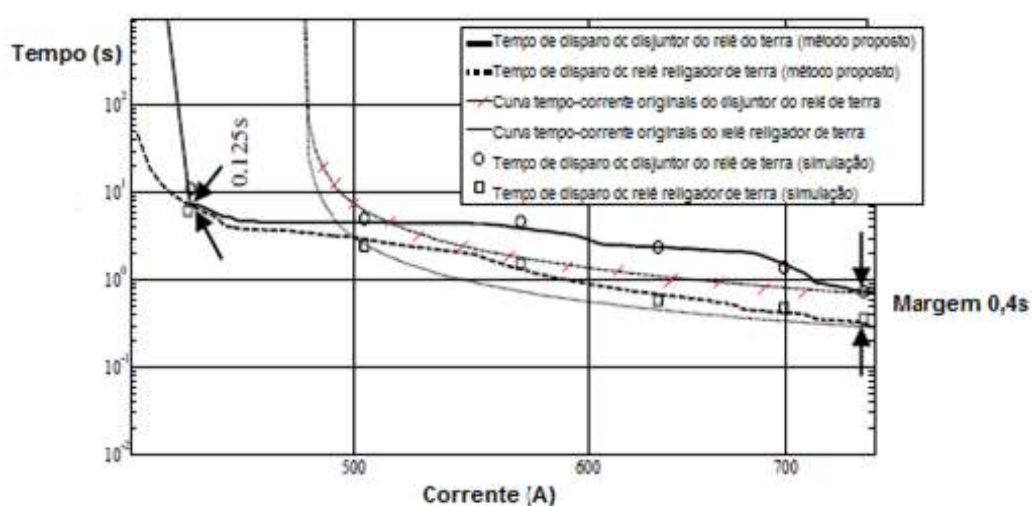


Gráfico 6 – Coordenação entre o religador REL1 e disjuntor DISJ1 para faltas no final do alimentador (nó 6) .

Fonte: Traduzido de: “Coordination assessment of overcurrent relay in distribution feeders with high penetration of PV systems”, 2013.

Segundo os autores para esse tipo de falta (alta resistência) a diferença de tempo de *trip* entre os equipamentos (religador e disjuntor) se tornou menor que 0,125 s que é muito menor que 0,4 s (tempo necessário para garantir a coordenação dos equipamentos).

A conclusão do estudo em questão é que com a presença de GD FV ao longo de um alimentador a coordenação dos equipamentos de proteção pode melhorar.

Esta característica é válida exceto quando houver uma falta de alta resistência no final do alimentador, pois, poderá ocorrer uma coordenação errônea entre religador e disjuntor.

4.2.3 Anti-ilhamento do sistema:

A interconexão da geração distribuída acrescenta uma nova complicação ao projeto e operação do sistema elétrico ao qual será conectada, pois, tanto a concessionária quanto o proprietário da GD devem garantir que a instalação seja projetada de forma a propiciar uma operação segura e confiável, assegurando que a operação da GD não prejudique ou cause danos ao sistema da concessionária e aos demais consumidores nela conectados (BEHRENDT, 2002).

O fenômeno de ilhamento acontece quando um gerador distribuído (ou grupo deles) continua a energizar uma porção do sistema que já foi seccionado do sistema elétrico principal por meio de chaves fusível, disjuntores ou chave seccionadoras (SARABIA, 2011). O esquema de ilhamento pode ser observado na figura 29.

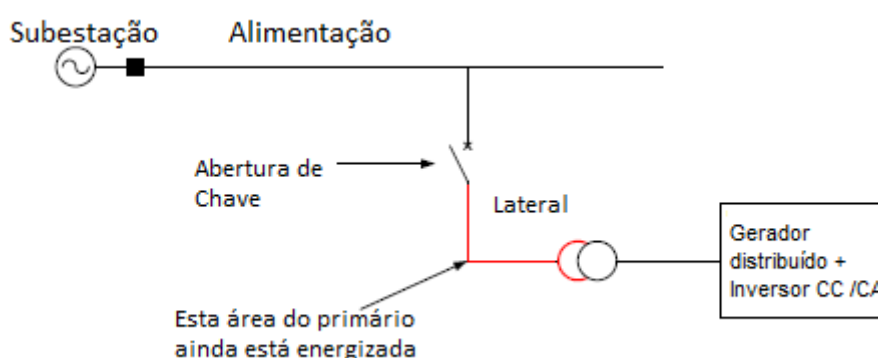


Figura 29 – Esquema que mostra o processo de ilhamento não intencional

Fonte: Adaptado de *Impacts of Distributed Generation on Distribution System*, 2011.

A não detecção de ilhamento pode causar impactos significativos tanto em relação a aspectos comerciais, técnicos ou em relação aos fatores de segurança e

confiabilidade do sistema elétrico. Segundo Walling e Miller (2002), a seguir pode-se citar alguns impactos do ilhamento não detectado:

- A tensão e frequência que é fornecida ao cliente conectado à parte ilhada do sistema está fora do controle de qualidade da companhia de energia, porém ela continua em alguns casos responsável por tais índices;
- A segurança do pessoal de operação e manutenção pode ser comprometida uma vez que parte do circuito continua energizada (geradores distribuídos conectados) sem o conhecimento dos mesmos;

Segundo Jenkins e Ekanaya (2010) para se evitar esta situação as GDs devem apresentar proteção de anti-ilhamento, isolando o gerador distribuído da rede em caso de anomalia da rede.

De acordo com Karimi et al. (2015) uma série de esquemas de controle e estratégias tem sido desenvolvidas para que o ilhamento seja detectado com sucesso. Em geral as técnicas podem ser classificadas em dois grandes grupos: técnicas remotas e locais. A detecção por técnicas remotas baseia-se na comunicação entre as redes públicas e as unidades fotovoltaicas. Já a detecção local pode ser tanto passiva, ativa ou híbrida. Neste caso, a forma passiva leva em consideração medições do sistema e a forma ativa cria perturbações no sistema para que seja possível a avaliação do ilhamento.

Na tabela 11 pode-se observar quais as técnicas mais comuns para detecção de ilhamento bem como os pontos fortes e os pontos fracos de cada técnica:

Tabela 11 - Técnicas mais comuns de detecção deilhamento, pontos fortes e pontos fracos

Técnicas Remotas		
Técnica	Pontos fortes	Ponto fracos
Power line carrier communication (PLCC)	<ul style="list-style-type: none"> Efetivo para sistemas elétricos com vários GDs; A potência de saída fornecida pelos GDs não sofre interferência; 	<ul style="list-style-type: none"> Os receptores e transmissões necessários podem ser considerados de alto custo; Erro de sinalização pode resultar no não ilhamento;
SCADA (Supervisório de controle e aquisição de dados)	<ul style="list-style-type: none"> Muito efetivo na detecção de situações de ilhamento; 	<ul style="list-style-type: none"> Alto custo de implementação em função do grande número de sensores;
Sinal produzido pela desconexão (SPD)	<ul style="list-style-type: none"> Pode ser utilizado para múltiplos GDs; Sistema de gerenciamento efetivo e sistema de supervisão adicional em função da coordenação entre GDs e a rede; 	<ul style="list-style-type: none"> Implementação de alto custo se a conexão entre cada inversor e DG for via telefone;
Técnicas Locais		
Técnica	Pontos fortes	Ponto fracos
Técnicas Passivas		
Sob/sub tensão, sob/sub frequência	<ul style="list-style-type: none"> Baixo custo de implementação 	<ul style="list-style-type: none"> Grande zona de não detecção; Tempo de reação do equipamento de proteção pode variar;
Deteção de variação de tensão de fase	<ul style="list-style-type: none"> Fácil implementação A potência de saída fornecida pelo inversor não é afetada assim como a resposta transitória; 	<ul style="list-style-type: none"> Grande zona de não detecção; Complexidade na escolha do valor limite de tensão adequado a cada sistema;
Deteção de tensão e corrente harmônicas	<ul style="list-style-type: none"> Muito efetivo na detecção de situações de ilhamento; 	<ul style="list-style-type: none"> Dificuldade na seleção um valor de trip limite Não pode ser utilizado para sistemas com múltiplos inversores;
ROCOF	<ul style="list-style-type: none"> Requer baixo desequilíbrio potência ativa 	<ul style="list-style-type: none"> Suscetível a operação errônea;
ROCOP	<ul style="list-style-type: none"> Efetivo para sistemas com carga desbalanceada; 	<ul style="list-style-type: none"> Dificuldade para determinar a configuração adequada de trip;
Deteção baseada em estimadores de estado	<ul style="list-style-type: none"> Baixa zona de não detecção; Muito eficiente na detecção de não ilhamento; Rápida detecção de ilhamento; 	<ul style="list-style-type: none"> Requer complexa técnica de programação;

Continua...

Tabela 11- Continuação

Técnicas Ativas		
Medição de impedância	<ul style="list-style-type: none"> • Pequena zona de não detecção; 	<ul style="list-style-type: none"> • Não efetivo para múltiplos inversores; • São necessários valores exatos de impedância;
Injeção de harmônicos	<ul style="list-style-type: none"> • Muito efetivo na detecção de situações de ilhamento; 	<ul style="list-style-type: none"> • Dificuldade na seleção um valor de trip limite; • Não pode ser utilizado em sistemas com múltiplos inversores;
<i>Slip- mode frequency shift (SMS)</i>	<ul style="list-style-type: none"> • Pequena zona de não detecção; • Fácil de implementar; • Efetivo para múltiplos inversores; 	<ul style="list-style-type: none"> • A qualidade da potência fornecida é diminuída; • Possíveis perdas de estabilidade em função das variações de frequência;
Mudança de fase ativa	<ul style="list-style-type: none"> • Efetivo para múltiplos inversores; • Pode ser utilizado em sistemas em paralelo com cargas RLC com frequência de ressonância igual a frequência da linha; 	<ul style="list-style-type: none"> • Não é efetivo para cargas de grande inércia;
Derivação de frequência ativa	<ul style="list-style-type: none"> • De fácil implementação para sistemas de múltiplos inversores; 	<ul style="list-style-type: none"> • Diminuição da qualidade da potência;
Variação de frequência	<ul style="list-style-type: none"> • Efetivo na detecção de ilhamento para inversor monofásicos; 	<ul style="list-style-type: none"> • Não efetivo para múltiplos inversores;
Esquemas gerais elétricos de frequência	<ul style="list-style-type: none"> • Fácil de ser implementados; • Baixo custo; • Robusto para distúrbios na rede; • Pouca diminuição da qualidade de energia; 	<ul style="list-style-type: none"> • Os sinais de distúrbio (na frequência e tensão) deve ser o menor valor possível;

Fonte: Adaptado de "Photovoltaic penetration issues and impacts in distribution network – A review", 2015.

Segundo Guha et al. (2015) não existe uma técnica anti-ilhamento que seja universal a todos os tipos de geradores distribuídos. Cada umas das técnicas têm suas vantagens e desvantagens e cabe então escolher uma delas de acordo com custo e a confiabilidade do sistema. Na tabela 12 pode-se comprovar a afirmação acima através da comparação entre as técnicas convencionais de anti-ilhamento:

Tabela 12 – Normas convencionais de anti-ilhamento

Técnica de anti-ilhamento	Zona de não detecção	Tempo de detecção	Qualidade da energia	Custo de implantação	Confiabilidade na detecção	Efeito em múltiplos GDs
Passiva	Grande	Pequeno	Sem efeito	Baixo	Baixa	Sem efeito
Ativa	Pequena	Grande	Degradação	Baixo	Baixa	Pode haver problemas de sincronismo
“Machine learning” – Algoritmos adaptativos	Pequena	Variável	Sem efeito	Baixo	Alta	Sem efeito
Remota	Nenhuma	Muito pequeno	Sem efeito	Alto	Muito alta	Pode aumentar o custo

Fonte: Adaptado de “Anti-Islanding techniques for inverter-based distributed generation systems” - 2015.

Machine learning se refere a um apanhado de técnicas que fazem uso de algoritmos adaptativos a fim de detectar o ilhamento. Entre estas técnicas citam-se redes neurais artificiais, árvore de decisão, controle de lógica *fuzzy*, etc.

Segundo Luque e Hegedeus (2003) o monitoramento da tensão e da frequência são os primeiros a identificar o desligamento da rede elétrica. Porém, um terceiro método de evitar o ilhamento é o monitoramento da impedância da rede elétrica.

4.2.4 Autoreligamento do sistema:

A elevada ocorrência de faltas transitórias em sistemas de distribuição torna vantajoso o uso de religadores automáticos para evitar a queima desnecessária de elos fusíveis, minimizando a duração das interrupções de energia. Dada a relevância

do assunto, verificou-se o comportamento da coordenação entre o fusível e o religador.

Um estudo utilizando um alimentador real no Arizona modelado em openDSS realizado por Tang e Ayyanar (2014) com cerca de mil transformadores servindo cerca de 3 mil clientes sobre a coordenação entre fusível e religador. A proteção do alimentador era composta por um relé na subestação, um religador principal na linha e cerca de 200 fusíveis laterais. Para a pesquisa foram realizadas simulações com vários níveis de penetração de GD FV e com faltas em vários locais diferentes. Após verificar os resultados chegou-se à conclusão de que a penetração elevada da GD FV provoca impactos mínimos, para o alimentador escolhido. Os resultados das simulações podem ser verificados na tabela 13.

Tabela 13 - Resultados da simulação entre a coordenação entre fusível e o religador

Localização do FV	Status da Coordenação
FV localizado próximo ao religador	Sem ocorrência de descoordenação quando a saída do FV aumenta de 500 kW até 5000 kW
FV localizado no meio do alimentador	Sem ocorrência de descoordenação quando a saída do FV aumenta de 500 kW até 5000 kW
FV localizado no fim do alimentador	Possível descoordenação entre o religador e o fusível quando a saída do FV é definida em 5000 kW e uma falta fase-terra é aplicada em um nó próximo ao fim do alimentador.

Fonte: Traduzido de TANG; AYYANAR, 2014.

Ou seja, para este estudo observou-se que pode ocorrer uma descoordenação entre o religador e o fusível quando o FV está localizado no fim do alimentador e que tenha uma potência acima de 5000 kW, para os demais casos não há impacto relevante para a coordenação entre fusível e religador (TANG; AYYANAR,2014).

4.3 Considerações gerais:

Em aspectos gerais, segundo Mitra (2013), a inserção GD FV em escala pequena a moderada pode ser benéfica ao sistema de distribuição. Isto deve-se ao fato de quando se muda a geração para perto da carga pode-se reduzir as correntes de linha e desta forma poderá resultar em um melhor perfil de tensão para os consumidores locais. Existe também a possibilidade de melhorar as perdas na rede.

Para altas inserções de GD FV, durante uma geração excedente de energia, é possível que haja perdas no sistema, sobrecarga nas linhas em função dos subdimensionamentos de condutores pré-existentes e desequilíbrio de tensão. Entretanto, caso a inserção de GD FV seja programada, pode-se obter uma redução na queda de tensão de fases mais carregadas e desta forma contribuir para a melhora no equilíbrio geral da tensão da rede.

5 CONCLUSÃO

O objetivo principal deste trabalho foi o de compilar o que há de mais relevante atualmente quanto aos impactos e efeitos da inserção da geração distribuída fotovoltaica no sistema de distribuição em aspectos gerais, porém, com ênfase na proteção do sistema elétrico.

Ao todo foram pesquisados e analisados cerca de 170 documentos, dentre eles artigos, publicações, teses de mestrado e doutorado. A partir desta pesquisa, verificou-se quão importante é o tema abordado visto que se constatou que há diversos grupos de estudo ao redor do mundo explorando o universo de possibilidades da geração fotovoltaica.

A revisão bibliográfica versou sobre as tecnologias atuais dos painéis solares, tecnologias atuais dos inversores para módulos FV, técnicas de instalação da geração distribuída fotovoltaica, aspectos normativos e estado da arte dos sistemas de proteção. Quanto aos efeitos e impactos da GD FV foram analisados itens a respeito de variação de tensão, harmônicos, equipamentos, contribuição da GD FV para a falta, coordenação de equipamentos de proteção, anti-ilhamento e religamento do sistema.

Em relação a variação de tensão existem duas possibilidades de efeitos: a ondulação e a flutuação de tensão. Para a primeira delas, de acordo com os artigos estudados, a ondulação pode ocorrer em função do grau de penetração do GD FV, da rigidez elétrica da rede e da direção do vento que influencia a capacidade de produção dos módulos e nos resultados obtidos pelos autores a taxa de ondulação de tensão não passou de cerca de 1,4%.

Quanto a flutuação de tensão verificou-se que para os dois estudos citados no capítulo 4 a taxa de flutuação de tensão não passa de 2% (índice que pode ser observado no final dos alimentadores). Em função disso existem métodos que mitigam a flutuação de tensão tais como: controle de potência ativa e redução da tensão do secundário do transformador da subestação.

Os equipamentos do sistema de distribuição também podem ser afetados com a inserção da GD FV. Segundo o estudo de Pezeshki et al. (2014), após a inserção de sistemas fotovoltaicos distribuídos ao longo de um alimentador pode-se ter uma

diminuição da perda de vida útil do trafo visto que a GD FV faz com que diminua a temperatura do óleo e a temperatura do ponto mais quente do trafo.

A respeito dos harmônicos da rede pode-se dizer que a entrada em operação dos inversores fotovoltaicos, segundo o estudo de Urbanetz (2010) quase sempre causa redução na quantidade de harmônicos da tensão, levando a uma leve melhoria na qualidade de energia, considerando que a forma de onda da tensão também é melhorada. Quanto aos harmônicos da corrente a injeção realizada pelo inversor depende da carga a ele conectada, a taxa injetada pode inclusive passar do valor normativo de 5%, podendo impedir a operação do inversor caso seja muito alta esta taxa. A observância das taxas de distorção harmônica da tensão e da corrente auxiliam na análise da viabilidade da conexão do sistema FV.

Quanto a contribuição de corrente de curto-circuito da GD FV e a operação de relés de sobrecorrente podemos dizer que este foi um ponto crítico da pesquisa. Enquanto alguns autores defendem que a GD FV não contribui significativamente para a corrente de falta do sistema (CAAMAÑO-MARTÍN et al., 2007), outros tais como Hooshyar e Baran (2013) defendem que mesmo por um curto espaço de tempo o inversor tende a alimentar a falta. Petean (2014) diz que a contribuição de falta de um inversor depende do tipo de controle empregado no equipamento, mas que nos testes realizados a corrente de falta não passou de duas vezes a corrente nominal do inversor. É importante ressaltar que em alguns artigos pesquisados e reportados aqui os autores não fazem menção ao uso de inversores e nem sobre o tempo em que a falta é alimentada pelos sistemas fotovoltaicos.

Em relação a coordenação do sistema de proteção e a inserção de GD FV pode-se dizer que os efeitos podem ser negativos ou positivos e dependem basicamente da posição em que GD FV está inserida no sistema. Em certas circunstâncias a adoção da geração distribuída pode aumentar e melhorar o tempo de coordenação dos disjuntores e religadores.

A respeito do anti-ilhamento do sistema percebeu-se que existem várias técnicas que são capazes de identificar tal fenômeno. Cabe então escolher dentre as técnicas existentes qual é a mais viável levando em consideração o custo e as características do sistema em que serão incorporadas.

Para o auto-religamento do sistema verificou-se que os efeitos para a coordenação de fusível-religador são mínimos, podendo ocorrer algum tipo de descoordenação entre o religador e o fusível quando o sistema FV está localizado no

fim do alimentador e que tenha uma potência acima de 5000 kW (TANG e AYYANAR,2014).

Feitas as considerações acima se conclui que o presente trabalho obteve êxito na proposta pois foram levantadas informações relevantes acerca dos objetivos específicos estipulados no capítulo 1. É importante ressaltar a dificuldade que se encontrou em certos tópicos dada a complexidade do tema e visto que em alguns casos encontrou-se opiniões divergentes entre autores. Isto deve-se ao fato de que o tema pode ser considerado relativamente novo e muitas das informações apresentadas aqui ainda estão em fase de pesquisa e simulação. Uma outra dificuldade foi que nem sempre os artigos traziam as informações relevantes para a identificação e entendimento do tópico abordado.

Fica também evidenciado que todos os possíveis impactos negativos não prejudicam e nem impedem de forma alguma a crescente inserção da GD FV dispersos em consumidores residenciais visto que em todos os aspectos ações de mitigação estão sendo propostas e implementadas nos sistemas conectados à rede elétrica.

Em relação aos benefícios da GD FV cita-se a melhoria da potência ativa da rede, leve melhora na qualidade de energia em alguns casos, diminuição da dependência do mercado do petróleo dos países que fazem grande utilização deste tipo de fonte energética, para o Brasil uma diminuição da dependência da fonte hídrica, redução da emissão dos gases do efeito estufa e geração de energia sem ruídos.

Cabe ressaltar a importância da continuidade dos estudos e pesquisas sobre o assunto, uma vez que se a alta penetração da GD FV for planejada pode-se melhorar vários índices e parâmetros operacionais da rede de distribuição.

REFERÊNCIAS

_____. **ANEEL Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST: Módulo 3 – Acesso ao Sistema de Distribuição**, 2012

_____. **ABNT NBR 11704: Sistemas fotovoltaicos – Classificação**. Rio de Janeiro, 2008.

_____. **ABNT NBR 16149: Sistemas fotovoltaicos (FV) - Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição**. Rio de Janeiro, 2013.

_____. **ABNT NBR 16150: Sistemas fotovoltaicos (FV) – Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição – Procedimento de ensaio de conformidade**. Rio de Janeiro, 2013.

_____. **ABNT NBR 16274: Sistemas fotovoltaicos conectados à rede – Requisitos mínimos para documentação, ensaios de comissionamento, inspeção e avaliação de desempenho**. Rio de Janeiro, 2014.

_____. **ABNT NBR 5410: Instalações elétricas de baixa tensão**. Rio de Janeiro, 2005.

_____. **ABNT NBR 6856: Transformadores de Corrente - Especificação**. Rio de Janeiro, 1992.

_____. **ABNT NBR 5419: Proteção de estruturas contra descargas atmosféricas**. Rio de Janeiro, 2005.

_____. **ABNT NBR IEC 62116: Procedimento de ensaio de anti-ilhamento para inversores de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica**. Rio de Janeiro, 2012.

_____. **ANEEL Resolução Normativa 482: Estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, o sistema de compensação de energia elétrica, e dá outras providências**, 2012.

_____. **ANEEL Resolução Normativa 687:** Altera a Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012, e os Módulos 1 e 3 dos Procedimentos de Distribuição – PRODIST, 2015.

_____. **COPEL NTC 905200:** Acesso de micro e minigeração distribuída ao sistema da Copel. Curitiba, 2014.

AFFONSO, C.M., FREITAS, W., XU, W. and SILVA, L.C.P. da, **Performance of ROCOF relays for embedded generation applications**, IEE Proc.-Gener.Transm. Distrib., Vol. 152, No. 1, January 2005.

ALMEIDA, Pedro Machado. **Condicionamento da Energia Solar Fotovoltaica para Sistemas Interligados à Rede Elétrica**, 2011. Disponível em: <<http://www.ufjf.br/labsolar/files/2011/05/Condicionamento-da-Energia-Solar-Fotovoltaica.pdf>>. Acessado em 12 out 2015.

APPEN, Jan von; STETZ, Thomas; BRAUN, Martin; SCHMIEGEL, Armin. **Local Voltage Control Strategies for PV Storage Systems in Distribution Grids**. IEEE Transactions on Smart Grid, vol. 5. nº 2, 2014.

ARTECHE. **Transformadores de potencial para serviços auxiliares**. Disponível em <<http://www.artech.com/pt/produtos/transformadores-de-potencial-para-servi%C3%A7os-auxiliares>>. Acessado em 22 de julho de 2015.

BEHRENDT, Ken. **Proteção para fontes delta não esperadas**. Schweitzer Engineering Laboratories, Inc. New Berlin, USA, 2002. Disponível em <http://www.selinc.com.br/art_tecnicos/6143.pdf>. Acessado em: 12 out 2015.

BIN et al. **Research on relay protection of grid-connected photovoltaic power station in the Plateau**. The International Conference on Advanced Power System Automation and Protection, 2011.

BLOOMBERG NEW ENERGY FINANCE. Disponível em <<http://www.bloomberg.com>>. Acessado em: 19 set 2015.

BRITO, C. Miguel. **Eletricidade Solar: Principais Tecnologias**. Faculdades de Ciências da Universidade de Lisboa, 2001. Disponível em <<http://solar.fc.ul.pt/p2.pdf>>. Acessado em: 03 fev 2016.

BURGER, Bruno. **Electricity production solar and wind in Germany in 2014**. FRAUNHOFER INSTITUTE FOR SOLAR ENERGY SYSTEMS ISE.

Disponível em <<https://www.ise.fraunhofer.de/en/downloads-englisch/pdf-files-englisch/data-nivc-/electricity-production-from-solar-and-wind-in-germany-2014.pdf>>. Acessado em: 04 abril 2016.

CAMMAÑO-MARTÍN et al. **State-of-the-art on Dispersed Generation: Publications review on the impacts of PV Distributed Generation and Electricity networks**. PV UP SCALE: PV in Urban Policies – Strategic Approach for Longterm Expansion, 2007. Disponível em <http://www.pvupscale.org/IMG/pdf/D41_final.pdf>. Acessado em 26 de fevereiro de 2016.

CRESESB/CEPEL. Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio Brito. **Tipos de células**. Disponível em <http://cresesb.cepel.br/index.php?section=com_content&cid=321>. Acessado em 19 de outubro de 2015.

CARDWELL, Daiane. Havaí trava guerra por energia solar. **Gazeta do Povo**, Curitiba, 05 maio 2015. Sustentabilidade, p. 5.

CICÉLI, Luiz Martins. **Avaliação dos impactos da geração distribuição para proteção do sistema elétrico**. UFMG, 2012.

COST OF SOLAR. Cost of Solar Panels – **10 Charts Tell You Everything**. Disponível em <<http://costofsolar.com/cost-of-solar-panels-10-charts-tell-you-everything/>>. Acessado em: 16 maio 2015.

COTOSCK. K. R. **Proteção de sistemas elétricos: uma abordagem técnico pedagógica**. Belo Horizonte, 2007. Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal de Minas Gerais, 2007.

CPFL, **Proteção de redes aéreas de distribuição – sobrecorrente - 07/2003**

DEUTSCHE GESELLSCHAFT FÜR SONNENENERGIE (DGS). **Planning and installing photovoltaic systems: a guide for installers, architects, and engineers**. - 2nd edition, 2008.

ECIL ENERGIA. **Automação de redes elétricas**. Disponível em <<http://www.ecilenergia.com.br/relogadores.html>>. Acessado em 25 de maio de 2016.

ECIL ENERGIA. **Religador AR-1000.** Disponível em <<http://www.ecilenergia.com.br/AR-1000.html>>. Acessado em 25 de maio de 2016.

EPE (Empresa de Pesquisa Energética). **Consumo nacional de eletricidade vai crescer 4,5% ao ano na próxima década.** Rio de Janeiro, 04 jan. 2012. Disponível em <http://www.epe.gov.br/imprensa/PressReleases/20120104_3.pdf>. Acessado em: 16 maio 2015.

EPE. **Informe à Imprensa Demanda de energia elétrica 10 anos.** Disponível em <http://www.epe.gov.br/imprensa/PressReleases/20120104_3.pdf>. Acessado em: 3 maio 2015.

EPE. **BALANÇO ENERGÉTICO 2015 – Ano base 2014:** Síntese. Disponível em <https://ben.epe.gov.br/downloads/S%C3%ADntese%20do%20Relat%C3%B3rio%20Final_2015_Web.pdf>. Acessado em: 14 de out de 2015.

EPE, **Inserção da Geração Fotovoltaica Distribuída no Brasil – Condicionantes e Impactos,** 2014. Disponível em <[http://www.epe.gov.br/mercado/Documents/S%C3%A9rie%20Estudos%20de%20Energia/DEA%2019%20-%20%20Inser%C3%A7%C3%A3o%20da%20Gera%C3%A7%C3%A3o%20Fotovoltaica%20Distribu%C3%ADa%20no%20Brasil%20-%20Condicionantes%20e%20Impactos%20VF%20%20\(Revisada\).pdf](http://www.epe.gov.br/mercado/Documents/S%C3%A9rie%20Estudos%20de%20Energia/DEA%2019%20-%20%20Inser%C3%A7%C3%A3o%20da%20Gera%C3%A7%C3%A3o%20Fotovoltaica%20Distribu%C3%ADa%20no%20Brasil%20-%20Condicionantes%20e%20Impactos%20VF%20%20(Revisada).pdf)>. Acessado em: 21 abril 2016.

EPIA; Greenpeace. **Solar Generation 2010.** Disponível em <<http://www.greenpeace.org/seasia/ph/Global/international/publications/climate/2010/SolarGeneration2010.pdf>>. Acessado em: 19 set. 2015.

GOES, Alan Ribeiro Gomes. **MODERNIZAÇÃO DA PROTEÇÃO DE SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA.** 2013.

GRABOLLE, Priscila Braun. **A integração de sistemas solares fotovoltaicos em larga escala no sistema elétrico de distribuição urbana.** Tese de doutorado – Universidade Federal de Santa Catarina. Florianópolis, 2010.

GRADY, M. W.; THOMAS, H.; RAZON, A. **An evolution procedure for estimating voltage ripple caused by cloud shadows moving over high-penetration PV distribution networks.** Baylor University e U.S. Department of Energy, 2014.

GUHA et al. **Anti-Islanding Techniques for inverter-based distribution generation systems – A survey**. Georgia Southern University, 2015.

HASHEMI N., Maryam; AGELIDIS, Vassilios. **Evaluation of voltage regulation mitigation methods due to high penetration of PV generation in residential areas**.

International Conference on Renewable Energy Research and Applications, 2013.

HESKES, P. J. M.; ENSLIM, J. H. R. **Power quality behaviour of different photovoltaic inverter topologies**, 2003. Disponível em < <http://www.ecn.nl/docs/library/report/2003/rx03056.pdf>>. Acessado em: 12 out 2015.

HOOSHYAR, Hossein; BARAN, Mesut E. **Fault Analysis on distribution feeders with high penetration of PV systems**. IEEE Transactions on power systems vol.28, no.3, 2013.

HOSENUZZAMAN, M.; RAHIM, N.A.; SELVARAJ, J.; HASANUZZAMAN, M.; MALEK, A.B.M.A.; NAHAR, A. **Global prospects, progress, policies, and environmental impact of solar photovoltaic power generation**, 2014.

_____. **IEC 62109-1: Safety of power converters for use in photovoltaic power systems – Part 1: General requirements**, 2010.

_____. **IEC 62109-2: Safety of power converters for use in photovoltaic power systems – Part 2: Particular requirements for inverters**, 2011.

_____. **IEEE Std 928: Recommended Criteria for Terrestrial Photovoltaic Power Systems**, 1986.

_____. **IEEE Std 929: Recommended Practice for Utility Interface of Photovoltaic (PV) Systems**, 1988.

_____. **IEEE Std 1547: Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems**, 2008.

_____. **IEC 61727: Photovoltaic (PV) systems– Characteristics of the utility interface**, 2004.

IHS. **Top Solar Industry Trends for 2015**. Disponível em < https://www.ihs.com/pdf/Top-Solar-Power-Industry-Trends-for-2015_213963110915583632.pdf >. Acessado em: 27 set. 2015.

IEA. **Technology Roadmap Solar photovoltaic energy**. Disponível em < https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/pv_roadmap.pdf >. Acessado em 20 de setembro de 2015.

JENKINS, N., NAYABE, J. B. Eka e STRBAC, G. **Distributed Generation**. 2010.

JIM, Jessica. **Monocrystalline technology to increase Market share in 2015**. In Top Solar Power Industry Trends for 2015, HIS disponível em < https://www.ihs.com/pdf/Top-Solar-Power-Industry-Trends-for-2015_213963110915583632.pdf >. Acessado em: 12 out 2015.

JUNG, J. et al. **Local Steady-state and quasi steady-state impact studies of higer photovoltaic generation penetration in power distribution cicuits**. Elsevier Ltd. 2015. Disponível em <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032114009496>>. Acessado em: 15 abr 2016.

KELLER, Jamie; KROPOSKI, Benjamin; BRAVO, Richard; ROBLES, Steven. **Fault current contribution from single-phase PV inverters**. National Renewable Energy Laboratory, 2011.

KINDERMANN, Geraldo. **Proteção de sistemas**. UFSC, 2012.

LEME, Daniel; CUNHA, Maciel. **Sistema de Proteção da Rede de Distribuição de Energia Elétrica**. Universidade São Francisco 2013.

LUQUE, A.; HEGEDUS, S. **Handbook of Photovoltaic Science and Engineering**: John Wiley & Sons Ltda, 2003.

M. KARIMI et al. **Photovoltaic penetration issues and impacts in distribution network – A review**. Renewable and sustainable energy reviews, 2015.

MALFA, Enrico. **ABB on Sustainable Energy Markets**. Università di Brescia, 2002.

MANZONI, António; CASTRO Rui. **Microgeneration Impact on LV Distribution Grids: A Review of Recent Research on Overvoltage Mitigation Techniques**. International Journal Of Renewable Energy Research, 2016.

MARDEGAN, Cláudio. **Dispositivos de proteção parte I**. O setor elétrico, 2010.

MARDEGAN, Cláudio. **Dispositivos de proteção parte III**. O setor elétrico, 2010.

MARDEGAN, Cláudio. **Capítulo V Dispositivos de proteção – Parte III**. Revista O Setor Elétrico, 2010.

MAYCOCK, Paul. **First Solar, Bloomberg New Energy Finance**. Disponível em <http://www.senate.mn/committees/2015-2016/3058_Committee_on_Environment_and_Energy/2015-1_BNEF_presentation_final.pdf>. Acessado em 18 de novembro de 2015.

MITRA, Parag. **Distributed Photovoltaic Generation in Residential Distribution Systems: Impacts on Power Quality and Anti-islanding**. Arizona State University, 2013.

MOTA, I. L.; KOPCAK, I.; BALEEIRO, A.C.; SANTOS, B. L. dos. **Proteção de Redes de Distribuição: Detecção de Ilhamento pela Proteção de Subtensão para uma CGH – Um Estudo de Caso**. 2014.

MOTA, L. **Coletânea Sobre Dimensionamento de Componentes de uma Subestação e Estudo de Caso**. 2010. 154 p. Monografia de Especialização, Escola de Engenharia Elétrica e de Computação, EMC/UFG, Goiânia, 2010.

NEVES, Lívia. **Microgeração deve duplicar em 2016**. Com facilidades da nova regulação e desoneração de ICMS em 11 estados, Aneel estima que modalidade some 14 mil sistemas ao nal do ano que vem. Brasil Energia. 2016. Disponível em <<http://brasilenergia.editorabrasilenergia.com/daily/bec-online/eletrica/2015/12/microgeracao-deve-decuplicar-em-2016-467194.html>>. Acessado em: 20 mar 2016.

OLIVEIRA, Sebastião. **Notas de aula de Proteção de Sistemas Elétricos**. 2009

PAULILLO, Gilson; TEIXEIRA, Mateus. **Flutuações de tensão**. O setor elétrico, 2010.

PETEAN, Daniel. **Metodologia para avaliação de influência de geradores distribuídos nos níveis de curto-circuito em sistemas de distribuição de energia**. Univerdidade de São Paulo, 2014.

PEZESHKI, Houman; WOLFS, Peter J.; LEDWICH, Gerard. **Impact of high PV penetration on distribution transformer life**. IEEE Transactions on power delivery vol. 29, no. 29, 2014.

PINHO, J. T.; BARBOSA, C. F. O.; PEREIRA E. J. S.; SOUZA, H. M. S.; BLASQUES, L. C. M.; GALHARDO, M. A. B.; MACÊDO, W. N. **Sistemas híbridos – soluções energéticas para a Amazônia**. 1 ed. Brasília, Brasil: Ministério de Minas e Energia, 2008, 396p. In **Manual de engenharia para Sistemas Fotovoltaicos**. Rio de Janeiro: CEPEL-CRESESB, 2014.

PINHO, João Tavares e GALDINO, Marco Antonio. **Manual de engenharia para Sistemas Fotovoltaicos**. Rio de Janeiro: CEPEL-CRESESB, 2014.

POMILIO, J. A. **Eletrônica de potência para geração, transmissão e distribuição de energia elétrica**. Disponível em <http://www.dsce.fee.unicamp.br/~antenor/pdf/it744/CAP4.pdf>. Acessado em: 12 out 2015.

PORTAL BRASILEIRO DE ENERGIAS RENOVÁVEIS. Disponível em: http://www.energiarenovavel.org/index.php?option=com_content&task=view&id=17&Itemid=306. Acessado em: 16 mar 2016.

PORTAL ENERGIA. **Principais tipos de células fotovoltaicas constituintes de painéis solares**. Disponível em <http://www.portal-energia.com/principais-tipos-de-celulas-fotovoltaicas-constituientes-de-paineis-solares/>. Acessado em: 18 de mar de 2016.

PORTAL SOLAR. **Tipos de painel solar fotovoltaico**. Disponível em: www.portalsolar.com.br/tipos-de-painel-solar-fotovoltaico.html. Acessado em: 14 out 2015.

PV POWER PLANTS 2014. **Industry Guide**. European edition. Disponível em http://www.pv-power-plants.com/imprint-and-contact/download-brochure/?tx_powermail_pi1%5Baction%5D=create&tx_powermail_pi1%5Bcontroller%5D=Forms&cHash=c1df1c74ca82ecdcfd9af725fa0f08c8 Acessado em: 02 nov 2015.

RAIA, M. F. R. **Conservação de energia Geração Distribuída**. UTFPR. (s.d.)

REMMERS, K. H. **Inverter, Storage an PV System Technology: Industry Guide**, 2013.

REN21. **RENEWABLE ENERGY POLICY NETWORK FOR THE 21st CENTURY**. Disponível em <http://www.ren21.net/wp-content/uploads/2015/07/GSR2015_KeyFindings_lowres.pdf>. Acessado em: 15 mar 2016.

RODRIGUES, Jonatas Marques. **Estudo Tutorial da Proteção de Sistemas Elétricos Industriais**, 2013. Disponível em <<http://www.ufjf.br/prh-pb214/files/2014/01/Jonatas-Estudo-Tutorial-de-Prote%C3%A7%C3%A3o-de-Sistemas-El%C3%A9tricos-Industriais.pdf>>. Acessado em: 31 out 2015.

RÜTHER, Ricardo. **Edifícios solares fotovoltaicos: o potencial da geração solar fotovoltaica integrada a edificações urbanas interligadas à rede elétrica pública no Brasil**. Florianópolis: LABSOLAR, 2004.

SARABIA, Angel Fernández. **Impact of distributed generation on distribution system**. Faculty of Engineering, Science and Medicine, Aalborg University. 2011.

SHAYANI, Rafael Amaral. **Método para determinação do limite da penetração da geração distribuída fotovoltaica em redes radiais de distribuição**. Universidade de Brasília, 2010

SLOOTWEG, G. J; W. L. KLING. **Impacts of Distributed Generation on Power System Transient Stability. The Netherlands: Delft University of Technology**, 2002.

SOLTRAN TRANSFORMADORES. **Transformador de corrente – Alta tensão – isolamento á óleo**. Disponível em <<http://www.soltran.com.br/pdf/SOC72.pdf> >. Acessado em 12 de outubro de 2015.

SOUZA, Marcos Paulo de Melo Gomes de. **Coordenação da proteção de um sistema elétrico de potência interligado utilizando relés de sobrecorrente e de distância**. 2010.

TANG, Yingying; AYYANAR, Raja. **Verification of Protective Device Coordination in Distribution Systems with Photovoltaic Generation**. School of Electrical, Computer and Energy Engineering. Arizona State University, 2014.

TOMALSQUIM, Mauricio Tiomno. **Energia Renovável: Hidráulica, Biomassa, Eólica, Solar, Oceânica**. EPE. Rio de Janeiro, 2016.

TREVISAN, A. S. **Efeitos da geração distribuída em sistemas de distribuição de baixa tensão**. Trabalho de Conclusão de Curso – Universidade Federal do Paraná, Curitiba, 2011.

URBANETZ JUNIOR, Jair. **Sistemas fotovoltaicos conectados a redes de distribuição urbanas: sua influência na qualidade da energia elétrica e análise dos parâmetros que possam afetar a conectividade**. Tese de doutorado – Universidade Federal de Santa Catarina. Florianópolis, 2010.

VANFRETTI et al. **Coordination assessment of overcurrent relays in distribution feeders with high penetration of PV systems**. North Carolina State University e KTH Royal Institute of Technology, 2013.

VIRIDIAN TECNOLOGIA. **Tecnologia / Energia Solar Fotovoltaica**. Disponível em <<http://www.viridian.com.br/tecnologia/energia+solar+fotovoltaica/4>>. Acessado em: 17 out 2015 às 13:38.

WALLING, R. A.; MILLER, N. W. **Distributed Generation islanding – implications on power system dynamic performance**. In: 2002 IEEE POWER ENGINEERING SOCIETY SUMMER MEETING, 1., 2002, Chicago. Proceedings.[S. l.: s. n.]. p. 92-96.

WANG, Xiaowei et al. **Research of Effect on distribution network with penetration of photovoltaic system**. Hebei Electric Power Research Institute, 2010.