

Universidade Federal de Juiz de Fora
Faculdade de Engenharia
Graduação em Engenharia Elétrica

Bárbara Silva Amaral

**Avaliação dos Impactos da Geração Distribuída Fotovoltaica no Sistema de
Distribuição e Propostas de Medidas Mitigatórias**

Juiz de Fora

2019

Bárbara Silva Amaral

**Avaliação dos Impactos da Geração Distribuída Fotovoltaica no Sistema de
Distribuição e Propostas de Medidas Mitigatórias**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado
ao Programa de Graduação em Engenharia
Elétrica da Universidade Federal de Juiz de
Fora, na área de concentração em Sistemas de
Energia, como requisito parcial para obtenção
do grau de Engenheira Eletricista.

Orientador: Prof. Dr. Flávio Vanderson Gomes

Coorientadora: Msc. Eng. Wanessa de Oliveira Guedes

Juiz de Fora

2019

Ficha catalográfica elaborada através do Modelo Latex do CDC da UFJF
com os dados fornecidos pelo(a) autor(a)

Amaral, Bárbara Silva.

Avaliação dos Impactos da Geração Distribuída Fotovoltaica no Sistema de Distribuição e Propostas de Medidas Mitigatórias / Bárbara Silva Amaral. – 2019.

88 f. : il.

Orientador: Prof. Dr. Flávio Vanderson Gomes

Coorientadora: Msc. Eng. Wanessa de Oliveira Guedes

Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação) – Universidade Federal de Juiz de Fora, Faculdade de Engenharia. Graduação em Engenharia Elétrica, 2019.

1. Geração Distribuída. 2. Sistemas Fotovoltaicos. 3. Impactos no Sistema de Distribuição. I. Gomes, Flávio Vanderson, orient. II. Guedes, Wanessa de Oliveira, coorient. III. Título.

Bárbara Silva Amaral

Avaliação dos Impactos da Geração Distribuída Fotovoltaica no Sistema de Distribuição e Propostas de Medidas Mitigatórias

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Programa de Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Juiz de Fora, na área de concentração em Sistemas de Energia, como requisito parcial para obtenção do grau de Engenheira Eletricista.

Aprovada em:

BANCA EXAMINADORA

Prof. Dr. Flávio Vanderson Gomes - Orientador
Universidade Federal de Juiz de Fora

Msc. Eng. Wanessa de Oliveira Guedes - Coorientadora
Universidade Federal de Juiz de Fora

Professor Dr. Igor Delgado de Melo
Universidade Federal de Juiz de Fora

Em especial, à minha mãe Lúcia por ser sempre a base familiar, me incentivando todos os dias com muita força e amor. Ao meu irmão Lucas pelo companheirismo, confiança e suporte. Ao meu namorado Matheus por todo carinho, apoio e compreensão ao longo dessa caminhada.

AGRADECIMENTOS

Primeiramente a Deus, por me dar forças e saúde para continuar nessa caminhada.

À minha mãe Lúcia, pelo amor incondicional, sendo exemplo de luz e perseverança para minha formação profissional e pessoal. Ao meu irmão Lucas, que sempre me apoiou e nunca permitiu que eu me abalasse.

Ao meu pai Geraldo, que mesmo distante vibra e se orgulha de minhas conquistas.

Ao meu namorado Matheus, por todos os momentos de compreensão, ajuda e carinho independente da hora e do dia.

Aos professores por todo conhecimento e dedicação a essa profissão que merece todas as honrarias e reconhecimentos.

Aos amigos que fiz ao longo da vida, pela atenção, incentivo e companheirismo em todas as etapas até hoje.

Ao professor Flávio Vanderson Gomes, pela compreensão e orientação.

À Wanessa, por toda dedicação e sororidade ao aceitar colaborar para enriquecer este trabalho.

Ao professor Leonardo Willer de Oliveira, pela demonstração de confiança e de respeito ao meu trabalho através da bolsa de iniciação científica oferecida.

Por fim, a todos que de alguma maneira se fazem presentes contribuindo direta ou indiretamente para a conclusão desse ciclo.

"Que nada nos limite. Que nada nos defina. Que nada nos sujeite.

Que a liberdade seja nossa própria substância".

- Simone de Beauvoir

RESUMO

A crescente necessidade de produzir energia elétrica para atender toda a demanda de carga da população, traz consigo o debate da sustentabilidade e da mudança climática. É de grande importância que as nações se preocupem com os impactos ambientais e desenvolvam pesquisas e tecnologias para o uso mais consciente e eficiente dos recursos renováveis.

Atualmente, a energia hidráulica, térmica e eólica são as maiores fontes geradoras no Brasil. Contudo, melhorias nos preços de equipamentos e mudanças nas regulações vêm tornando o uso de energia fotovoltaica cada vez mais interessante. Com isso se espera que haja uma maior ênfase no uso da irradiação solar como fonte, a fim de diversificar a matriz energética atual e diminuir o uso de combustíveis fósseis usados nas termelétricas.

Em sua maioria, a energia solar é utilizada como micro e minigeração distribuída, principalmente nos setores residenciais e comerciais. O conceito de geração distribuída traz uma nova configuração para o sistema de distribuição atual, na qual o consumidor passa a ter um papel ativo através da possibilidade de injetar o excesso de energia gerada de volta no sistema.

Nesse novo cenário, as concessionárias precisam ficar atentas aos impactos negativos que essa alta penetração traz para a qualidade de energia elétrica, devido, principalmente, aos problemas de intermitência da fonte. Dentre os principais obstáculos causados pelo aumento da geração distribuída fotovoltaico, destaca-se o ilhamento não intencional, a distorção harmônica, a estabilidade do sistema e o perfil de tensão. O estudo do impacto causado no perfil de tensão da rede será amparado por uma simulação de um sistema de distribuição no software OpenDSS.

Esses impactos não são novidades para nações que já utilizam a energia fotovoltaica na geração distribuída em grande escala. O desenvolvimento e uso de equipamentos para ajudar na regulação de tensão e na compensação de reativos já é realidade em muitos países, frente ao fato de os reguladores de tensão e banco de capacitores não serem suficientes para manter os níveis de tensão adequados segundo os limites estabelecidos pelas agências reguladoras e pelo Módulo 8 do PRODIST.

Palavras-chave: Geração Distribuída. Energia Fotovoltaica. Qualidade de Energia Elétrica.

ABSTRACT

The growing need to produce electricity to meet the population's load demand brings with it the debate on sustainability and climate change. It's important for nations to be concerned about environmental impacts and to develop research and technologies for the more conscious and efficient use of renewable resources.

Currently, hydro, thermal and wind energy are the largest generating sources in Brazil. However, improvements in equipment prices and regulatory changes have made the use of photovoltaic energy even more interesting. With this, it is expected that there will be a greater emphasis on the use of solar irradiation as a source, diversifying the current energy matrix and reducing the use of fossil fuels used in thermoelectric plants.

Most of the solar energy is used as micro and mini distributed generation, mainly in the residential and commercial sectors. The concept of distributed generation brings a new configuration to the current distribution system in which the consumer takes an active role through the possibility of injecting the excess energy generated back into the system.

In this new scenario, concessionaires need to be aware of the negative impacts that this high penetration brings to the quality of electric power, mainly due to intermittent source problems. Among the main obstacles caused by the increased photovoltaic distributed generation, highlights are the unintentional islanding, the harmonic distortion, the stability of the system and the voltage profile. The study of the impact caused on the network voltage profile will be supported by a simulation of a distribution system in the OpenDSS software.

These impacts are not new to nations that already use photovoltaic energy in large-scale distributed generation. The development and use of equipment to help regulate voltage and reactive compensation is already a reality in many countries because voltage regulators and capacitor banks are not sufficient to maintain adequate levels within the limits set by regulatory agencies and by the Module 8 of PRODIST.

Key-words: Distributed Generation. Photovoltaic Energy. Power Quality.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – Energia renovável estimada por consumo total de energia final	17
Figura 2 – Crescimento da energia solar fotovoltaica entre os anos 2007-2017	18
Figura 3 – Participação das fontes renováveis na micro e minigeração distribuída no horizonte de 2027	20
Figura 4 – Esquema simplificado de um sistema elétrico interligado com geração centralizada	23
Figura 5 – Esquema simplificado de um sistema elétrico interligado com geração centralizada e distribuída	23
Figura 6 – Circuito equivalente de uma célula fotovoltaica real	25
Figura 7 – Definição de célula e módulo fotovoltaico	26
Figura 8 – Curva característica I x V	27
Figura 9 – Esquema simplificado de um sistema solar fotovoltaico off-grid	28
Figura 10 – Esquema simplificado de um sistema solar fotovoltaico grid-tie	29
Figura 11 – Vista da instalação de painéis em uma residência localizada em Gravataí	29
Figura 12 – Condição de equilíbrio entre carga e geração de um SFVCR para ocor- rência de ilhamento não intencional	35
Figura 13 – Exemplo da onda de rede resultante da composição da forma de onda fundamental e harmônico	36
Figura 14 – Comparação da potência ativa gerada por painéis solares em dia limpo e em dia parcialmente nublado	38
Figura 15 – Curva de suportabilidade a faltas, indicando a relação tensão x tempo para desconexão da GD caso distúrbios elétricos sejam detectados na rede	38
Figura 16 – Queda de tensão ao longo de um alimentador sem GD	39
Figura 17 – Sistema de distribuição com GDFV para elevar a tensão ao final do alimentador	40
Figura 18 – Exemplo de curva característica de uma GDFV e das demandas comer- cial e residencial	40
Figura 19 – Demandas comercial e residencial com utilização de GDFV para suprir as cargas e enviar o excesso para a rede de distribuição	41
Figura 20 – Desequilíbrio de tensão com adição de GDFV apenas na fase A	42
Figura 21 – Diagrama unifilar do sistema IEEE 13 barras	45
Figura 22 – Modelo de carga residencial e curva da geração fotovoltaica para o dia 17/07/2018	47
Figura 23 – Resultado para a fase A da barra 652	50
Figura 24 – Resultado para as fases A e C da barra 675	50
Figura 25 – Resultado para as fases A e C da barra 680	51
Figura 26 – Resultado para as fases A e C da barra 671	51
Figura 27 – Resultado para as fases A e C da barra 684	52

Figura 28 – Resultado para as fases A e C da barra 692	52
Figura 29 – Resultado para a fase C da barra 611	53
Figura 30 – Modelo de carga residencial e curva da geração fotovoltaica para o dia 09/03/2018	54
Figura 31 – Resultado para a fase A da barra 652	55
Figura 32 – Resultado para as fases A e C da barra 675	56
Figura 33 – Resultado para as fases A e C da barra 680	56
Figura 34 – Resultado para as fases A e C da barra 671	57
Figura 35 – Resultado para as fases A e C da barra 684	57
Figura 36 – Resultado para as fases A e C da barra 692	57
Figura 37 – Resultado para a fase C da barra 611	58
Figura 38 – Fluxo de potência reverso na subestação	59
Figura 39 – Fluxo de potência reverso na subestação	60
Figura 40 – Configuração de um sistema fotovoltaico híbrido	66
Figura 41 – Relação entre profundidade da descarga e quantidade de ciclos de uma bateria	67
Figura 42 – Funcionamento dos inversores inteligentes nos quatro quadrantes de potência	68
Figura 43 – Exemplo de curva do controle Volt/VAr	70
Figura 44 – Fases A, B e C das barras sem GDFV	82
Figura 45 – Fases A, B e C das barras com GDFV correspondente ao carregamento de 0,3 pu	83
Figura 46 – Fases A, B e C das barras com GDFV correspondente ao carregamento de 0,6 pu	84
Figura 47 – Fases A, B e C das barras com GDFV correspondente ao carregamento de 1 pu	85
Figura 48 – Fases A, B e C das barras com GDFV correspondente ao carregamento de 0,3 pu	86
Figura 49 – Fases A, B e C das barras com GDFV correspondente ao carregamento de 0,6 pu	87
Figura 50 – Fases A, B e C das barras com GDFV correspondente ao carregamento de 1 pu	88

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Cargas do sistema IEEE 13 barras	46
Tabela 2 – Capacidade de hospedagem das barras em estudo	48
Tabela 3 – Capacidade de hospedagem das barras em estudo	49
Tabela 4 – Valores de tensão violados para penetração máxima	53
Tabela 5 – Características dos banco de capacitores	80
Tabela 6 – Parâmetros do regulador de tensão	80
Tabela 7 – Parâmetros dos transformadores	80
Tabela 8 – Características da linhas do sistema	81

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

μ -Si	Silício microcristalino
ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
$a - Si$	Silício amorfo
BC	Banco de capacitor
CA	Corrente alternada
CC	Corrente contínua
Cd	Cádmio
COM	Component Object Model
$c - Si$	Silício monocristalino
Cu	Cobre
EPA	United States Environmental Protection Agency
EPRI	Electric Power Research Institute
FiT	Feed in tariff
FGV	Fundação Getúlio Vargas
FV	Fotovoltaica
FP	Fator de potência
Ga	Gálio
GC	Geração centralizada
GD	Geração distribuída
GDFV	Geração distribuída fotovoltaica
GW	Gigawatt
GWh	Gigawatt-hora
IEEE	Instituto de Engenheiros Eletricistas e Eletrônicos - em inglês, "Institute of Electrical and Electronic Engineers"

INEE	Instituto Nacional de Eficiência Energética
KW	Kilowatt
KWh	Kilowatt-hora
KWp	Kilowatt-pico
LVRT	Low Voltage Ride Through
MATLAB	MATrix LABoratory
MPP	Ponto de máxima potência - em inglês, "Maximum power point"
MPPT	Seguidor do ponto de máxima potência - em inglês, "Maximum Power Point Tracker"
<i>m - Si</i>	Silício policristalino
MVA	Mega-Volt Ampères
MW	Megawatt
MW _{méd}	Megawatt médio
MWp	Megawatt-pico
NBR	Norma Brasileira
OpenDSS	Open Distribution System Simulator
PDE	Plano Decenal de Expansão de Energia
PRODEEM	Programa de Desenvolvimento Energético de Estados e Municípios
PRODIST	Procedimento de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
pu	Por Unidade
QEE	Qualidade de energia elétrica
REN	Resolução Normativa
REN 21	Renewable Energy Policy Network for the 21st Century
RT	Regulador de tensão
SD	Sistema de distribuição
<i>Se</i>	Selênio

SIN	Sistema Nacional Interligado
SFV	Sistema fotovoltaico
SFVCR	Sistema fotovoltaico conectado à rede
SVC	Compensadores státicos - em inglês, "Static Synchronous Compensator"
<i>Te</i>	Telúrio
TVR	Reguladores de tensão a tiristores - em inglês, "Thyristor Voltage Regulator"
UFJF	Universidade Federal de Juiz de Fora
Wp	Watt-pico
WWF	World Wide Fund For Nature

LISTA DE SÍMBOLOS

D	Diodo que representa a junção p-n
I	Corrente elétrica
I_{mp}	Corrente de máxima potência
I_{oc}	Corrente de circuito aberto
I_{pv}	Corrente do efeito fotovoltaico
I_{sc}	Corrente de curto circuito
P_{fv}	Potência ativa do sistema fotovoltaico
R_s	Resistência das perdas de queda de tensão no interior da célula
R_p	Resistência das perdas de corrente de fuga
S	Potência nominal do inversor
Q	Potência reativa
V	Tensão
V_{mp}	Tensão de máxima potência

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	17
1.1	MOTIVAÇÃO	19
1.2	OBJETIVOS	20
1.3	ESTRUTURA DO TRABALHO	21
2	SISTEMAS FOTOVOLTAICOS NA GERAÇÃO DISTRIBUIDA	22
2.1	GERAÇÃO DISTRIBUIDA	22
2.2	SISTEMAS FOTOVOLTAICOS	24
2.2.1	Célula fotovoltaica	25
2.2.2	Inversor	26
2.3	SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS À REDE	27
2.3.1	Regulamentação e legislação brasileira	30
2.4	CONSIDERAÇÕES FINAIS SOBRE O CAPÍTULO	31
3	IMPACTOS NO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO DEVIDO À	
	ALTA PENETRAÇÃO DE GDFV	33
3.1	ILHAMENTO NÃO INTENCIONAL	34
3.2	DISTORÇÃO HARMÔNICA	35
3.3	ESTABILIDADE DO SISTEMA ELÉTRICO	37
3.4	PERFIL DE TENSÃO	39
3.4.1	Desequilíbrio de tensão entre as fases	41
3.5	CONSIDERAÇÕES FINAIS SOBRE O CAPÍTULO	42
4	ESTUDO DE CASO	44
4.1	O SOFTWARE OPENDSS	44
4.2	O SISTEMA TESTE IEEE 13 BARRAS	45
4.3	SIMULAÇÃO E RESULTADOS	46
4.3.1	Simulação	46
4.3.2	Resultados	49
4.3.2.1	<i>Análise da intermitência da geração</i>	54
4.3.2.2	<i>Análise do fluxo de potência reverso</i>	58
4.4	CONSIDERAÇÕES FINAIS SOBRE O CAPÍTULO	60
5	MEDIDAS PARA MITIGAR OS IMPACTOS CAUSADOS	
	NO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO	62
5.1	MÉTODOS TRADICIONAIS PARA CONTROLE DE TENSÃO	62
5.1.1	Reguladores de tensão	63

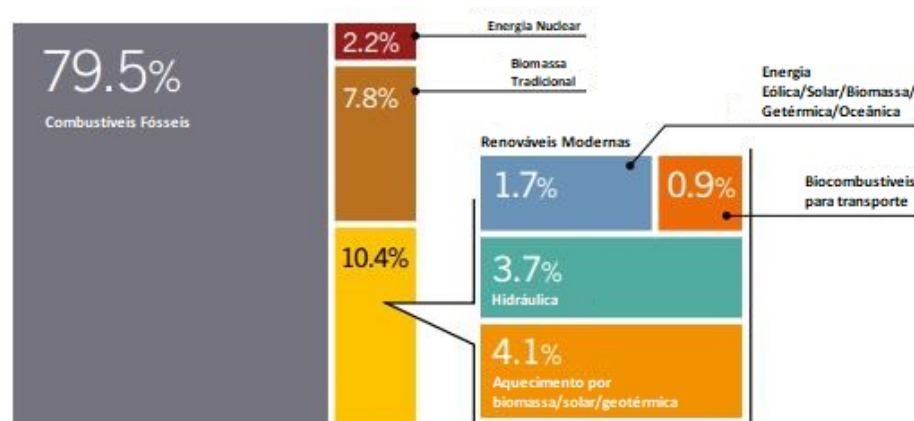
5.1.2	Banco de capacitores	64
5.2	NOVAS METODOLOGIAS PARA CONTROLE DE TENSÃO	65
5.2.1	Sistemas de armazenamento de energia elétrica	65
5.2.2	Controle local utilizando inversores inteligentes	67
5.3	CONSIDERAÇÕES FINAIS SOBRE O CAPÍTULO	70
6	CONCLUSÕES	72
6.1	PROPOSTAS DE TRABALHOS FUTUROS	74
	 REFERÊNCIAS	 76
	 APÊNDICE A – DADOS DO SISTEMA IEEE 13 BARRAS	 80
	 APÊNDICE B – GRÁFICOS DAS BARRAS PARA OS NÍ- VEIS DE PENETRAÇÃO SOLAR - DIA 17/07/2018	 82
	 APÊNDICE C – GRÁFICOS DAS BARRAS PARA OS NÍ- VEIS DE PENETRAÇÃO SOLAR - DIA 09/03/2018	 86

1 INTRODUÇÃO

A sociedade possui um vínculo de dependência com a energia elétrica, sendo ela essencial no âmbito residencial, industrial e comercial. Entretanto, a captação dos recursos naturais para atender a demanda energética gera um impacto considerável no meio ambiente, como o efeito estufa e seus reflexos.

Com a crise do petróleo e as mudanças climáticas, diversos debates e estudos acerca da questão energética e do uso de novas fontes renováveis vêm sendo realizados. Nos dias de hoje, várias nações se debruçam nas buscas da autossuficiência e da diversificação da matriz energética como resposta aos desafios propostos para o suprimento da demanda interna. Além disso, há ainda a preocupação com os impactos ambientais e suas ramificações. De acordo com a *Renewable Energy Policy Network for the 21st Century* (REN 21) [1], nota-se que a aplicação de energias renováveis vem crescendo mundialmente, ainda que de maneira tímida se comparada ao uso dos meios mais tradicionais como mostrado na Figura 1.

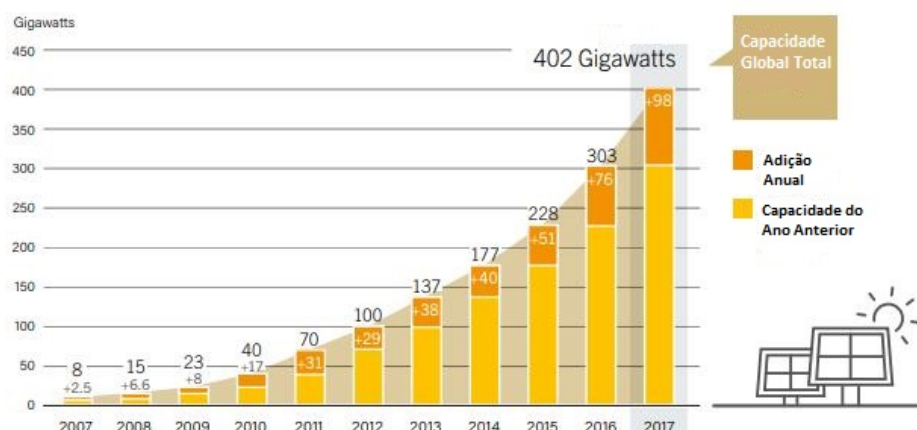
Figura 1 – Energia renovável estimada por consumo total de energia final



Fonte: Adaptado de [1]

A eletricidade proveniente de fontes renováveis pode ser obtida de diversas formas, como eólica, solar, hidrelétrica, marés, geotérmica, biomassa e outras. Dentre elas, destaca-se a solar fotovoltaica (FV), que tem apresentado elevado crescimento nos últimos anos se comparado às outras fontes de energia. A Figura 2 exemplifica esse crescimento entre os anos de 2007 e 2017, em que a capacidade instalada de energia solar fotovoltaica no mundo ultrapassa os 400 GW [1].

Figura 2 – Crescimento da energia solar fotovoltaica entre os anos 2007-2017



Fonte: Adaptado de [1]

O fato dos sistemas fotovoltaicos (SFV) possuírem baixos impactos ambientais e produzirem energia de uma fonte renovável, abundante e de uma maneira silenciosa, faz com que sua instalação em meios urbanos, onde o consumo de energia é maior, e em meios rurais, devido à difícil viabilidade do uso da rede elétrica convencional, seja altamente vantajosa [2], [3].

A utilização de SFV instalados nos telhados de casas e edifícios gera uma mudança de paradigma, visto que o sistema elétrico tradicional foi planejado para funcionar com geração centralizada (GC), em que a rede básica atende as unidades consumidoras com fluxo de energia saindo do sistema de geração para as cargas conectadas no sistema de distribuição (SD). Com o objetivo de aliviar os sistemas de transmissão utilizados pela GC, diversos países tem incentivado a geração distribuída (GD), em que o próprio consumidor gera a energia total ou parcial que irá consumir.

No Brasil, a geração hidráulica é predominante devido ao favorecimento hidrológico para instalação de usinas de pequeno e grande porte. Apesar de a geração hidráulica possuir um baixo custo, os impactos ambientais causados pelas construções das usinas, que necessitam de grandes terrenos para criação de reservatórios e de maiores investimentos para expansão das linhas de transmissão podem ser um fator contrário ao seu crescimento [3]. Em contrapartida, o Brasil possui grande potencial para instalação de sistemas fotovoltaicos por ser um dos países com alto índice de irradiação solar. Apesar de ainda se encontrar em estágio inicial de desenvolvimento na utilização da energia fotovoltaica, o cenário brasileiro vem modificando aos poucos [4].

De acordo com Balanço Energético Nacional (BEN) de 2018 a Micro e Mini GD no Brasil, atingiu 359,15 GWh de energia gerada com uma potência instalada de 246,1 MW. Destaque para a fonte solar fotovoltaica, com 165,87 GWh e 174,5 MW de geração e

potência instalada respectivamente, o que corresponde a quase metade de toda GD no país. Esse crescimento se deu a partir das recentes ações regulatórias que viabilizaram a compensação da energia excedente produzida por sistemas de menor porte [5].

Com base nos dados apresentados, é possível notar que o uso novas fontes de energia renovável tem se tornado mais comum no dia a dia, principalmente nos países europeus. Também, é digno de nota que sua aplicação tem um efeito em longo prazo benéfico para o meio ambiente como um todo. Contudo, quando se trata de elevada penetração de GD nos sistemas de distribuições, esta apresenta seus desafios e peculiaridades, como será explicado nos capítulos seguintes.

1.1 MOTIVAÇÃO

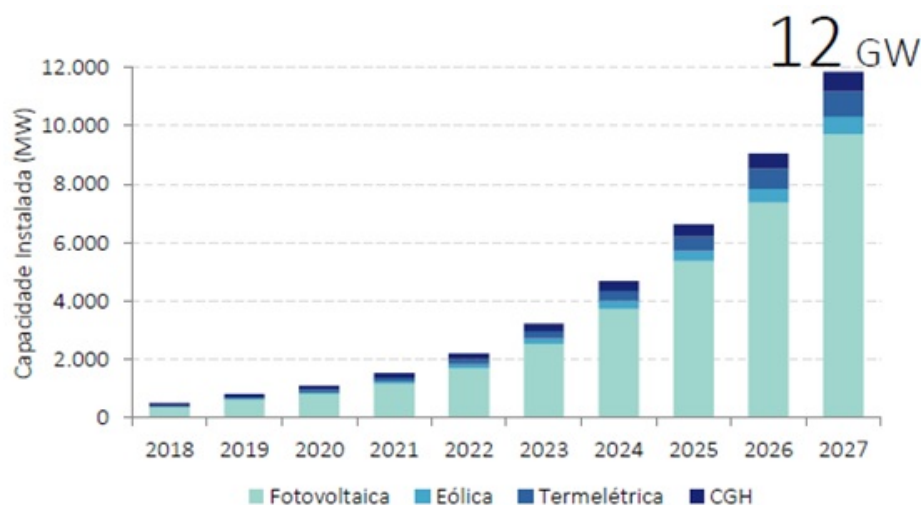
Conforme disposto, a dependência da sociedade com a eletricidade implica na expansão do sistema de geração de energia para suprir a demanda de consumo em crescimento. Em um cenário futuro, para atender o crescimento da demanda de energia, necessitaríamos de novos investimentos, tanto na geração de energia, por exemplo, usinas hidrelétricas ou térmicas, quanto na expansão do sistema de transmissão. Entretanto, se tivermos as tecnologias de GD mais acessíveis aos consumidores, esses investimentos diminuiriam, trazendo a geração para perto do ponto de carga.

Segundo o Plano Decenal de Expansão de Energia 2027 (PDE), teremos no Brasil 1,35 milhão de adotantes de sistemas de micro ou minigeração distribuída, totalizando 11,9 GW de capacidade instalada. Em termos de energia, esse total deve contribuir com uma geração de 2400 MW_{méd}, suficiente para atender 2,4% da carga total nacional no final do horizonte. A Figura 3 mostra a participação dos recursos renováveis de energia na participação das unidades com micro e minigeração distribuída, com destaque para a solar fotovoltaica responsável por 55% da energia distribuída gerada no ano de 2027 [6].

Tradicionalmente, o SD foi planejado para que a energia da geração centralizada flua de maneira unidirecional para atender as cargas. Porém, com o aumento da penetração de GD, o sistema tenderá a se apresentar como um sistema de transmissão, através de fluxo de energia bidirecional, ou seja, energia elétrica fluindo tanto do sistema para as cargas, quanto das cargas para o sistema, alterando a característica passiva das redes [7].

Em se tratando de Geração Distribuída Fotovoltaica (GDFV), quando o número de painéis fotovoltaicos conectados à rede de distribuição é pequeno, o impacto no sistema não é relevante. Porém, ao aumentar o nível de penetração, problemas causados no sistema podem atingir níveis onde a qualidade de energia é significativamente afetada [8]. Em [9], por exemplo, cita que essa alta influência pode afetar a estabilidade do sistema devido as flutuações de tensão, as correntes de falta e os danos em equipamentos, uma vez que o SD não é preparado para o fluxo bidirecional de energia circulando pela rede.

Figura 3 – Participação das fontes renováveis na micro e minigeração distribuída no horizonte de 2027



Fonte: [6]

Em geral, aumentar os níveis de GDFV na rede de distribuição pode gerar impactos na operação do sistema e equipamentos em termos de confiabilidade, qualidade, estabilidade e segurança, podendo estes se manifestar de maneira positiva ou negativa. Uma vez que o Brasil vivencie essa experiência de desenvolvimento tomando grandes proporções, faz-se necessário identificar as causas que possam limitar ou até mesmo impedir a operação e conexão de SFV à rede sabendo que o sistema elétrico existente não está preparado para esse cenário. Assim, torna-se importante o estudo desses impactos e mais ainda da busca por medidas preventivas para mitigá-los, auxiliando operadores do sistema e contribuindo para que o país possa cada vez mais utilizar os recursos renováveis na geração distribuída.

1.2 OBJETIVOS

O objetivo geral desse trabalho é avaliar os impactos da inserção da geração fotovoltaica no sistema de distribuição em relação à qualidade de energia entregue aos consumidores, assim como medidas que podem ser adotadas para diminuir tais efeitos que prejudicam a rede.

Dado esse contexto, os objetivos específicos desse trabalho são:

- Analisar os impactos da intermitência da energia solar fotovoltaica no sistema de distribuição, devido ao aumento do número de consumidores com geração distribuída;
- Realizar simulação em um sistema de distribuição utilizando o software OpenDSS, a fim de avaliar os impactos causados na rede com diferentes níveis de penetração de sistemas fotovoltaicos;

- Mostrar medidas que vem sendo desenvolvidas e utilizadas para diminuir os impactos que a alta penetração e a intermitência da geração solar fotovoltaica podem causar no sistema de distribuição.

1.3 ESTRUTURA DO TRABALHO

O presente trabalho está dividido em seis capítulos. Este primeiro tem o propósito de apresentar o contexto no qual o estudo se insere, os objetivos que se pretende alcançar e a explicação da estrutura adotada.

Uma vez feita a explicação mais abrangente do cenário abordado, os capítulos seguintes apresentam maiores detalhes teóricos, além do estudo de caso validatório.

O capítulo 2, “Sistemas Fotovoltaicos na Geração Distribuída”, busca explicar o funcionamento de sistemas fotovoltaicos, o que é a geração distribuída e a regulação vigente no Brasil para estimular a sua utilização.

O capítulo 3, “Impactos no Sistema de Distribuição Devido à Alta Penetração de GDFV”, visa explicar a influência do aumento da instalação de painéis solares pode causar na rede e seu peso na qualidade de energia elétrica.

No capítulo 4, "Estudo de Caso", é realizada uma simulação em um sistema de distribuição para avaliar os impactos causados na rede pela alta penetração de sistemas fotovoltaicos.

O capítulo 5, "Medidas para Mitigar os Impactos Causados no Sistema de Distribuição", apresenta métodos para diminuir os impactos negativos, tanto os que já são utilizados nas redes de distribuição quanto novas propostas com avanços tecnológicos.

Por fim, no capítulo 6 as conclusões deste trabalho são apresentadas com as sugestões para possíveis trabalhos a serem desenvolvidos no futuro.

2 SISTEMAS FOTOVOLTAICOS NA GERAÇÃO DISTRIBUIDA

Este capítulo é dedicado a fazer uma revisão teórica sobre GD e SFV para o entendimento base do tema deste trabalho. Ao longo do texto será elaborada, em primeiro momento, uma discussão sobre a GD através da definição de seu conceito e da mudança que esta configuração traz para o sistema elétrico brasileiro.

Em seguida, será feita uma breve explicação sobre a geração de energia através do Sol, assim como o funcionamento dos sistemas fotovoltaicos off-grid e grid-tie, destacando a função dos principais equipamentos: a célula fotovoltaica e o inversor.

Por último, será feita uma explanação sobre a evolução da regulação e da legislação brasileira em relação a conexão de geradores distribuídos até a atualidade, assim como os programas de incentivos para expandir o uso de energias renováveis na GD.

2.1 GERAÇÃO DISTRIBUIDA

Os sistemas elétricos interligados, como o sistema brasileiro, foram desenvolvidos com a finalidade de conectar as usinas de GC de grande porte aos centros de carga. Dado que os principais centros de carga se estabelecem em locais urbanos, essa conexão precisa ser feita através de longas extensões de linhas de transmissão, cujo modelo é exemplificado na Figura 4. A energia origina na GC através de usinas, em sua maioria, hidrelétricas e térmicas, que segue para o sistema de transmissão e em seguida chega ao consumidor final pelo SD. Essa forma foi pensada para fornecer um suprimento de energia econômico, seguro e confiável, possuindo controle centralizado de planejamento e de despacho [7], [10].

Devido à crescente escassez de locais disponíveis para construção de grandes usinas hidrelétricas, a necessidade de altos investimentos no sistema de transmissão, as exigências ambientais, o aumento da demanda e o alto custo da energia elétrica para o consumidor, tem sido utilizada uma diferente estrutura de geração. Apesar de não ser um conceito novo, nos últimos anos a GD tem ganhado força, em especial, devido às inovações tecnológicas e às mudanças no ambiente regulatório e econômico.

Inicialmente, a GD foi implantada em sistemas de emergência para tornar o consumidor menos susceptível às faltas de energia. Esses sistemas são utilizados até hoje pelas unidades que necessitam da energia de maneira prioritária, visto que o não suprimento pode ocasionar prejuízos irreversíveis, como é o caso de hospitais e indústrias que operam 24 horas por dia e precisam do fornecimento constante [10].

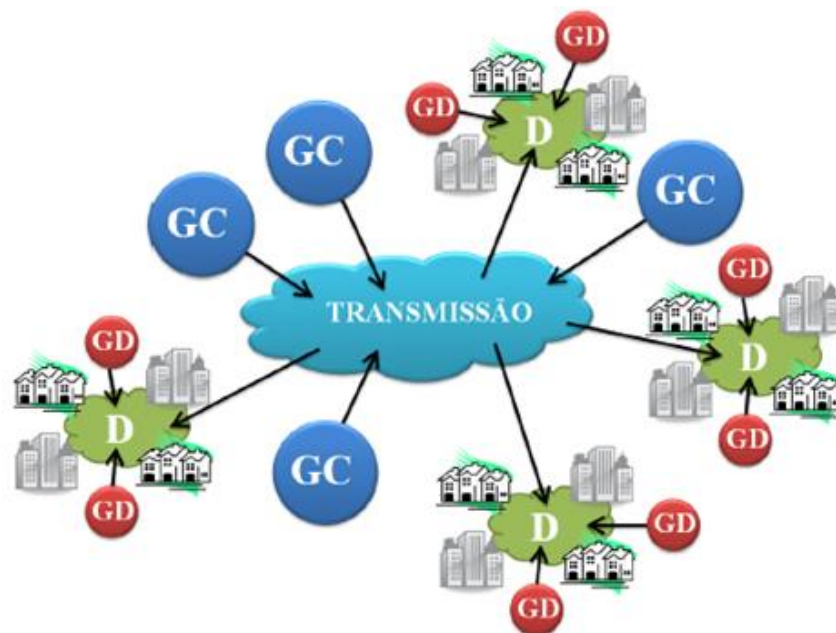
A GD se caracteriza pela integração de pontos de geração de energia elétrica ao sistema de distribuição, ou seja, a energia é originada perto do ponto de consumo sem a necessidade do sistema de transmissão, como esquematizado na Figura 5.

Figura 4 – Esquema simplificado de um sistema elétrico interligado com geração centralizada



Fonte: [7]

Figura 5 – Esquema simplificado de um sistema elétrico interligado com geração centralizada e distribuída



Fonte: [7]

Na literatura e em documentos oficiais podemos ter diferentes definições de GD, cada uma se referindo a diversas características para sua classificação. Por exemplo, o tamanho da planta de geração, a fonte de energia utilizada para conversão, o nível de tensão conectado à rede, entre outros.

Segundo o Instituto Nacional de Eficiência Energética (INEE) [11], define-se que:

"Geração Distribuída (GD) é uma expressão usada para designar a geração elétrica realizada junto ou próxima do(s) consumidor(es) independente da potência, tecnologia e fonte de energia. As tecnologias de GD têm evoluído para incluir potências cada vez menores".

Para a *United States Environmental Protection Agency* (EPA), GD se refere à variedade de tecnologias que geram eletricidade localmente ou próximo de onde será atendida, podendo atender a uma única estrutura como casas e comércios ou ser parte de uma microrrede como em indústrias de grande porte e bases militares. A EPA ainda especifica as fontes dos sistemas para o setor residencial, comercial e industrial, como por exemplo, painéis solares fotovoltaicos, célula combustível, aerogeradores eólicos, biomassa, entre outras [12].

Em geral, deve-se ressaltar que a GD não está vinculada a uma fonte específica de energia. Diversos países europeus, por exemplo, utilizam a injeção de energia elétrica na rede, proveniente das fontes solar e eólica, sendo uma atividade incentivada pelos próprios órgãos governamentais para que metas de redução de gases poluentes sejam atingidas. Nestes países, o consumidor já deixou de ser um elemento passivo da rede e tornou-se um elemento ativo do sistema elétrico, reforçando a ideia de que a GD não é mais apenas objeto de estudo, mas sim uma realidade [13].

2.2 SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

O Sol é a maior fonte de energia disponível no universo. A Terra recebe anualmente $1,5 \times 10^{18}$ kWh de energia solar em sua superfície, o que corresponde a aproximadamente 10 mil vezes o consumo energético mundial nesse mesmo período. Pode-se afirmar que a radiação solar é uma fonte energética inesgotável e com grande potencial de utilização por meio de sistemas de captação e conversão em outra forma de energia, como a térmica ou a elétrica [14].

Em [15], os autores definem que a energia solar fotovoltaica é obtida através da conversão direta da luz em eletricidade, por um processo chamado efeito fotovoltaico, sendo esse fenômeno observado primeiramente pelo físico francês Alexandre Edmond-Becquerel em 1839.

De maneira sucinta, o processo de gerar energia elétrica através da absorção da luz solar se dá quando um material semicondutor recebe iluminação do Sol. Uma vez que a energia dos fótons da luz é transferida para os elétrons, estes ganham capacidade de se movimentar fazendo com que uma corrente contínua (CC) seja gerada [4],[15].

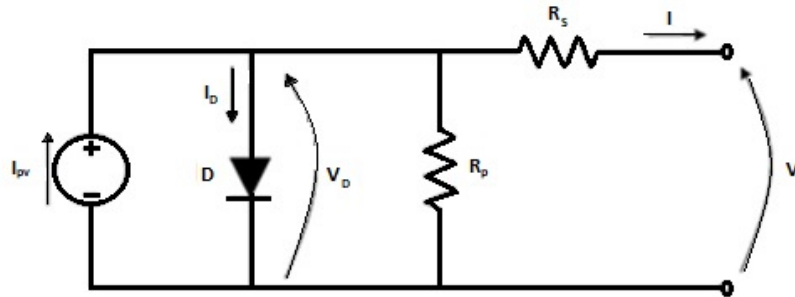
Os SFVs são primordialmente compostos por células fotovoltaicas e um inversor. Dependendo do tipo de conexão do SFV, com a rede ou não, tem-se a utilização de outros

equipamentos, como medidor bidirecional (sistemas grid-tie) e sistemas de armazenamento de energia (sistemas isolados e híbridos). Nos sistemas grid-tie além das células fotovoltaicas e do inversor, necessita-se de um medidor bidirecional para que a concessionária saiba o quanto de energia excedente está sendo injetada na rede. Já nos sistemas isolados é comum o uso de banco de baterias para armazenar a energia gerada para uso em períodos sem iluminação solar. Assim, este trabalho abordará somente os elementos principais utilizados nos dois tipos de conexão: a célula fotovoltaica e o inversor.

2.2.1 Célula fotovoltaica

A célula fotovoltaica é a parte mais elementar de um módulo fotovoltaico, fabricada por um material semicondutor com duas camadas, P e N. A camada tipo-p é caracterizada pelo excesso de lacunas e a camada tipo-n pelo excesso de elétrons livres. A união dessas duas camadas forma a junção p-n que favorece a movimentação dos elétrons livres da camada tipo-n em direção a camada tipo-p, ocupando as lacunas existentes e formando pares na região da junção. Nessa região, forma-se um campo elétrico e, conseqüentemente, uma corrente elétrica para gerar eletricidade [4]. Em acordo com essas características, é possível obter um circuito elétrico equivalente que demonstre a operação interna de uma célula fotovoltaica. Esse circuito está demonstrado na Figura 6.

Figura 6 – Circuito equivalente de uma célula fotovoltaica real



Fonte: Adaptado de [2]

Em que:

I_{pv} é a corrente gerada devido ao efeito fotovoltaico;

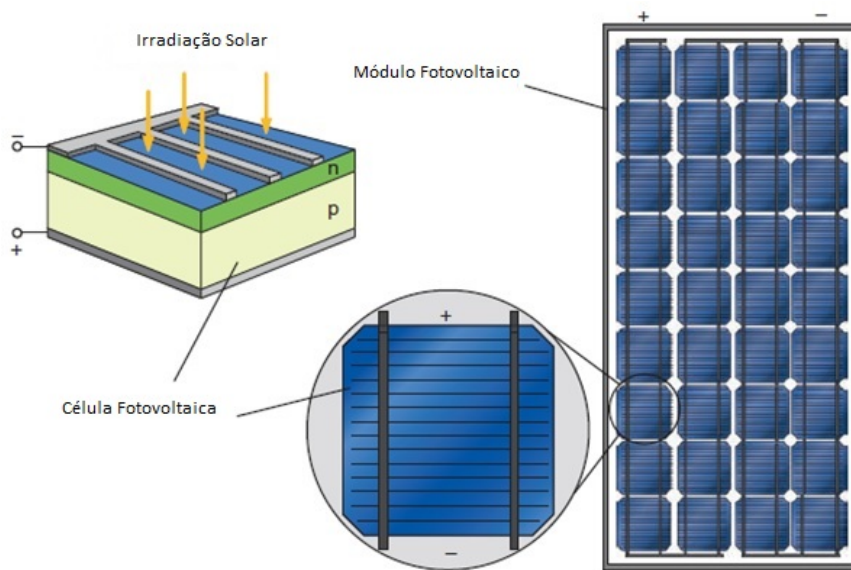
D é o diodo que representa a junção p-n;

R_s é a resistência que representa as perdas oriundas das quedas de tensão no interior da célula; e

R_p é a resistência que representa as perdas devido as correntes de fuga.

Os módulos fotovoltaicos são formados por células fotovoltaicas conectadas eletricamente em série ou paralelo, a fim de aumentar a tensão e a potência gerada. A Figura 7 mostra as camadas tipo-p e tipo-n de uma célula e indica como a associação das células forma um módulo fotovoltaico. Diversos materiais semicondutores são utilizados para desenvolver uma célula fotovoltaica, entre eles: silício monocristalino (c-Si), silício policristalino (m-Si), silício amorfo (a-Si), silício microcristalino (μ -Si), telúrio (Te), cádmio (Cd), cobre (Cu), gálio (Ga) e selênio (Se). Entre as tecnologias citadas, as três primeiras são mais presentes no mercado atual [15].

Figura 7 – Definição de célula e módulo fotovoltaico



Fonte: Adaptado de [15]

Vale notar que os módulos também podem ser associados em série ou paralelo formando painéis fotovoltaicos e aumentando a potência do sistema. Segundo [16], na associação em série, a tensão dos módulos é somada e a corrente é a mesma que flui por todos, tendo como desvantagem a interdependência entre eles, uma vez que o sombreamento de qualquer área afeta a geração do sistema. Na associação paralela, a corrente gerada no painel é a soma das correntes de cada módulo e a tensão é igual em todos os módulos, logo, esta configuração é menos crítica pois a geração de um módulo não afeta a dos demais.

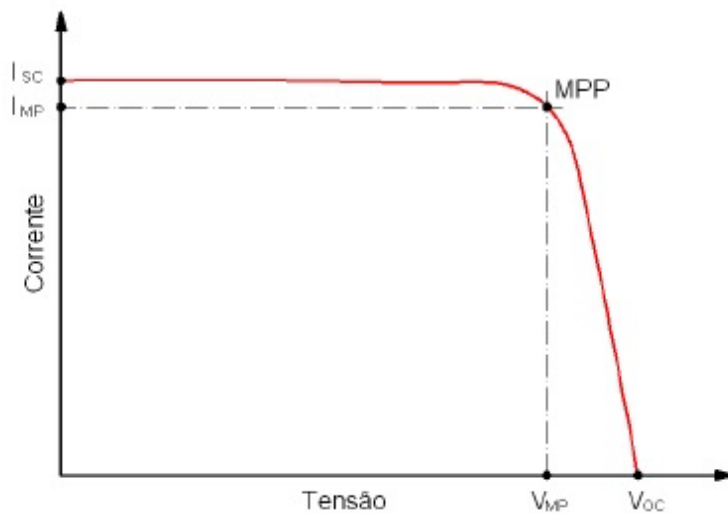
2.2.2 Inversor

O inversor é um equipamento eletroeletrônico responsável pelos ajustes nos valores de tensão e corrente de saída para que um dispositivo fotovoltaico se conecte à rede elétrica. São, também, chamados de conversores CC/CA, pois são feitos para converter a energia de corrente contínua (CC) em energia de corrente alternada (CA).

Para que o inversor opere corretamente quando conectado, utiliza-se a senoide da rede como referência com finalidade de que, tanto a onda de tensão da rede, quanto a onda de tensão do sistema fotovoltaico fiquem em fase [3].

Além da função de conversão, em [17] explana que os inversores tem como atribuição secundária o rastreamento do ponto de máxima potência (*MPPT - Maximum Power Point Tracker*), fazendo com que sua entrada esteja fornecendo a máxima potência que o SFV pode oferecer em determinado momento. Uma maneira de identificar o ponto de máxima potência (*MPP - Maximum Power Point*) é através da curva característica I x V, Figura 8, obtida pela corrente (I) e pela tensão (V) de uma célula ou de um módulo fotovoltaico em diferentes pontos de operação, desde a condição de corrente aberta (I_{oc}) até a condição de curto circuito (I_{sc}). Em [4], explica-se que o MPP está relacionado a uma determinada tensão (V_{mp} - Tensão de Máxima Potência) e corrente (I_{mp} - Corrente de Máxima Potência), cujo produto é a potência nominal do módulo fotovoltaico, dada em Watt-pico (Wp).

Figura 8 – Curva característica I x V



Fonte: [4]

2.3 SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS À REDE

A configuração dos SFV varia de acordo com os objetivos que estes devem alcançar, podendo atender a carga de duas maneiras, de forma isolada da rede elétrica (off-grid) e em paralelo com o sistema elétrico (grid-tie). Nos sistemas off-grid, demonstrados na Figura 9, a geração autônoma atende a carga de forma local geralmente utilizando sistemas de armazenamento de energia, como banco de baterias, para acumular a energia produzida, garantindo o abastecimento nos períodos sem Sol. Esses sistemas são muito utilizados

em locais onde não há fornecimento de energia elétrica através da rede pública, como em comunidades isoladas no Norte do Brasil, em ilhas e em comunidades ribeirinhas [16].

Figura 9 – Esquema simplificado de um sistema solar fotovoltaico off-grid

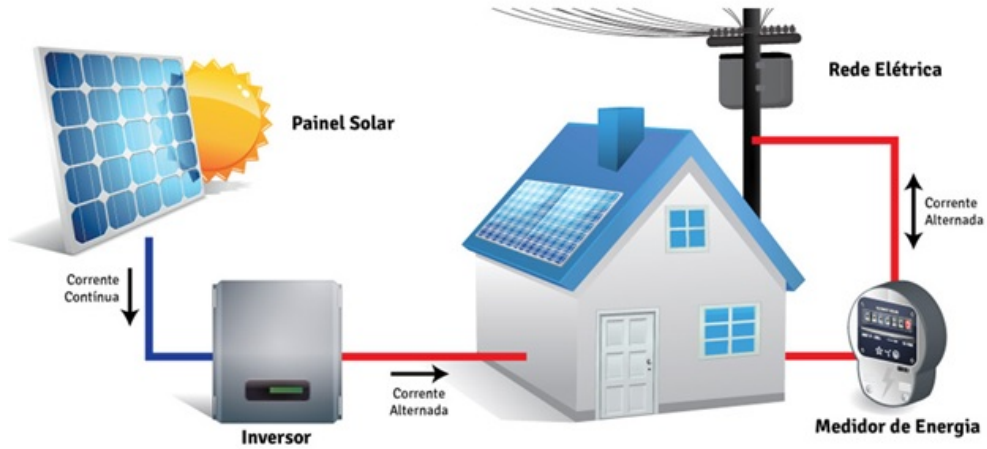


Fonte: [18]

Os sistemas fotovoltaicos conectados à rede (SFVCR) ou sistemas grid-tie, demonstrados na Figura 10, são aqueles que estão ligados diretamente ao SD injetando potência na rede elétrica. Esses sistemas permitem que a carga seja sempre atendida, uma vez que será suprida pela concessionária nos momentos em que não há geração local ou esta não atende a demanda total. Em aplicações ligadas à rede de energia elétrica, o gerador fotovoltaico entrega a máxima potência que pode produzir em cada instante. Se a produção é superior ao que o consumidor necessita para atender toda a sua carga, esta é exportada para a rede e pode ser convertida em créditos de energia para uso posterior, quando necessário.

Em geral, os SFVCRs possuem vantagens diversas se comparado com os sistemas off-grid. De acordo com [16], o custo dos sistemas conectados chega a ser menor, visto que as baterias equivalem a aproximadamente 30% de todo o valor do projeto. Outra vantagem seria a não dependência da irradiação solar para gerar energia, sendo que os sistemas isolados podem sofrer variações devido à intermitência da fonte (condições climáticas).

Figura 10 – Esquema simplificado de um sistema solar fotovoltaico grid-tie



Fonte: [19]

Os SFVCRs podem ser classificados como micro ou minigeração distribuída dependendo da potência da planta instalada. Segundo [20], se enquadra dentro do conceito de microgeração utilizando a energia solar, empreendimentos com capacidade instalada menor que 75 kW, enquanto a minigeração engloba projetos com capacidade instalada entre 75 kW e 5 MW. Os projetos residenciais, em sua maioria, não ultrapassam 75 kW de potência instalada, sendo classificados como micro geradores fotovoltaicos. A Figura 11 exemplifica a alocação de painéis fotovoltaicos no telhado de uma residência, localizada na cidade de Gravataí no Rio Grande do Sul, com potência instalada de 5,72 kW [21].

Figura 11 – Vista da instalação de painéis em uma residência localizada em Gravataí



Fonte: [21]

2.3.1 Regulamentação e legislação brasileira

A fim de entender o crescimento do uso de SFV pelo país, é pertinente traçar um breve histórico de projetos e normas desenvolvidas pelo governo brasileiro como forma de incentivar o uso da energia solar e da geração distribuída.

A primeira proposta a se destacar foi o Programa de Desenvolvimento Energético de Estados e Municípios (PRODEEM), criado em dezembro do ano de 1994 por decreto presidencial, sendo um dos únicos programas que englobavam o uso da energia solar. Teve por objetivo suprir localidades isoladas não atendidas pela rede convencional, principalmente áreas que não estavam presentes no Sistema Integrado Nacional (SIN), utilizando fontes renováveis locais, a fim de promover o desenvolvimento autossustentável, social e econômico dessas comunidades. No ano de 2003 passou a incorporar o Programa Nacional de Universalização do Acesso e Uso da Energia Elétrica Luz para Todos, que tem por objetivo promover a instalação de energia elétrica gratuita em domicílios com famílias de baixa renda. Embora sua concepção original previsse todos os tipos de fontes renováveis, o programa priorizou a instalação de SFV nos locais atendidos [4].

O autor de [4] ainda ressalta que, apesar do incentivo do Governo Federal, a utilização da energia solar fotovoltaica no Brasil não alavancou como esperado, sendo necessário que representantes do governo desenvolvessem Projetos de Lei para estimular o emprego de SFV e de outras fontes renováveis.

Entretanto, a partir do ano de 2010 e através da promoção da Consulta Pública nº 15/2010 (de 10/09 a 9/11/2010) e a Audiência Pública nº 42/2011 (de 11/08 a 14/10/2011), a ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) começou a tomar posições com o objetivo de debater dispositivos legais para reduzir as barreiras na implantação de geradores distribuídos de pequeno porte na rede de distribuição [4], [20].

Em 17 de Abril de 2012 entrou em vigor a Resolução Normativa (REN) nº 482/2012, fornecendo condições para que o consumidor brasileiro gere sua própria energia elétrica a partir de fontes renováveis ou cogeração qualificada e fornecendo o excedente para a rede de distribuição de sua localidade. Assim, essa REN estabeleceu as condições gerais para o acesso de micro e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica [20], [22].

O acompanhamento da implantação da REN nº 482/2012 permitiu identificar diversos pontos da regulamentação que necessitavam de melhorias. Dessa forma, com o objetivo de reduzir os custos e o tempo para a conexão da micro e minigeração, compatibilizar o Sistema de Compensação de Energia Elétrica com as Condições Gerais de Fornecimento (Resolução Normativa nº 414/2010), aumentar o público alvo e melhorar as informações na fatura, a ANEEL realizou a Audiência Pública nº 26/2015 (de 7/5/2015 a 22/6/2015) que culminou com a publicação da Resolução Normativa - REN nº 687/2015, a qual revisou

a REN n° 482/2012 e a seção 3.7 do Módulo 3 dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST [20].

O sistema de compensação pode ser entendido como aquele no qual a energia elétrica ativa injetada por unidade consumidora com micro ou minigeração distribuída é cedida, por meio de empréstimo gratuito, à distribuidora local e posteriormente compensada com o consumo de energia elétrica ativa. Com as melhorias trazidas pela REN n° 687/2015, se o cliente terminar o ciclo de faturamento com créditos de energia e possuir outra unidade consumidora em seu nome, a resolução permite a transferência destes créditos para essa outra unidade. Se não, os créditos ainda poderão ser debitados em um período de até 60 meses na fatura da unidade que possui o gerador [17], [23].

Além do sistema de compensação, segundo [22], esta REN aprovou outras novas regras no que tange a geração distribuída, entre elas:

- Permissão para o uso de qualquer fonte renovável, além da cogeração qualificada, que estabelece uma eficiência energética total mínima para geração de energia elétrica e térmica com gás natural;
- Possibilidade de instalação de geração distribuída em condomínios, sendo que a energia gerada pode ser repartida entre os condôminos em porcentagens definidas pelos próprios consumidores;
- Criação da figura 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.

Desde 2018, a ANEEL visa aprimorar as regras do acesso da micro e mini GD. No início de 2019 foi aberta uma audiência pública para debater os rumos da GD visando analisar diferentes alternativas para equilibrar os custos e benefícios do sistema de compensação, tendo em vista a necessidade de definir uma forma de valoração da energia injetada na rede que permita o crescimento sustentável da GD [24]. A Previsão é de que em 2020 a GD no Brasil já opere sob novas regras.

2.4 CONSIDERAÇÕES FINAIS SOBRE O CAPÍTULO

Este capítulo apresentou, de forma sucinta, os conceitos e definições acerca da geração distribuída e dos sistemas fotovoltaicos. A seção 2.3 explicou os dois tipos de montagem dos sistemas fotovoltaicos, em especial o que iremos abordar nesse trabalho que são os SFVCR classificados dentro da microgeração distribuída, ou seja, instalados, em sua maioria, no setor residencial.

Na última parte foi feito um rápido histórico sobre a regulamentação e legislação brasileira em relação ao uso de fontes renováveis e da GD. É perceptível como essas regras vieram aprimorando de forma a incentivar e facilitar o uso de novas fontes na GD pelo consumidor final.

Apesar de apresentar ascensão, o documento da *World Wide Fund for Nature* (WWF) [25] explica que o Brasil pode se transformar em uma potência no uso de fontes renováveis como a eólica, solar e biomassa, uma vez que a eletricidade gerada a partir destas é complementar ao sistema hidrelétrico nacional, sendo tão ou mais competitiva do que aquela gerada com combustível fóssil. Para isso, os autores sugerem que é preciso reorientar os subsídios das fontes de energia a base de combustíveis fósseis para as fontes renováveis alternativas de baixo impacto, adotando uma política mais agressiva de créditos a juros baixos para fontes renováveis que possuem maiores custos iniciais, como a solar fotovoltaica. Em específico para a energia FV, recursos adicionais poderiam ser empregados na geração, desenvolvimento e inovação tecnológica, por exemplo, através de um programa de implantação comercial que incluísse um componente de fomento industrial, a fim de nacionalizar parte da cadeia de produção dessa tecnologia e de inserir essa fonte no mercado.

O desenvolvimento da geração distribuída no Brasil está ligada a políticas de incentivo na tarifação da energia gerada. Um exemplo consolidado é o uso da FiT (*Feed-in-Tariff*), comuns em países europeus e asiáticos. O relatório da Fundação Getúlio Vargas Energia (FGV Energia) explica que as FiT são tarifas estabelecidas em contratos de longo prazo para a geração por fonte renovável de energia em uma propriedade, independentemente de sua utilização (autoconsumo ou exportação). O valor da tarifa (em unidades monetárias por kWh) é estabelecido com base no custo de geração, a depender da fonte, do tipo de instalação e etc. O incentivo à produção de energia vem do fato de que o valor pago pela eletricidade exportada para rede é maior que o da energia comprada da distribuidora. Quando bem administrada, essa medida pode resultar em estímulo ao desenvolvimento da GD, promovendo um ressarcimento adequado aos investidores, como ocorre na Alemanha [26].

3 IMPACTOS NO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO DEVIDO À ALTA PENETRAÇÃO DE GDFV

A crescente adoção da GD com alta penetração de SFV representa novos desafios à operação das redes de distribuição. Os impactos causados por esse aumento representam obstáculos aos operadores do sistema no que tange a sua segurança, estabilidade e qualidade de energia.

De acordo com a teoria, a energia FV depende diretamente da irradiação solar nas quais quaisquer variações associadas com a passagem de nuvens sobre o local instalado podem causar mudanças rápidas e significativas na potência que os painéis fornecem. Estas alterações geram um desequilíbrio entre a carga e a geração, de modo que a subestação responsável pelo alimentador deve ser capaz de sustentar essas oscilações ora fornecendo a potência gerada a menos, ora absorvendo a potência gerada a mais, de maneira a manter o sistema estável [27].

A variação da geração FV é quase insignificante para dias com céu claro e dias nublados. Os impactos são mais expressivos nos dias considerados parcialmente nublados, que podem apresentar variações, na ordem de segundos, de mais de 60% da capacidade instalada. Essas variações podem ocorrer várias vezes ao longo do dia conforme a passagem de nuvens pela instalação e estão relacionadas à qualidade de energia entregue, que podem ser entendidos como impactos na magnitude da tensão, frequência, harmônicos de corrente e tensão, efeito flicker e fator de potência [27], [28].

A fim de manter a natureza da rede elétrica, os SFVCR devem respeitar os padrões mínimos de Qualidade de Energia Elétrica (QEE). Esse termo possui diversas definições que descrevem o mesmo conjunto de fenômenos cujo afetam a amplitude e a forma de onda da tensão e corrente. Considerando [29], um sistema com baixa qualidade de energia não é capaz de entregar uma amplitude de tensão adequada, ou seja, fora do nível de tensão aceitável, acarretando em um funcionamento inapropriado ou na falha de um equipamento, sendo possível provocar maiores perdas no sistema elétrico.

As agências reguladoras de energia elétrica são as responsáveis por definir os indicadores que determinam se o sistema elétrico está funcionando dentro do que é considerado satisfatório em termos de qualidade da energia. No Brasil, a ANEEL é encarregada pela elaboração do PRODIST, que é o documento que visa normatizar e padronizar as atividades técnicas relacionadas ao funcionamento e desempenho dos sistemas de distribuição de energia elétrica. O PRODIST é dividido por módulos, em que cada um trata um tema diferente relacionado ao SD, sendo o Módulo 8 aquele que estabelece os procedimentos relativos à QEE, referindo à qualidade do produto e à qualidade do serviço prestado [30].

É importante destacar que a concessionária não é a única encarregada pela qualidade da energia. O consumidor, em seu papel de usuário do sistema, também possui suas responsabilidades para com a qualidade da rede, evitando sempre que possível sua poluição. Assim, em países com elevada participação da tecnologia fotovoltaica em suas matrizes energéticas, as concessionárias de energia são colaboradoras essenciais para o desenvolvimento de normas a respeito da integração de SFV em sistemas elétricos, de forma a estabelecer padrões para os usuários que queiram se conectar a rede sem prejudicar seu funcionamento [4].

A literatura disponível apresenta uma série de impactos técnicos causados por um grande número de consumidores conectados a rede. Dentre eles, pode-se citar: ilhamento não intencional, distorção harmônica, estabilidade do sistema e perfil de tensão. Esses pontos serão abordados nos tópicos seguintes através de uma análise de seus impactos e uma breve discussão sobre sua relação com o tema deste trabalho.

3.1 ILHAMENTO NÃO INTENCIONAL

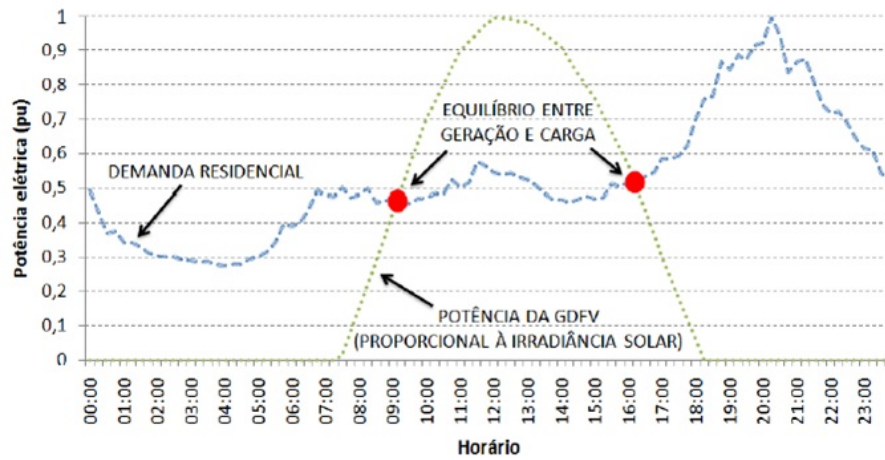
O ilhamento ocorre quando parte da rede elétrica é energizada por um ou mais geradores distribuídos que estão conectados a ela, a fim de formar um subsistema isolado. Para que isso aconteça, essa parte da rede é desconectada propositalmente ou acidentalmente do restante do sistema que é alimentado pela concessionária. Quando essa condição de operação, em que a central geradora supre uma porção eletricamente isolada do SD, se dá de forma não intencional pode apresentar riscos, tanto para os equipamentos conectados ao sistema, quanto para os funcionários que realizam a manutenção nos alimentadores [4], [7], [10].

Em [7], explica-se que o risco de um acidente ocorrer devido ao ilhamento não intencional é muito pequeno uma vez que duas condições precisam ser atendidas simultaneamente:

- Deve haver equilíbrio entre geração e carga no momento em que a rede principal for desconectada, como exemplificado na Figura 12; e
- A proteção do conversor deve apresentar falha na detecção de desconexão do SFVCR com a rede básica.

Dessa forma, os SFVCR são obrigados a se desconectar automaticamente da rede através de mecanismos de segurança contra ilhamento instalados nos inversores para garantir o correto funcionamento do sistema. Os métodos de proteção podem ser classificados em passivos ou ativos. Os métodos passivos incluem o uso de relés para detecção de sub ou sobretensão e sub ou sobrefrequência harmônica de tensão ou corrente, em que o disjuntor que interliga a GD atua quando esses valores estão fora dos limites

Figura 12 – Condição de equilíbrio entre carga e geração de um SFVCR para ocorrência de ilhamento não intencional



Fonte: [7]

pré-estabelecidos. Já os métodos ativos utilizam medição de impedância, detecção de impedância em uma determinada frequência e modificação na frequência. Tais métodos podem provocar uma perturbação na corrente despachada pelo inversor, causando uma ruptura entre a potência gerada pelo SFV e a potência da rede elétrica. [4], [7].

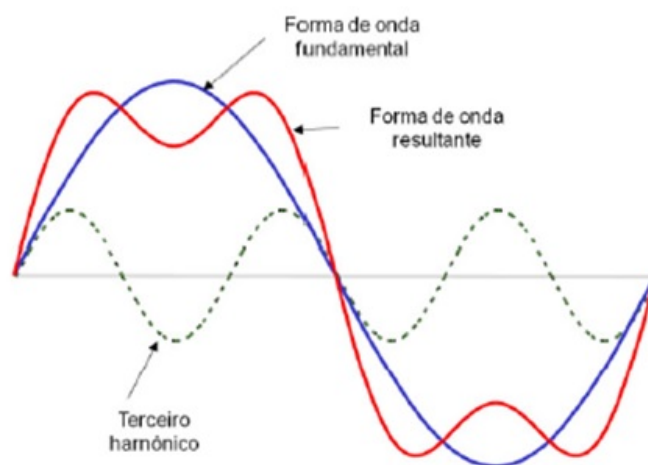
Vale destacar que hoje no Brasil a operação em ilhamento para a GD não é permitida pela ANEEL, exceto em alguns casos específicos em que a distribuidora de energia reconhece a existência de um sistema de armazenamento que acumula a energia produzida pelo gerador distribuído sem exportá-la à rede elétrica.

Devido à baixa probabilidade de ocorrer alguma fatalidade causada pelo ilhamento não intencional, os seus riscos não devem ser vistos como uma barreira para o desenvolvimento da GDFV mesmo se considerarmos um cenário futuro onde o nível de penetração dessa tecnologia seja elevado. Ao mesmo tempo, os requisitos técnicos para interconexão com a rede precisam ser satisfeitos para que seja garantida a confiabilidade e segurança do sistema elétrico.

3.2 DISTORÇÃO HARMÔNICA

As distorções harmônicas são fenômenos associados com deformações nas formas de onda de tensão e corrente em relação à onda senoidal da frequência fundamental. A fim de facilitar as análises e cálculos necessários para mensurar o quão distorcido as ondas estão, trata-se esse fenômeno como um conjunto de componentes formado pela onda fundamental e pelas harmônicas [4]. Esse método é demonstrado na Figura 13, em que a forma de onda resultante é a soma da forma de onda fundamental e da componente de terceiro harmônico produzida por alguma carga conectada ao sistema.

Figura 13 – Exemplo da onda de rede resultante da composição da forma de onda fundamental e harmônico



Fonte: [4]

As harmônicas de correntes são produzidas através de cargas não lineares conectadas a rede elétrica, como os equipamentos de eletrônica de potência presentes nos inversores dos SFV. Essas cargas são alimentadas com tensão senoidal pura originada da concessionária e geram correntes não senoidais. Tais correntes distorcidas circulam pela impedância do sistema, composta pela impedância da fonte mais impedância da fiação e transformadores, provocando a distorção da onda de tensão [29].

A presença de distorções harmônicas na rede compromete a qualidade de energia entregue ao consumidor prejudicando as cargas, as medições das grandezas elétricas e a eficiência do sistema com a presença de superaquecimento, sobrecarga de condutores, danos nos equipamentos conectados entre a fase e o neutro, falhas no acionamento do sistema de proteção, entre outros [4], [10], [31].

Em sistemas com pouca quantidade de GDFV, os harmônicos produzidos pelos inversores não impactam significativamente a qualidade de energia da rede. Contudo, com a expansão dos sistemas conectados, surge um aumento de componentes harmônicas a serem observadas pela concessionária local. De acordo com [4], os harmônicos gerados pelos inversores são dependentes de muitas variáveis, como o nível de tensão e corrente contínua de operação dos inversores que variam em função das condições climáticas em cada instante que o SFV estiver operando.

O autor de [28] realizou um estudo de caso na usina Megawatt Solar com capacidade instalada de aproximadamente 1 MW_p, integrada ao edifício sede da ELETROSUL em Florianópolis – SC. O objetivo da pesquisa era analisar a QEE que a usina entregava ao sistema ao qual estava conectada, principalmente no impacto causado pela distorção harmônica produzida pelos inversores. A análise dos resultados mostrou que os harmônicos

atuais gerados pelo sistema fotovoltaico dependiam muito do nível de geração, em que, quando a irradiação solar é baixa ou reduzida pelos efeitos de sombreamento ou nuvens passageiras faz com que a distorção harmônica na rede aumente.

3.3 ESTABILIDADE DO SISTEMA ELÉTRICO

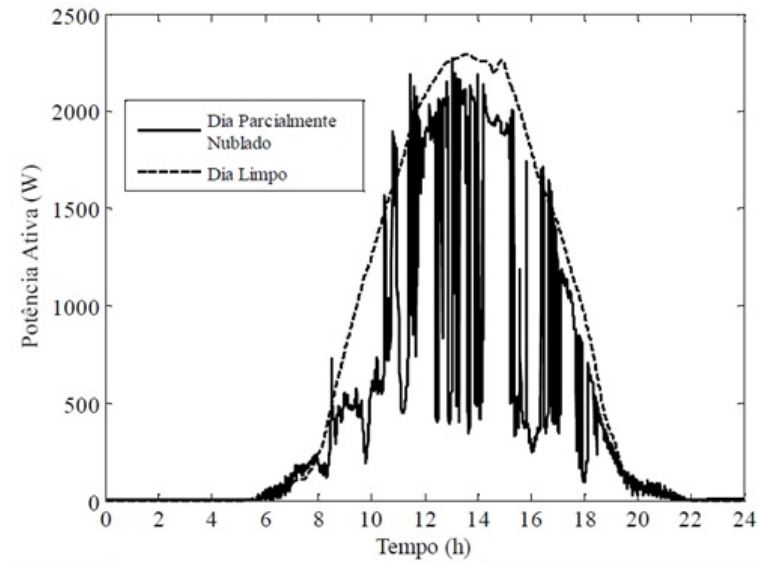
A estabilidade depende da aptidão do sistema em se manter e em restaurar o equilíbrio entre a demanda e o suprimento de potência reativa no sistema. Assim, para manter a estabilidade da tensão da rede é preciso olhar para o balanço entre a potência reativa fornecida e a potência reativa demandada, em que, quando as duas são iguais, as tensões permanecem constantes. Entretanto, quando a demanda é superior ao que é injetado de potência, as tensões tendem a cair podendo levar o sistema a instabilidade caso nenhuma providência seja tomada [32].

Por outro lado, a tensão se torna instável quando uma perturbação, por exemplo, um aumento de carga ou uma mudança da condição do sistema, ocasiona um declínio ou elevação progressiva das tensões em algumas barras ou em todo o sistema, em períodos de tempo que variam desde segundos até intervalos prolongados da ordem de dezenas de minutos. Vale destacar que o problema da instabilidade de tensão é um problema local, mas que pode se tornar sistêmico [32].

A presença da GD nas redes de distribuição afeta diretamente os níveis de tensão e as características de estabilidade de tensão. A dependência climática da GDFV faz com que transitórios na potência ativa gerada pelo sistema apareçam devido à passagem de nuvens pelos painéis. A Figura 14 exemplifica a diferença entre a curva de potência esperada para um dia limpo e a curva de geração durante um dia parcialmente nublado, mostrando a oscilação da geração de energia enquanto uma nuvem estiver causando sombreamento nos painéis [27].

De acordo com [7], uma alta penetração de GDFV no sistema pode levar a um afundamento na rede, causando desligamento de uma grande quantidade de conversores e retirando uma parcela considerável de geração distribuída simultaneamente, o que pode prejudicar a estabilidade do sistema elétrico. Com a engenharia ganhando mais experiência e aprimorando as tecnologias utilizadas na GD é possível obter melhorias no funcionamento da rede, em que a cultura de operação não pode mais ser de desligar ao primeiro sinal de problema, e sim de manter o sistema conectado para auxiliar na estabilidade do sistema, ou reconectar rapidamente após o distúrbio ser eliminado.

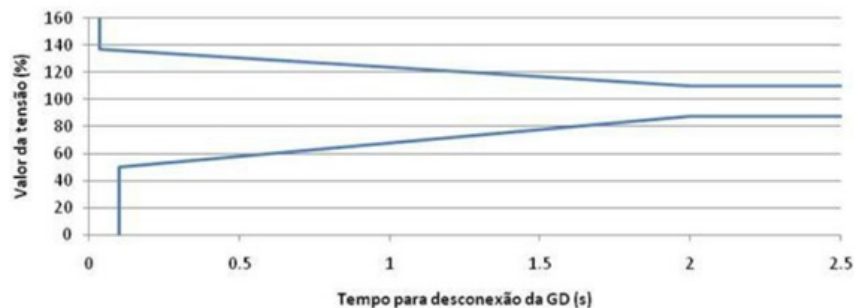
Figura 14 – Comparação da potência ativa gerada por painéis solares em dia limpo e em dia parcialmente nublado



Fonte: [27]

As Curvas de Suportabilidade a Faltas, ou curvas *Low Voltage Ride Through (LVRT)*, são curvas que definem como deve ser o comportamento da proteção de geradores e ajuda a analisar o momento em que uma GD será desconectada de acordo com um afundamento de tensão [7]. A Figura 15 apresenta o exemplo de uma curva de suportabilidade para GD, mostrando que o limite aceitável para a tensão é entre as duas curvas em azul. Fora desse limite a GD é desconectada ou por afundamento de tensão.

Figura 15 – Curva de suportabilidade a faltas, indicando a relação tensão x tempo para desconexão da GD caso distúrbios elétricos sejam detectados na rede



Fonte: [7]

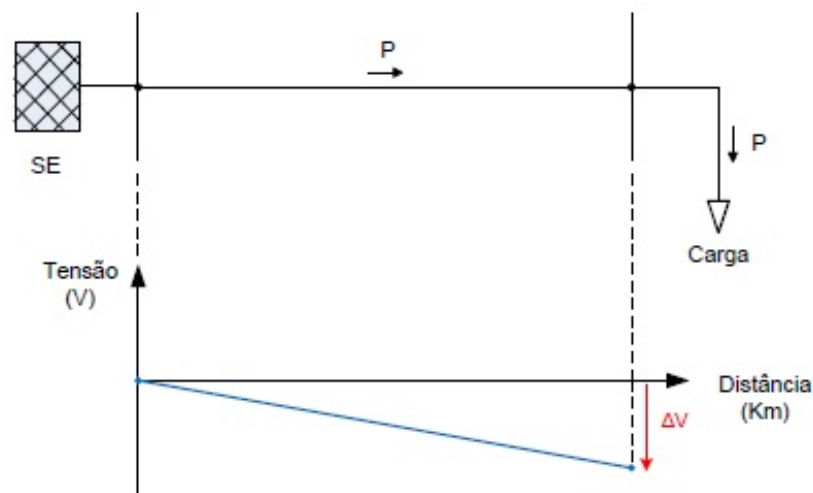
Dessa forma, através de avanços tecnológicos podemos ter curvas de suportabilidade a faltas menos severas para que o sistema não seja desconectado durante variações momentâneas de tensão. Aumentando a área em que a tensão pode oscilar faz com que o

sistema se mantenha operante durante essas breves variações sem prejudicar a estabilidade da rede, e ainda contribuindo para a sua rápida restauração, uma vez finalizada o distúrbio de tensão [7].

3.4 PERFIL DE TENSÃO

Os sistemas de distribuição estão constantemente crescendo devido à inserção de novos consumidores e maior número de cargas, aumentando assim a preocupação em ter um sistema confiável para entrega de energia com boa qualidade. Estes sistemas foram convencionalmente desenvolvidos e programados para receber energia das centrais geradoras e entregá-la aos consumidores, ou seja, o fluxo de potência ativa e reativa em um alimentador radial é sempre unidirecional, em que a energia parte dos transformadores das subestações chegando até o seu final [4]. O valor de tensão fornecida pelas subestações é planejado de maneira a atender todos os consumidores presentes no alimentador, pois a magnitude de tensão decresce ao longo da linha (desconsiderando reguladores de tensão e banco de capacitores), como apresentado na Figura 16 [2].

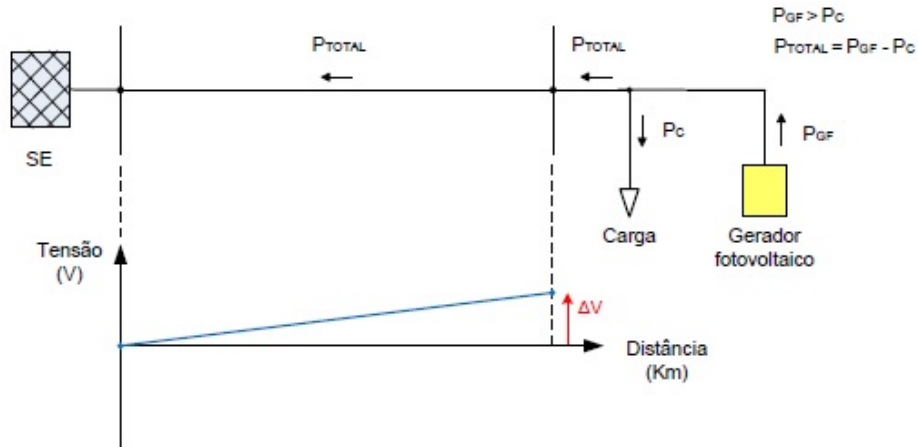
Figura 16 – Queda de tensão ao longo de um alimentador sem GD



Fonte: [2]

A Figura 17 mostra que a introdução de GDFV no final de um sistema radial pode compensar, ou ao menos reduzir, as quedas de tensão habituais ao longo do alimentador, uma vez que esses geradores iriam suprir localmente parte da potência requerida pelas cargas, reduzindo a corrente que flui pela rede. Em [7], explica-se que, de modo geral, esse aumento de tensão aprimora o perfil de tensão da rede, mas caso haja desconexão desses geradores, a queda de tensão brusca reduziria a qualidade de tensão fornecida.

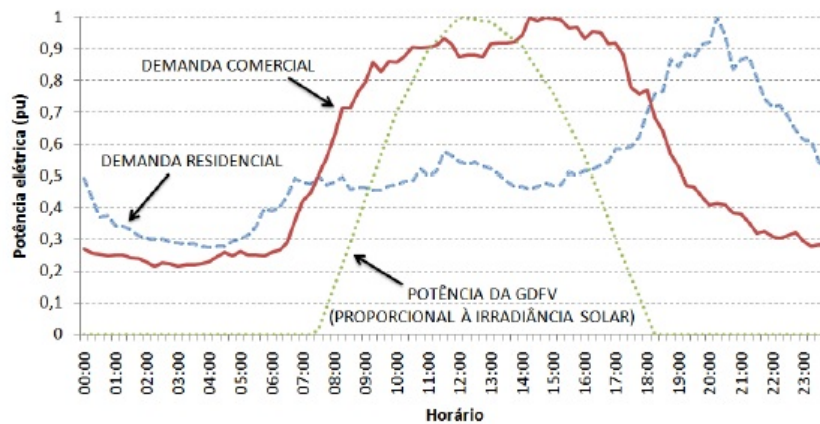
Figura 17 – Sistema de distribuição com GDFV para elevar a tensão ao final do alimentador



Fonte: [2]

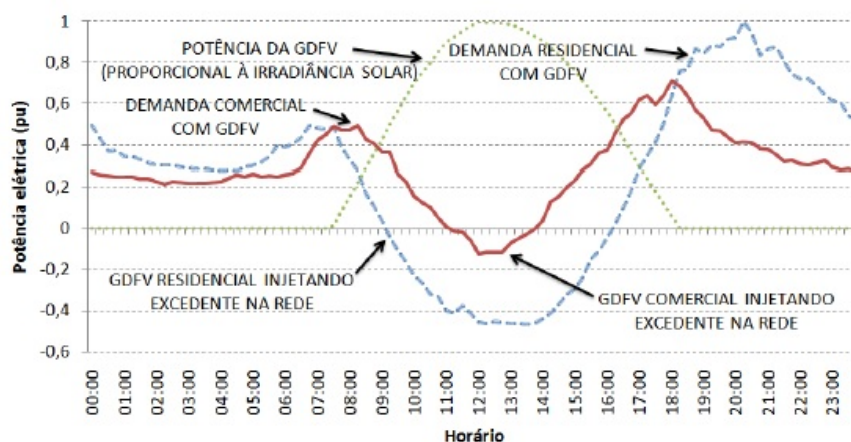
Com o aumento de geradores distribuídos conectados à rede de baixa tensão, o excesso de energia gerada sendo injetada ao SD pode trazer preocupação aos operadores e as concessionárias. A implantação excessiva de geradores fotovoltaicos causa a inversão do fluxo de potência nos momentos que a GDFV é superior ao consumo de carga local. A Figura 18 e a Figura 19 exemplificam como a energia gerada a mais é injetada na rede. Na primeira imagem tem-se o exemplo da curva de geração de uma GDFV e as curvas de demanda residencial e comercial. A imagem seguinte mostra que a GD é capaz de suprir as demandas das cargas e ainda injetar o excesso de geração na rede [2], [4], [7].

Figura 18 – Exemplo de curva característica de uma GDFV e das demandas comercial e residencial



Fonte: [7]

Figura 19 – Demandas comercial e residencial com utilização de GDFV para suprir as cargas e enviar o excesso para a rede de distribuição



Fonte: [7]

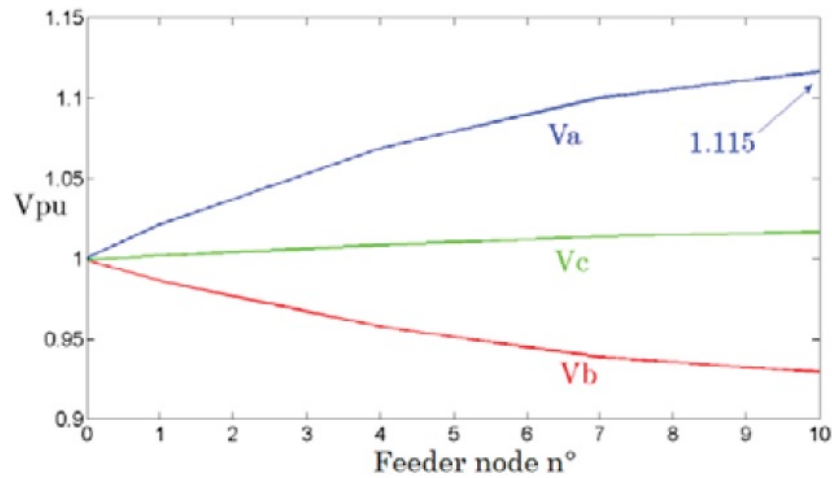
Dessa forma, o fluxo de potência nas linhas de distribuição se tornaria bidirecional e poderia acarretar algumas consequências negativas. Por exemplo, o aumento da tensão no ponto de conexão do gerador fotovoltaico, a violação dos limites nominais dos equipamentos elétricos conectados à rede e dos limites previstos para manter a QEE entregue a todos os consumidores conectados ao mesmo circuito [2]. De acordo com [10], os operadores e as distribuidoras não possuem acesso ou controle no despacho de potência da GD e, por isso, a regulação da tensão pode não ser dimensionada previamente. Assim, a interação entre os fluxos de potência proveniente de diferentes caminhos da rede pode trazer prejuízos na estabilidade e controle do sistema.

3.4.1 Desequilíbrio de tensão entre as fases

O desequilíbrio em um sistema elétrico trifásico é uma condição na qual as três fases apresentam diferentes valores de tensão em módulo e/ou defasagem angular entre fases diferentes de 120° elétricos [33].

Em um cenário de modernização do sistema, com maiores quantidades de GD, veículos elétricos e medidores inteligentes, por exemplo, esse desbalanço de tensão precisa ser monitorado mais rigorosamente de forma a evitar uma grande variação da tensão no ponto de conexão e a elevação da corrente no cabo do neutro [2], [34]. A Figura 20 mostra o comportamento de um sistema de 10 nós com a inserção de GDFV na fase A das barras 1, 4, 7 e 10, em que é perceptível o grande aumento da tensão na fase com conexão e até mesmo queda de tensão na fase B [34].

Figura 20 – Desequilíbrio de tensão com adição de GDFV apenas na fase A



Fonte: [34]

Como a maioria dos inversores utilizados nos SFVs são monofásicos, ou seja, injetam corrente em apenas uma fase do sistema, as distribuidoras devem procurar balancear estas conexões de forma a não sobrecarregar uma fase acarretando em um desequilíbrio nas tensões podendo violar os limites de QEE estabelecidos no PRODIST.

3.5 CONSIDERAÇÕES FINAIS SOBRE O CAPÍTULO

Nesse capítulo abordamos os principais fatores que podem afetar a QEE com o aumento da penetração de GDFV nos sistemas de baixa tensão. Os impactos abordados foram:

- Ilhamento não intencional, que apesar de ter pouca probabilidade de acontecimento, caso aconteça coloca em risco não só a rede, mas também os funcionários que estejam fazendo sua manutenção;
- Distorção harmônica produzida pelos inversores do SFV e que provoca grandes prejuízos a QEE, as medições de grandezas do sistema e aos equipamentos conectados à rede;
- Estabilidade do sistema que acarreta distúrbios de tensão, em sua maioria causados pela passagem de nuvens afetando a geração de potência do sistema; e
- Perfil de tensão, com impactos devido ao fluxo de potência bidirecional e ao desequilíbrio entre fases que pode ocorrer caso uma das fases seja sobrecarregada com muitos inversores conectados.

Em suma, um dos grandes desafios para o dimensionamento da maioria dos sistemas de GD é a dependência em relação aos fatores ambientais. Isto ocorre em contraste com os sistemas convencionais, para os quais é possível despachar potência de acordo com a demanda em tempo real, sem riscos de sazonalidade meteorológica. A diferença entre a oferta e a demanda de energia que se apresenta aos sistemas de geração dependentes de fontes intermitentes pode criar falta ou excesso de potência para atender a carga e provocar variações da tensão e da frequência, resultando em danos aos equipamentos conectados à rede e até mesmo riscos mais graves como cortes de carga ou de geração [10].

Além disso, a expansão da GD sem previsão especificada e regulamentada dificulta o planejamento dos locais em que deve estabelecer os procedimentos de controle de tensão e compensação da rede, dificultando a operação do sistema para as concessionárias que precisam garantir que o sistema funcione dentro dos níveis estabelecidos para a entrega de energia elétrica de boa qualidade aos consumidores.

Com a evolução de estudos e pesquisas na área da engenharia, em especial, a eletrônica de potência, muitos desses problemas vêm sendo abordados a fim de reduzir os impactos causados na rede pela conexão de sistemas fotovoltaicos. No capítulo 5 será feita uma breve abordagem teórica sobre medidas mitigatórias com foco na instalação de sistemas de armazenamento de energia e no uso de inversores inteligentes para o controle de tensão e de potência reativa em consequência a intermitência da energia solar.

4 ESTUDO DE CASO

Este capítulo tem por objetivo validar o impacto da alta penetração de GDFV em um SD através da simulação de um sistema teste utilizando o software OpenDSS. O OpenDSS é um software bem conhecido na literatura e seus parâmetros elétricos estão disponíveis em um arquivo de exemplo junto ao simulador. Nesse sistema, o nível de GD conectado à rede será simulado de forma gradual, a fim de mostrar que as alterações no perfil de tensão só são percebidas se uma elevada potência gerada por SFVs for injetada à rede.

Assim, a primeira etapa deste estudo de caso visa apresentar o aplicativo que será utilizado para a simulação e a descrição do sistema teste. A metodologia da simulação e os resultados obtidos serão apresentados a seguir, juntamente as análises conclusivas para elucidar os problemas que o SD poderá sofrer em um cenário de elevada penetração de GDFV.

4.1 O SOFTWARE OPENDSS

O *Open Distribution System Simulator* (OpenDSS) é um software desenvolvido e disponibilizado gratuitamente pela empresa norte americana *Electric Power Research Institute* (EPRI) [35]. Com uma linguagem de textos básicos e uma interface que auxilia o desenvolvimento do sistema e a visualização de resultados de uma simulação, o programa é uma ferramenta para análise de SD de fácil entendimento [2], [34], [36].

Com o objetivo de auxiliar os planejadores do SD através de simulações que se aproximam ao máximo do modelo real, este software consegue realizar todos os tipos de análise no domínio da frequência. Dentre as possíveis encontram-se: cálculo de perdas, estudos de variações de tensão em regime permanente, cálculo de banco de capacitores, análise de circuitos polifásicos, variações anuais de cargas, harmônicos, estudo de faltas, conexão de geradores distribuídos, entre outras [36].

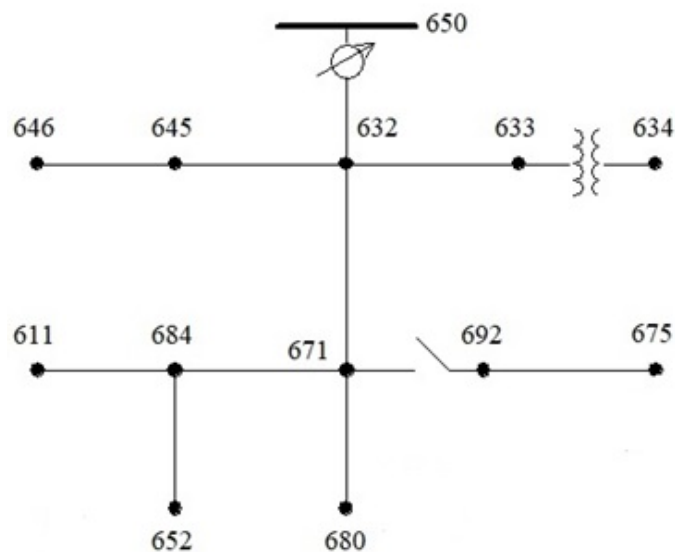
Outra vantagem do OpenDSS é o seu desenvolvimento em código aberto, que possibilita a customização por parte do usuário, via programação, de acordo com suas necessidades. Estes podem ainda desenvolver e executar novas soluções a partir de programas externos, pela interface *Component Object Model* (COM), com o software sendo acionado de forma totalmente independente de qualquer banco de dados ou texto que defina um circuito. Alguns programas que suportam a interface COM e podem ser utilizados juntamente ao OpenDSS são o MATLAB e a linguagem de programação Python, além de qualquer ferramenta do *Microsoft Office* [36].

4.2 O SISTEMA TESTE IEEE 13 BARRAS

O sistema escolhido para estudo é um sistema teste do *Institute of Electrical and Eletronic Engineers* (IEEE) muito conhecido na literatura e utilizado para validar ferramentas e funcionalidades de softwares de análise de SD, oferecendo um teste satisfatório para os principais estudos realizados neste.

O IEEE 13 barras opera em média tensão com uma tensão base de 4,16 kV, frequência de 60 Hz e uma demanda de aproximadamente 3,6 MVA. É um sistema pequeno, porém bastante completo, com a presença de banco de capacitores em derivação, regulador de tensão, transformadores e cargas desequilibradas. Ainda, é composto por barramentos trifásicos, bifásicos e monofásicos, sendo uma barra (634) de baixa tensão, operando a 0,48 kV [37]. A Figura 21 mostra o diagrama unifilar do sistema IEEE 13 barras, com a presença de um transformador do tipo abaixador entre as barras 633 e 634 e uma chave entre as barras 670 e 692.

Figura 21 – Diagrama unifilar do sistema IEEE 13 barras



Fonte: [37]

A Tabela 1 mostra as cargas das barras carregadas, que podem ser de: Potência constante (PQ), corrente constante (I) e impedância constante (Z).

Tabela 1 – Cargas do sistema IEEE 13 barras

Barra	Modelo de Carga	Fase A		Fase B		Fase C	
		P [kW]	Q[kVAr]	P [kW]	Q[kVAr]	P [kW]	Q[kVAr]
634	PQ	160	110	120	90	120	90
645	PQ	0	0	170	125	0	0
646	Z	0	0	230	132	0	0
652	Z	128	86	0	0	0	0
671	PQ	385	220	385	220	385	220
675	PQ	485	190	68	60	290	212
692	I	0	0	0	0	170	151
611	I	0	0	0	0	170	80
TOTAL		1158	606	973	627	1135	753

Fonte: [37]

Apesar de não serem mostrados no diagrama unifilar e na tabela acima, o IEEE 13 barras conta ainda com dois bancos de capacitores. Os dados elétricos desses bancos de capacitores, do regulador de tensão, dos transformadores e das características das linhas estão presentes no Apêndice A.

4.3 SIMULAÇÃO E RESULTADOS

O objetivo central da simulação é analisar o comportamento do perfil de tensão da rede do sistema IEEE 13 barras ao aumentar o nível de potência injetada na rede pelos geradores distribuídos fotovoltaicos conectados em suas barras.

O software OpenDSS será utilizado junto ao programa MATLAB durante a simulação. O MATLAB - *Matrix Laboratory* combina um ambiente de área de trabalho ajustado para análise iterativa e projetos com uma linguagem de programação que integra uma análise numérica, cálculo com matrizes, processamento de sinais e construção de gráficos em ambiente de fácil manuseio, no qual problemas e soluções são expressos somente como eles são escritos matematicamente [38].

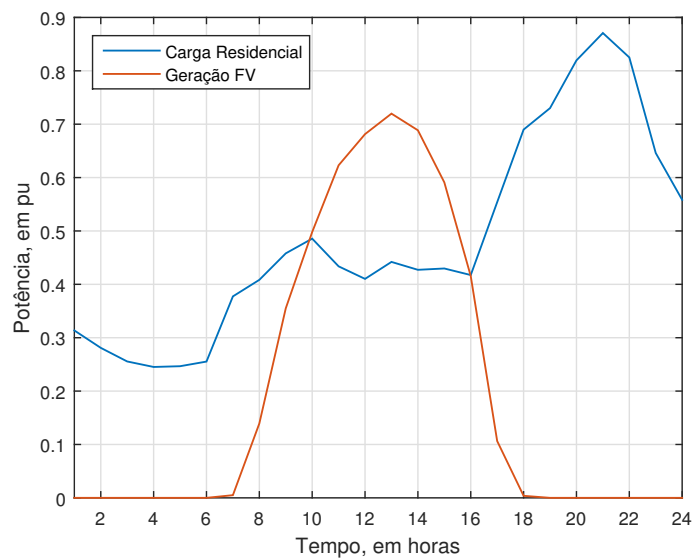
Para alcançar o objetivo da simulação, o estudo estabelece um caso base, que seria aquele sem a presença de GD. A partir desse caso base, será feita a introdução gradual de potência injetada pela simulação de um gerador que corresponde ao somatório de potências de vários SFVs.

4.3.1 Simulação

Para a simulação foi estabelecido um modelo de carga e de geração solar variável no tempo. O software OpenDSS possui uma pasta com arquivos de exemplos de curvas de carga residencial horária ao longo de um ano, assim, através de manipulação computacional, extraiu-se os dados de apenas um dia (24 horas). Já a curva de geração fotovoltaica foi retirada do LABSOLAR situado na UFJF (Universidade Federal de Juiz

de Fora), para o dia 17/07/2018, podendo ser visualizada em [39]. A Figura 22 mostra essas duas curvas para cada hora do período de um dia, em que é possível perceber que o ponto de máxima geração solar (0,72 pu) não é o mesmo do horário de pico da demanda de carga (0,87 pu), às 13 horas e às 21 horas, respectivamente. Este comportamento é fundamental para a análise dos impactos no perfil de tensão, uma vez que os horários críticos de sobretensão são próximos do horário de máxima geração fotovoltaica.

Figura 22 – Modelo de carga residencial e curva da geração fotovoltaica para o dia 17/07/2018



Fonte: Autora

A simulação para avaliar o perfil de tensão perante diferentes níveis de penetração de GDFV se dará pelo uso de três barras do sistema. As barras escolhidas para estudo são as barras 652, 675 e 680, devido ao fato de estarem localizadas ao final do alimentador possibilitando melhor análise de tensão, uma vez que apresentam maiores variações devido à distância da barra swing [34], [40].

O nível máximo de GD injetada em cada barra é baseado no estudo da capacidade de hospedagem frente à sobretensões encontrado em [34]. Entende-se por capacidade de hospedagem a quantidade máxima de GD que pode ser inserida em uma rede elétrica até que algum indicador ou parâmetro de QEE seja violado. Em seu trabalho, o autor calculou a capacidade de hospedagem frente à sobretensões para as barras do sistema de duas maneiras: Através da variação do carregamento (análise pontual) da barra, e pela inclusão de perfis de carga residencial e de geração solar considerando o período de 24 horas [34].

Como o modelo de carga e a curva de geração utilizadas nesse trabalho são diferentes dos adotados por [34], não seria viável utilizar os dados da segunda simulação, pois a capacidade de hospedagem muda para cada combinação de carga e geração solar. Assim, como o foco aqui é mostrar os impactos no perfil de tensão do sistema, preferiu-se utilizar os limites definidos na primeira análise, ou seja, com a variação do carregamento da barra. A Tabela 2 mostra os resultados obtidos em [34] para três níveis de carregamento, leve (0,3 pu.), médio (0,6 pu.) e pesado (1 pu.). Percebe-se que o valor de penetração solar para o IEEE 13 barras é elevado perante a quantidade de carga instalada nas barras (Tabela 1). Isso se deve ao fato de ele ser um sistema pequeno, em que a barra swing está próxima de todos os pontos do sistema [34].

Tabela 2 – Capacidade de hospedagem das barras em estudo

Carregamento	Barra		
	652	675	680
0,3 pu	60 kW	170 kW	180 kW
0,6 pu	460 kW	2370 kW	2460 kW
1 pu	900 kW	3350 kW	4860 kW

Fonte: Adaptado de [34]

Observa-se que, com baixo carregamento (0,3 pu) o sistema possui uma capacidade de hospedagem menor. Uma vez que esse valor será utilizado para representar a potência da geração solar, ele serviria para descrever o cenário em que poucos consumidores conectados àquela barra possuem GDFV, não sendo suficiente para suprir toda a demanda de carga dessas unidades consumidoras. Consequentemente, para níveis maiores de carregamento, em que a capacidade é maior, representaria o panorama que mais consumidores adotariam geradores solar em suas unidades consumidoras, sendo, em alguns momentos, o suficiente para suprir toda a carga para o horário de geração solar e injetar o excedente de energia para a rede.

Em suma, ao utilizar os limites de carregamento em uma curva de carga variável, garante-se a análise dos efeitos de alta penetração, uma vez que o modelo de carga adotado para as barras do sistema não chega ao carregamento total durante o período de máxima geração (Figura 22). Comparando os valores de carga presente nas barras e a quantidade de GD injetada, tem-se então, um excedente de geração solar, em que, a injeção dessa potência na rede poderá alterar o perfil de tensão a ser analisado nessa simulação.

Ainda, sabendo que todas as redes de distribuição possuem limitações técnicas, a adoção desses valores serve como referência para as limitações da linha e dos equipamentos presentes nela, simulando, de forma aproximada, o comportamento de um sistema real e com valores dentro dos limites técnicos do sistema teste.

Vale salientar que para esse trabalho não será definido um SFV base para cada consumidor. A potência gerada pela GDFV na simulação será a representação do somatório de potência de vários consumidores com geração própria conectados em uma mesma barra.

Dessa forma, a capacidade de hospedagem para 1 pu será a penetração máxima (100%) de GD em cada barra simulada. Os níveis menores serão os valores para carregamento de 0,3 pu e 0,6 pu, correspondendo a 30% e 60% de penetração fotovoltaica. Vale ressaltar que as barras 675 e 680 são trifásicas, logo, a quantidade de potência da geração solar será dividida igualmente para cada fase. A barra 652 é monofásica, logo toda geração será feita na sua fase (Fase A). A Tabela 3 mostra a quantidade de potência a ser gerada pela GDFV por cada fase das barras simuladas. Destaca-se que, considerando que a injeção na rede é apenas de potência ativa, os geradores possuem fator de potência unitário, obedecendo a norma brasileira.

Tabela 3 – Capacidade de hospedagem das barras em estudo

Carregamento	Fases da Barra						
	652.1	675.1	675.2	675.3	680.1	680.2	680.3
0,3 pu	60 kW	56 kW	56 kW	57 kW	60 kW	60 kW	60 kW
0,6 pu	460 kW	790 kW	790 kW	790 kW	820 kW	820 kW	820 kW
1 pu	900 kW	1116 kW	1116 kW	1117 kW	1620 kW	1620 kW	1620 kW

Fonte: Autora

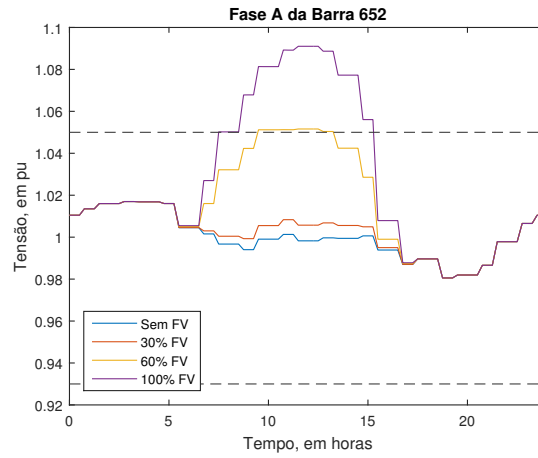
A fim de comparar o comportamento do sistema antes e depois da adição de geradores fotovoltaicos distribuídos, será realizada a simulação para o sistema sem GDFV (caso base).

4.3.2 Resultados

Os limites de tensão adotados foram de 1,05 pu para o limite superior e 0,93 pu para o limite inferior, respeitando a definição do Módulo 8 do PRODIST para as redes com tensão entre 1 kV e 69 kV [30].

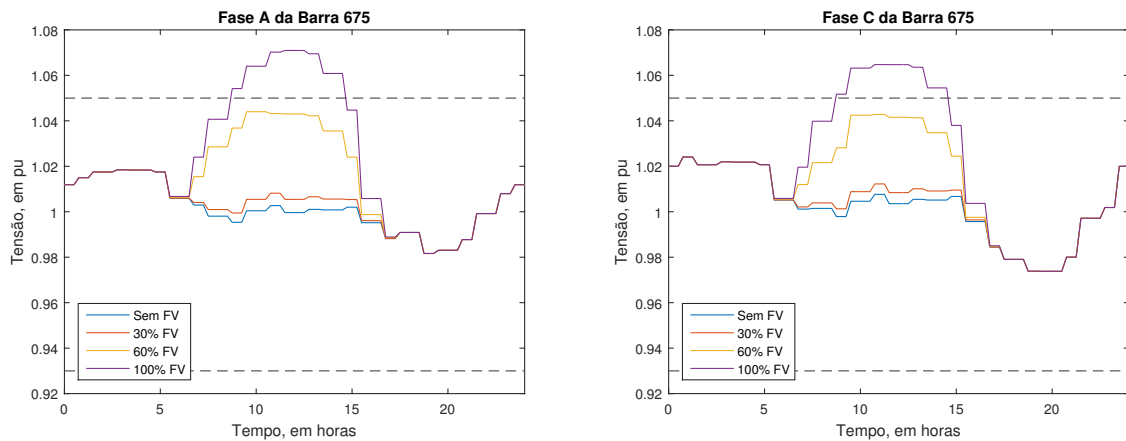
Ao adicionar os valores de GDFV nas barras 652, 675 e 680, foi possível perceber a violação dos limites nas 3 barras, sendo que nas barras trifásicas apenas as fases A e C tiveram o nível de tensão extrapolado. A Figura 23, a Figura 24 e a Figura 25 mostram as elevações a cada adição de potência em cada nível de penetração para as barras 652, 675 e 680, respectivamente.

Figura 23 – Resultado para a fase A da barra 652



Fonte: Autora

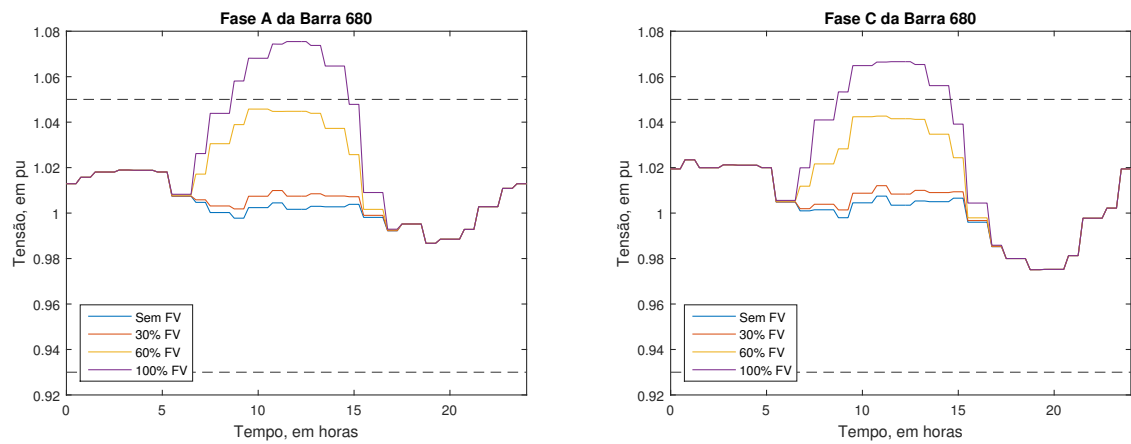
Figura 24 – Resultado para as fases A e C da barra 675



Fonte: Autora

Essa elevação se deu nos horários de maior geração solar, que coincide com os horários de carga média do sistema. Outro ponto a se analisar é que a violação, na maioria dos casos, foi sentida apenas com a máxima penetração de energia solar, ou seja, o sistema é capaz de absorver boa parte da potência gerada, mesmo que além do necessário para suprir a carga, sem causar nenhum dano maior na tensão dos alimentadores.

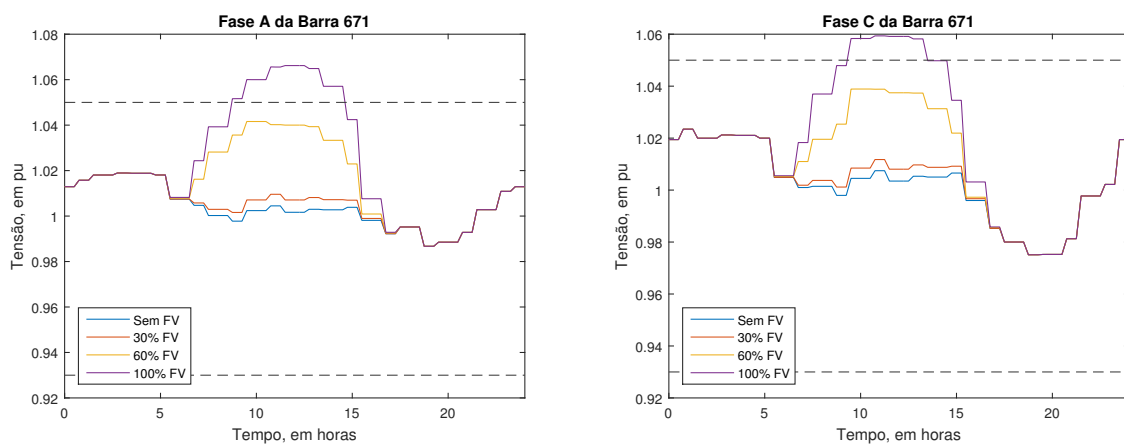
Figura 25 – Resultado para as fases A e C da barra 680



Fonte: Autora

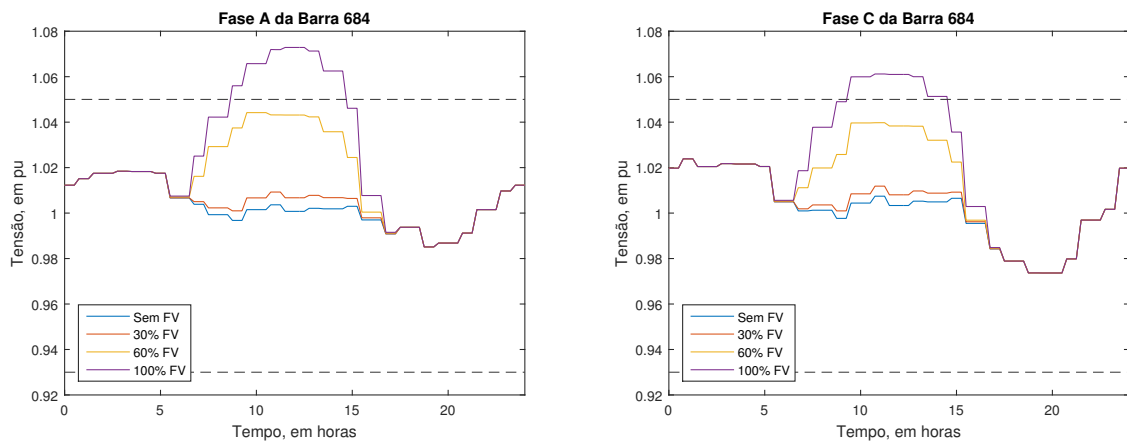
Com a penetração de geração solar em alguns pontos do sistema, não só as barras com GD tiveram seu perfil de tensão alterado, mas pode-se perceber que o impacto foi sistêmico. As fases A e C das barras 671, 684 e 692, e a fase C da barra monofásica 611 também tiveram seus limites de tensão excedidos, como mostram, respectivamente, a Figura 26, a Figura 27, a Figura 28 e a Figura 29.

Figura 26 – Resultado para as fases A e C da barra 671



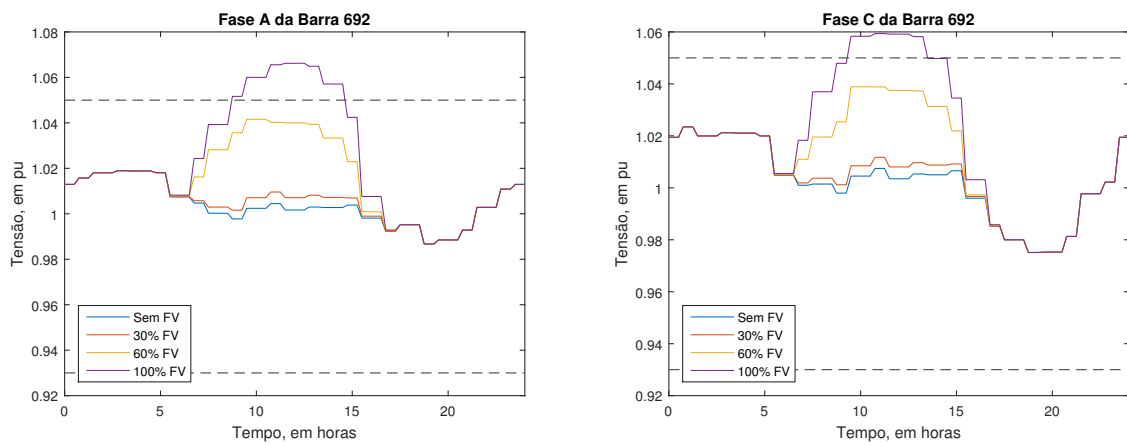
Fonte: Autora

Figura 27 – Resultado para as fases A e C da barra 684



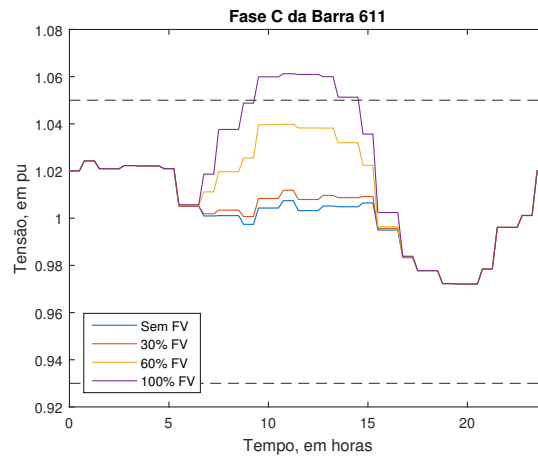
Fonte: Autora

Figura 28 – Resultado para as fases A e C da barra 692



Fonte: Autora

Figura 29 – Resultado para a fase C da barra 611



Fonte: Autora

Esse impacto nas barras sem GDFV atribui-se, principalmente, pelo fato delas estarem eletricamente próximas às barras com GDFV em um sistema curto como esse em estudo. Dessa forma, o sistema passa a operar com tensões mais elevadas se comparado com ao caso base que não há penetração de SFV.

Em resumo, somente a barra 652 violou o limite de tensão para o nível de carregamento de 0,6 pu atingindo 1,052 pu de tensão. Para o carregamento máximo, a Tabela 4 resume os valores de tensão alcançados pelas barras que violaram os limites de sobretensão com penetração solar máxima.

Tabela 4 – Valores de tensão violados para penetração máxima

Fase da Barra	Tensão [pu]
611.C	1,061
652.A	1,091
671.A	1,066
671.C	1,059
675.A	1,071
675.C	1,065
680.A	1,075
680.C	1,067
684.A	1,073
684.C	1,061
692.A	1,066
692.C	1,059

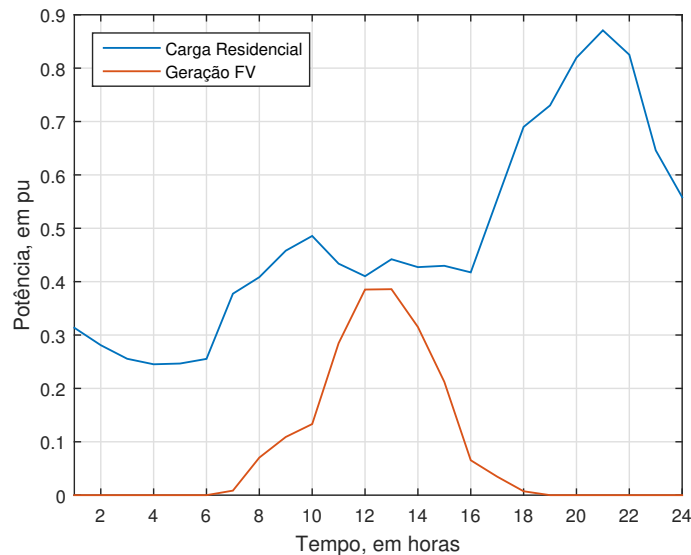
Fonte: Autora

O novo comportamento do perfil de tensão nas fases de todas as barras pode ser comparado com o caso base no Apêndice B. Nele é possível analisar a elevação no nível de tensão em todas as barras, mesmo que sem violarem os limites preestabelecidos, o que mostra que todo o sistema é impactado com a conexão de GD. Ainda, é perceptível a queda de tensão na fase B, resultado do desequilíbrio entre as fases com o aumento de tensão nas fases A e C.

4.3.2.1 *Análise da intermitência da geração*

Esta seção tem por objetivo analisar a intermitência da geração solar perante os impactos no perfil de tensão do sistema em estudo. Para isso, realizou-se uma nova simulação com uma nova curva de geração solar, com picos mais baixos, representando um dia com pouca irradiação solar. O modelo de carga residencial, os níveis de penetração (Tabela 3) e as barras com conexão de GDFV são mantidos, de forma a garantir que a análise seja somente sobre a dependência da potência gerada com a variação de geração solar. A Figura 30 mostra a nova curva de geração fotovoltaica, também retirada do LABSOLAR da UFJF, porém, para o dia 09/03/2018 [39], em que a quantidade de geração solar, pico de aproximadamente 0,39 pu, fica abaixo do nível de carregamento do sistema durante todo o período de irradiação solar.

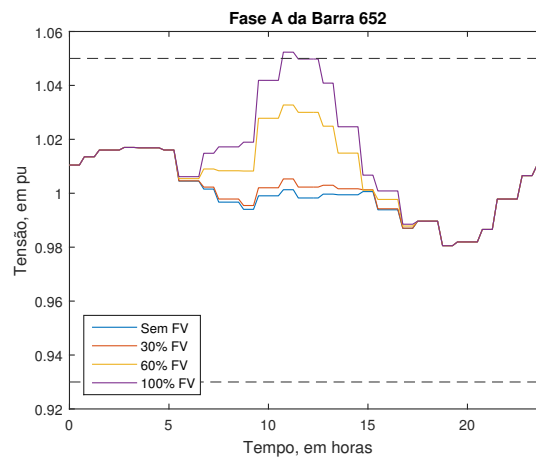
Figura 30 – Modelo de carga residencial e curva da geração fotovoltaica para o dia 09/03/2018



Fonte: Autora

Com a nova curva de geração, as barras com GDFV não mais tiveram seus limites de tensão violados, com exceção da barra 652 (fase A), que alcançou 1,052 pu de tensão no momento de maior geração. Assim, demonstra-se a dependência da potência gerada pelos SFVs com a intermitência da fonte, pois, com baixa irradiação solar, a GDFV não foi capaz de gerar energia em excesso para causar sobretensões na rede. Abaixo, os gráficos com as mesmas fases das barras com GDFV em que houve sobretensão na simulação anterior, foram plotados para a curva de baixa geração solar. Na Figura 31 percebe-se que a barra 652 ultrapassou minimamente o limite de tensão. Diferentemente da Figura 23, em que houve violação tanto para o nível de penetração correspondente ao carregamento de 0,6 pu, tanto para o nível de penetração máxima.

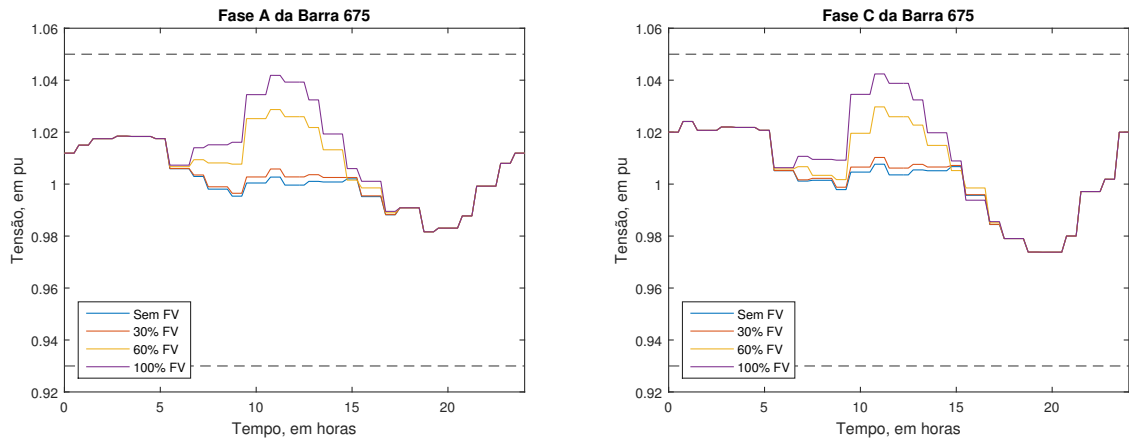
Figura 31 – Resultado para a fase A da barra 652



Fonte: Autora

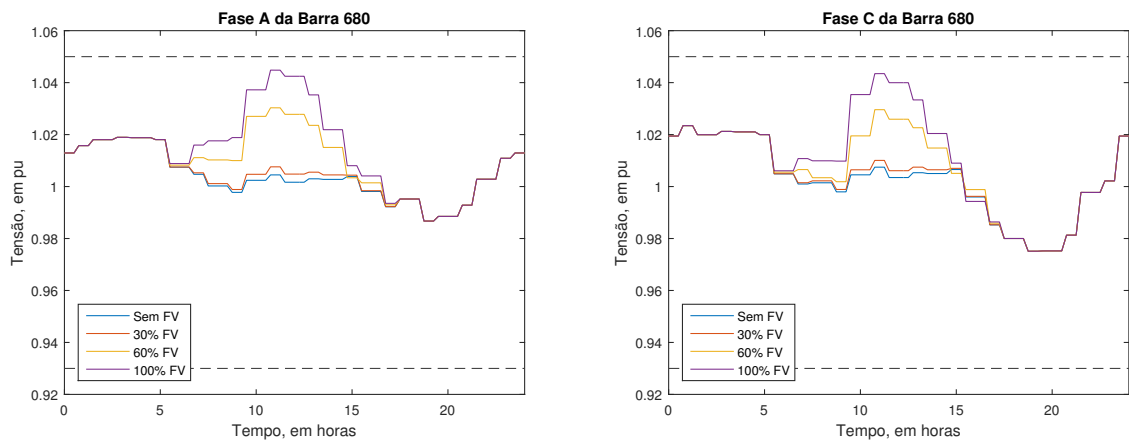
Já para as barras 675 e 680 que antes apresentaram sobretensão durante o período de máxima geração solar, com a queda da potência de saída da GDFV, mantiveram suas tensões nos limites adequados. A fim de comparar com a simulação anterior, segue abaixo os gráficos das fases A e C das barras 675 e 680, Figura 32 e Figura 33, respectivamente, para a nova curva de geração solar.

Figura 32 – Resultado para as fases A e C da barra 675



Fonte: Autora

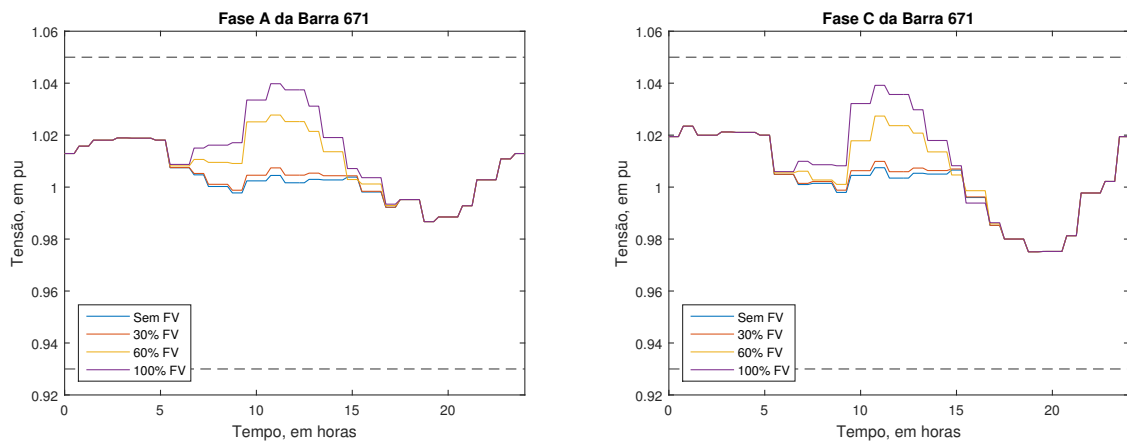
Figura 33 – Resultado para as fases A e C da barra 680



Fonte: Autora

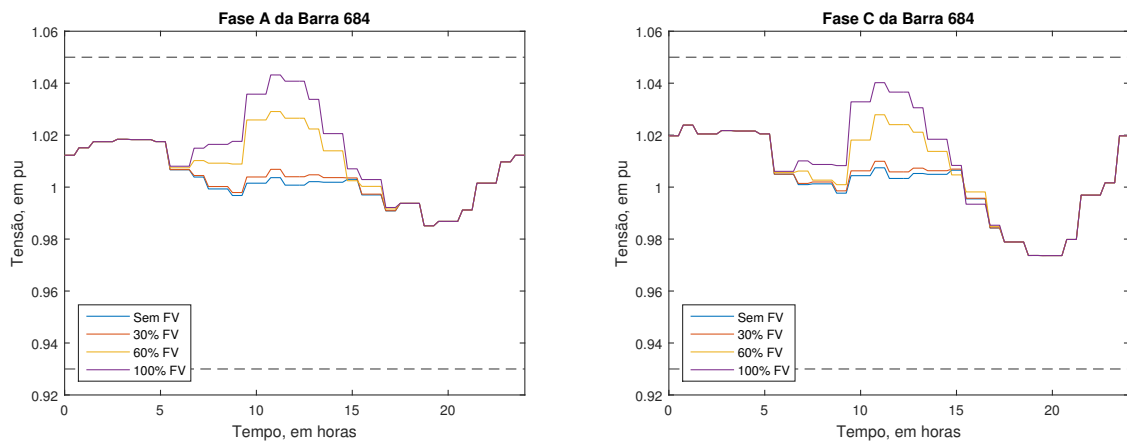
Outro ponto a ser analisado é o impacto sistêmico percebido na simulação com alta irradiação, em que, barras próximas as que contém GDFV também tiveram seus níveis de tensão elevados, para o caso de máxima penetração, chegando a violar os limites estabelecidos. Isso havia ocorrido nas fases A e C das barras 671, 684 e 692 e na barra monofásica 611 (fase C). Entretanto, para dias com baixa irradiação esses limites não mais são violados, ou seja, a potência gerada nas barras com GDFV não mais afeta drasticamente as barras eletricamente próximas. Esse resultado é visualizado na Figura 34, Figura 35, Figura 36 e Figura 37 abaixo.

Figura 34 – Resultado para as fases A e C da barra 671



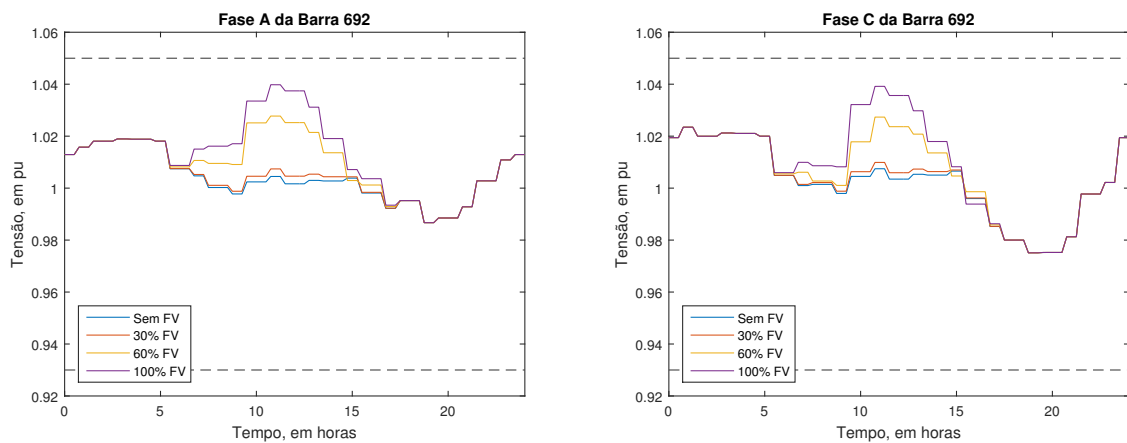
Fonte: Autora

Figura 35 – Resultado para as fases A e C da barra 684



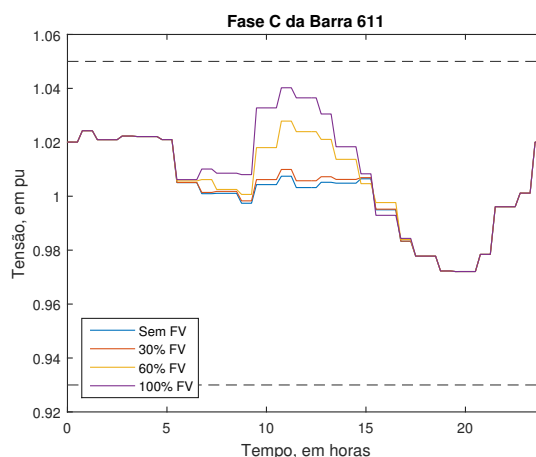
Fonte: Autora

Figura 36 – Resultado para as fases A e C da barra 692



Fonte: Autora

Figura 37 – Resultado para a fase C da barra 611



Fonte: Autora

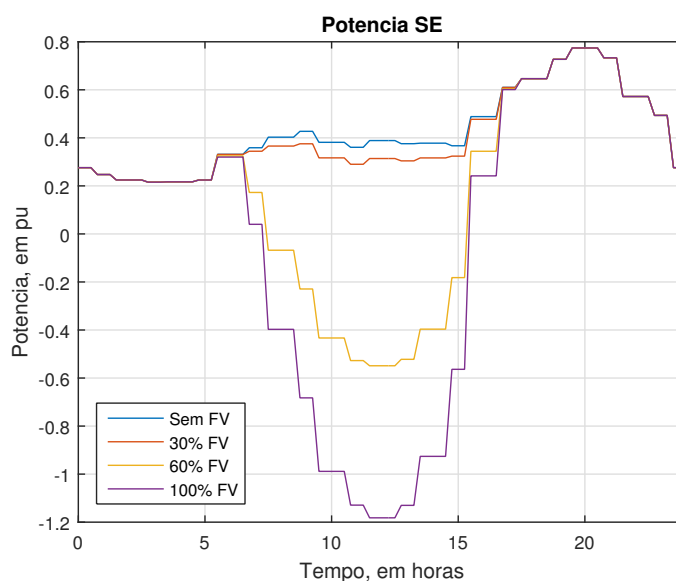
O novo comportamento do perfil de tensão nas fases de todas as barras com a nova curva de geração solar pode ser comparado com o caso base presentes no Apêndice C. Nele é possível analisar a elevação no nível de tensão em todas as barras, mesmo que sem violarem os limites preestabelecidos, o que mostra que todo o sistema é impactado com a conexão de GD, mesmo para dias de menor irradiação. Como no caso anterior, ainda é perceptível queda de tensão na fase B, resultado do desequilíbrio entre as fases com o aumento de tensão nas fases A e C. Porém, essa diminuição na tensão é menos acentuada, uma vez que a potência gerada pela GDFV é menor, e, conseqüentemente não colabora demasiadamente para o desbalanço do sistema.

4.3.2.2 *Análise do fluxo de potência reverso*

Com essa simulação foi possível analisar também o fluxo de potência na subestação do sistema. Como já visto, em dias com alta irradiação, a geração solar máxima é no mesmo intervalo de tempo em que a carga do sistema é média, assim, o excedente produzido pela GDFV é injetada na rede caracterizando o fluxo reverso de potência.

A produção de GD, cria-se um vale na curva de demanda do sistema, correspondente à potência injetada na rede dos SFVs, que vai ficando mais profundo a cada aumento de produção solar. Essa curva mostra o desequilíbrio entre a demanda de carga e a produção de energia solar durante o intervalo de 24 horas. A Figura 38 mostra esse gráfico para a curva de geração solar de maior irradiação (17/07/2018), em que, a partir de 60% de penetração fotovoltaica aparece uma reversão de fluxo de potência no período que há geração solar.

Figura 38 – Fluxo de potência reverso na subestação



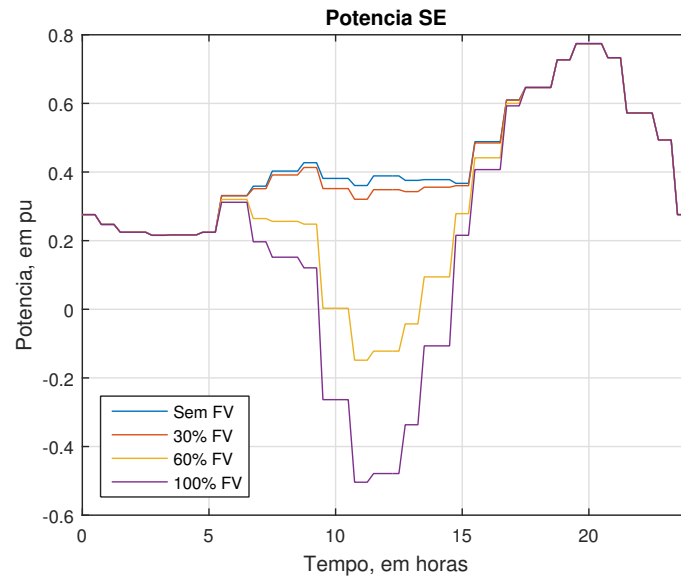
Fonte: Autora

A Figura 39 demonstra o gráfico de balanço de potência na subestação para a curva com baixa geração solar. O comportamento que descreve a curva é o mesmo para qualquer nível de geração fotovoltaica, desde os que exemplificam dias com pouca irradiação, até os que correspondem aos dias ensolarados e límpidos. Ou seja, aumentando a quantidade de SFVs conectados no sistema, o vale na curva de demanda da subestação fica mais acentuado. Contudo, percebe-se que com menores níveis de potência ativa sendo gerada pelos SFVs devido à intermitência da fonte, menor será o fluxo de energia indo em direção à subestação.

Para que haja o fluxo reverso, a quantidade de energia gerada pelos SFVs precisa ser suficiente para atender todo o carregamento do sistema, e ainda injetar o excedente de potência na rede, formando um fluxo bidirecional nos alimentadores. Com o aumento do carregamento do sistema, é necessário mais potência para atender as demandas de cargas, ao mesmo tempo em que a GDFV vai decaindo, ao chegar na faixa de horário sem irradiação solar, resultando no retorno da normalidade nos níveis de potência da subestação.

Caso o fluxo reverso seja muito elevado, problemas como exceder os limites térmicos das linhas e do transformador podem ocorrer. Além disso, o fluxo reverso de potência traz alguns problemas ao sistema, como por exemplo, atuação indevida ou errônea dos equipamentos de proteção. Assim, é importante a alteração das configurações de proteção para que as características de coordenação e seletividade mantenham-se de acordo com as mudanças [2], [34].

Figura 39 – Fluxo de potência reverso na subestação



Fonte: Autora

4.4 CONSIDERAÇÕES FINAIS SOBRE O CAPÍTULO

Este capítulo apresentou o estudo de caso para o impacto no perfil do sistema IEEE 13 barras com alta penetração de GDFV. Para a primeira simulação adotou-se um perfil de carga residencial e uma curva de geração solar fotovoltaica variáveis no tempo. Ao estabelecer os níveis de penetração, representados pelo somatório de potência ativa de geradores distribuídos, foi possível realizar uma simulação com valores dentro dos limites aceitáveis para as linhas.

O momento crítico para a rede é quando a geração solar atinge seus maiores valores combinado com carregamento de leve a médio do sistema. Em geral, o nível de tensão em um sistema de distribuição varia de acordo com o seu carregamento, por isso, ao adicionar potência além do necessário para atender a demanda nesses momentos, a tensão ganha valores maiores, podendo violar os limites adequados de tensão, mesmo com o auxílio de equipamentos reguladores de tensão.

Para o segundo caso, simulou o sistema com uma curva de geração fotovoltaica mais baixa, representando um dia com menor irradiação solar, nota-se o quão dependente o sistema é em relação à intermitência da fonte. Nesse trabalho, a simulação foi realizada considerando dois dias com perfis de irradiação diferentes, mas essas alternâncias de geração, ora alta, ora baixa, podem acontecer em um mesmo dia com variações bruscas na potência de saída dos inversores na ordem de segundos. Esse cenário pode ser representados por dias com céu parcialmente nublado, em que a passagem de nuvens ou sombreamentos momentâneos nos painéis podem variar consideravelmente a potência gerada pelo SFV.

Outro problema observado foi o fluxo reverso de potência durante esse intervalo de tempo para as duas curvas de geração solar. Nele foi possível perceber também a dependência da GDFV com a intermitência da fonte solar. Para dias com baixa geração de energia, o fluxo reverso na subestação é menor, podendo até nem acontecer. Isso ocorre quando a GDFV não é suficiente para suprir a carga do sistema, e injetar fluxo de potência excedente que irá circular pelos alimentadores.

Em geral, fica claro que os efeitos mais severos foram para níveis de penetração de GDFV elevados. Assim, o próximo capítulo visa apresentar medidas mitigatórias que podem ajudar a tensão do sistema a se manter dentro dos valores adequados nessas condições de operação.

5 MEDIDAS PARA MITIGAR OS IMPACTOS CAUSADOS NO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO

No capítulo 3 foram apresentados os impactos que a alta penetração de GDFV pode causar em um sistema de distribuição devido à dependência direta entre a potência de saída do SFV e a intensidade da irradiação solar. No capítulo 4, a elevação do perfil de tensão, causando violação dos níveis estabelecidos por órgãos reguladores, foi comprovada através da simulação do sistema teste IEEE 13 barras. Dessa forma, o aumento de unidades consumidores com GDFV, elevando a quantidade de potência injetada nos alimentadores, pode causar, em especial, problemas relacionados ao perfil de tensão da rede.

As redes de distribuição de energia elétrica já possuem formas de controle de tensão através do uso de reguladores de tensão e banco de capacitores chaveados, principalmente. Porém, esses métodos tradicionais não foram pensados para lidar com os problemas de fluxo bidirecional de potência e com a intermitência de fontes renováveis, reduzindo o tempo de vida desses equipamentos uma vez que eles precisariam ser acionados mais vezes ao longo dos dias [41]. De acordo com [42], as rápidas flutuações causadas pela passagem de nuvens nos painéis fotovoltaicos podem fazer com que um regulador de tensão efetue 400 mudanças de tap em um dia parcialmente nublado.

Com o intuito de diminuir os impactos no perfil de tensão da rede, concessionárias, agências regulatórias e fabricantes de equipamentos estão estabelecendo novas regras para a instalação e operação de um SFV. Exemplo dessa prática é a Alemanha, que desde 2011, com a lei de *feed-in tariff* vigente no país requer que os donos de SFV menores que 30 kWp limitem a injeção de potência na rede em 70% da sua capacidade instalada ou instale uma interface de controle remoto para que esses sistemas possam receber sinais das concessionárias, quando necessário, para manter a estabilidade da rede [42], [43].

Existem algumas medidas que podem ser adotadas para mitigar ou eliminar o impacto da variabilidade da geração de energia por um SFV, tanto devido à intermitência da fonte quanto em relação ao aumento do número de atuações dos reguladores de tensão. Assim, este capítulo tem por objetivo mostrar esses métodos de melhorias para a rede destacando os procedimentos tradicionais (reguladores de tensão e banco de capacitores) e as novas técnicas como: o emprego de equipamentos de armazenamento de energia e a instalação de inversores inteligentes para realização do controle de tensão e de potência reativa.

5.1 MÉTODOS TRADICIONAIS PARA CONTROLE DE TENSÃO

A busca por soluções de variações súbitas e surtos de tensão nos sistemas de distribuição começou no início da década de 40 em países desenvolvidos. Os Estados Unidos da América foi um dos pioneiros a usar a regulação de tensão para melhoria da

qualidade e diminuição de perdas de energia, devido a sua extensão territorial na qual os grandes centros de cargas ficavam espalhados ao longo de vastas áreas e distantes dos pontos de geração. Ao longo dos anos, o aparecimento de novos aparelhos eletroeletrônicos com maior sensibilidade à oscilação de tensão, fez-se necessário o aperfeiçoamento da energia entregue a fim de diminuir as reclamações por parte dos consumidores [44], [45].

Além da similaridade de grande extensão territorial com os Estados Unidos, o Brasil passa por momentos de constante crescimento dos sistemas de distribuição, criando um novo cenário no seu setor elétrico. Nessa nova realidade, o órgão regulador fiscaliza as concessionárias através da imposição de metas para os indicadores de continuidade e de níveis de tensão, fazendo com que as distribuidoras operem os seus sistemas da forma mais eficiente possível [46].

Assim, os dois modos mais tradicionais de realizar o controle de tensão nas subestações e nos alimentadores são através da instalação de reguladores de tensão e banco de capacitores, que visam controlar a tensão em níveis adequados, e diminuir as perdas elétricas pela rede.

5.1.1 Reguladores de tensão

O regulador de tensão (RT) é um elemento passivo do sistema que tem a função de manter o nível de tensão em uma rede de distribuição urbana ou rural. Assim, quando este é submetido a uma oscilação de tensão fora dos valores limites estabelecidos devido a variações na carga, ele se responsabiliza por fazer com que as tensões voltem a níveis aceitáveis [46], [47]. É um dos instrumentos mais utilizados pelas concessionárias, pois além de fornecer uma boa qualidade de energia aos consumidores aumenta a tensão média no ponto de conexão próximo ao valor nominal, fazendo com que estas cargas trabalhem com mais eficiência. Com isso, é uma ferramenta economicamente viável às distribuidoras, uma vez que não seria necessária a substituição constante por condutores de maior seção, ou até mesmo a construção de novos alimentadores para atender a crescente demanda [44], [46].

Construtivamente, os reguladores são compostos basicamente por um autotransformador, um comutador automático de derivação (*tap*) e um sistema de controle que permite que o comutador opere automaticamente, mantendo a tensão de saída regulada de acordo com a faixa de valores permitidos [47].

Para melhorar o funcionamento das redes de distribuição sem a presença de GD, a largura de banda morta e o tempo de atraso dos reguladores de tensão são parâmetros normalmente ajustados. Já para os casos em que há presença de GD, esses fatores podem ser reajustados para diminuir o seu número de atuações devido à intermitência da fonte.

Existem diversos trabalhos na literatura que estudam as mudanças destes parâmetros com o objetivo de diminuir o desgaste dos equipamentos e, conseqüentemente, os gastos com sua manutenção. Em [42], [47], os autores mostram que há duas maneiras de reajustar essas variáveis: aumentar o tempo de atraso do regulador ou aumentar a largura da banda morta; porém, ambas as alterações amplificam a variação de tensão tornando mais provável que, em determinados instantes, a rede não se adeque aos limites estabelecidos pelo PRODIST.

5.1.2 Banco de capacitores

Por serem fontes de energia reativa, os bancos de capacitores (BC), quando instalados no SD, tem o objetivo de realizar a correção do fator de potência, prover suporte de potência reativa e contribuir com a regulação de tensão [45]. Entre os benefícios associados à sua apropriada instalação estão a redução de perdas de energia, correção dos perfis de tensão, o controle dos fluxos de potência e o aumento da capacidade dos sistemas [44].

Os capacitores podem ser instalados tanto em paralelo quanto em série com as cargas e visam à melhoria da tensão e a redução de perdas através da compensação de energia reativa. Em sua maioria são estáticos, ou seja, ficam energizados independentes do nível de controle de tensão desejado para o sistema em determinado momento. Existem também os BCs chaveados, que podem ser parcialmente energizados a medida da necessidade do sistema para o controle de tensão [45].

O uso de BCs chaveados pode contribuir para diminuir o impacto da passagem de nuvens sobre os SFV na tensão, e ajudar a reduzir o número de operações realizadas pelos RT. Porém, alguns pontos precisam ser analisados antes da sua instalação, como o elevado custo para aquisição desses bancos.

Outros fatores a serem analisados são o tempo de atraso e o excesso de compensação de energia reativa na rede. O tempo de atraso dos capacitores são maiores do que dos RT, o que os tornam incapazes de normalizar a variação da tensão no caso de passagem de nuvens pelos painéis. Caso o tempo de atraso seja suficiente para captar essas variações de tensão, o número de atuações desses bancos seria alto, estreitando a sua vida útil. Já o caso de excesso de compensação de energia reativa realizada pelos bancos, acarretaria no aumento da tensão da rede e, conseqüentemente, os equipamentos de regulação de tensão passariam a atuar de forma mais constante, reduzindo assim a sua vida útil. Quanto maior o número de execuções, maior a quantidade de harmônicos projetados na rede devido ao transitório de cada chaveamento realizado, o que danifica a qualidade da rede e os aparelhos conectados a ela, além de dificultar sua operação e manutenção [42], [45].

5.2 NOVAS METODOLOGIAS PARA CONTROLE DE TENSÃO

Como visto anteriormente, os métodos tradicionais não são eficientes para o uso do controle de tensão quando há elevada penetração de GDFV, em que muitas das vezes a vida útil do equipamento reduziria consideravelmente ou a sua operação causaria danos ao sistema e a QEE entregue ao consumidor. Dessa maneira, novas tecnologias vêm sendo desenvolvidas visando à melhoria dos impactos no perfil de tensão considerando um cenário com grande número de SFV conectados à rede de distribuição.

Equipamentos baseados na eletrônica de potência, apesar do elevado custo, têm sido utilizados para auxiliar a regulação de tensão através da injeção de potência reativa e com uma resposta rápida as variações que ocorrem no SD. Além dos reguladores de tensão a tiristores (*TVR – Thyristor Voltage Regulator*), existem os compensadores estáticos (*SVC – Static VAR Compensator*). Os SVCs são capacitores e reatores chaveados que, em comparação com os equipamentos tradicionais, são capazes de fornecer suporte de reativo contínuo com baixa variação de tensão e reduzida injeção de harmônicos devido a presença de filtros em sua construção. Ainda, esses equipamentos necessitam de pouca manutenção, uma vez que não possuem taps, ou seja, não teriam a parte mecânica que geralmente apresenta maior desgaste com o elevado número de comutações realizadas [42].

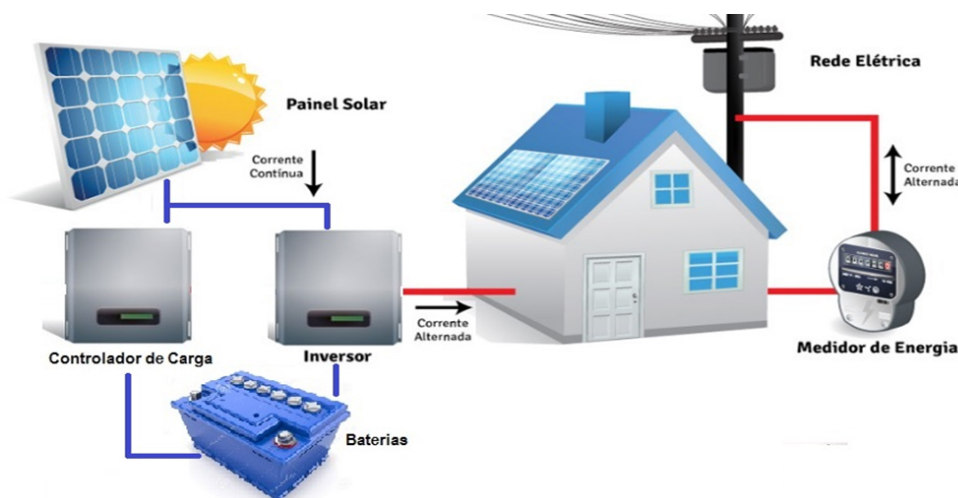
Além do uso desses equipamentos fundamentados na eletrônica de potência, outros métodos podem ser realizados junto ao SFV para diminuir os impactos causados pela intermitência da fonte. Entre eles está o uso de dispositivos de armazenamento da energia gerada e inversores mais robustos, que serão discutidos nos tópicos a seguir.

5.2.1 Sistemas de armazenamento de energia elétrica

As baterias são os principais instrumentos de armazenamento de energia para SFV, pois são capazes de transformar diretamente energia elétrica em energia potencial química e posteriormente fazer a conversão inversa quando necessário [48]. Podendo ser instaladas no mesmo local em que o sistema de geração está conectado, elas são capazes de atenuar a rampa de demanda, promover a estabilização da tensão e frequência e corrigir o fator de potência do sistema. Isso se dá uma vez que, quando ocorrer variação na irradiação provocando alternância na potência de saída dos painéis, a energia gerada a mais ou a menos é absorvida ou fornecida à rede pelo sistema de armazenamento [42], [49].

A Figura 40 demonstra como seria a conexão de um SFV com baterias para armazenamento de energia. Tal configuração é também conhecida por sistemas fotovoltaicos híbridos, pois funcionam tanto on-grid quanto off-grid. Nesses casos, além da possibilidade de manter a estabilidade da rede, a carga da residência pode ser abastecida pelas baterias ou pelo SD. Percebe-se que há a presença de um controlador de carga que evita as sobrecargas das baterias e descargas excessivas que diminuiriam sua vida útil consideravelmente.

Figura 40 – Configuração de um sistema fotovoltaico híbrido



Fonte: [50]

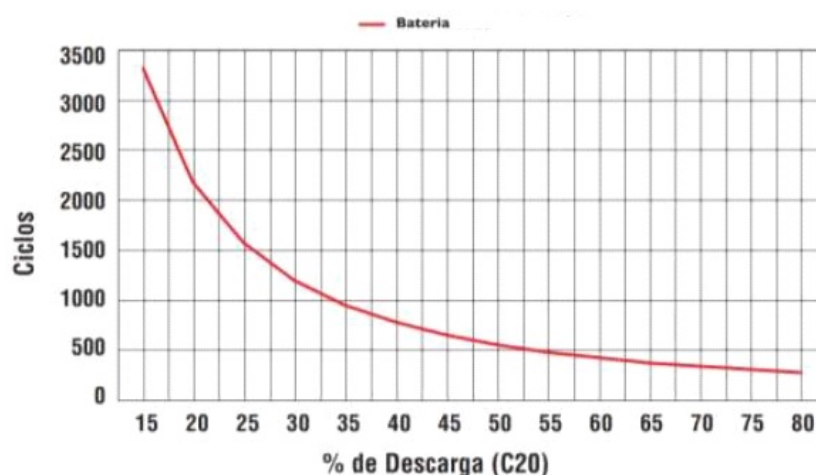
O dimensionamento do sistema de armazenamento é considerado um dos mais importantes aspectos para que se tenha um sistema eficiente, sendo imprescindível analisar a quantidade de energia necessária para diminuir ou eliminar as variações provocadas pela passagem de nuvens sobre os painéis FV. Para isso, é de suma importância também escolher o tipo de bateria a ser utilizada, sendo que as tecnologias mais populares são as baterias feitas de íon-lítio e chumbo-ácido. De acordo com a necessidade da aplicação, antes de adquirir esse equipamento é preciso avaliar alguns fatores técnicos como: a potência nominal do sistema, a capacidade de armazenamento de energia, o tempo de resposta do sistema, o espaço físico, o preço, e outros [42], [48].

Ao comparar as duas tecnologias, a bateria de íon-lítio vem se popularizando principalmente por se destacar pela alta eficiência, maior vida útil, pouca utilização de espaço físico e pouco dano ao meio ambiente [51]. Porém, de acordo com [42] essas baterias necessitam de mais circuitos de controle, uma vez que realizar o controle da variabilidade da geração de energia provocada pela passagem de nuvens sobre o SFV requer mais potência, sistemas de resposta rápida devido a curta duração dos transitórios e capacidade de realizar vários ciclos de carga e descarga ao longo de um dia, em especial, nos dias parcialmente nublados.

A realização de vários ciclos de carga e descarga acarreta na redução da vida útil das baterias. Descargas profundas podem reduzir drasticamente a vida útil de uma bateria. Por exemplo, uma bateria com descarga de 50% em cada ciclo tem uma vida útil duas vezes maior que uma bateria que tenha uma descarga por ciclo de 80%, valor que expressa a quantidade de carga que pode ser extraída de uma bateria plenamente carregada. A Figura 41 mostra a relação entre a profundidade de descarga e a vida útil de uma bateria,

indicando a necessidade do aprimoramento tecnológico para que tenha equipamentos mais eficientes disponíveis no mercado [42], [47], [48].

Figura 41 – Relação entre profundidade da descarga e quantidade de ciclos de uma bateria



Fonte: [48]

Em suma, a utilização de GD com sistema de armazenamento possibilitaria o fornecimento de energia ininterrupta durante os transitórios, além de maior estabilidade da rede. Torna-se então uma solução interessante para os problemas causados pela intermitência da fonte, diminuindo ou até mesmo eliminando as variações de tensão, uma vez que durante os períodos de alta produção e baixa demanda, essa energia seria armazenada nas baterias e durante os períodos de baixa geração e alta demanda, essa energia seria injetada na rede.

5.2.2 Controle local utilizando inversores inteligentes

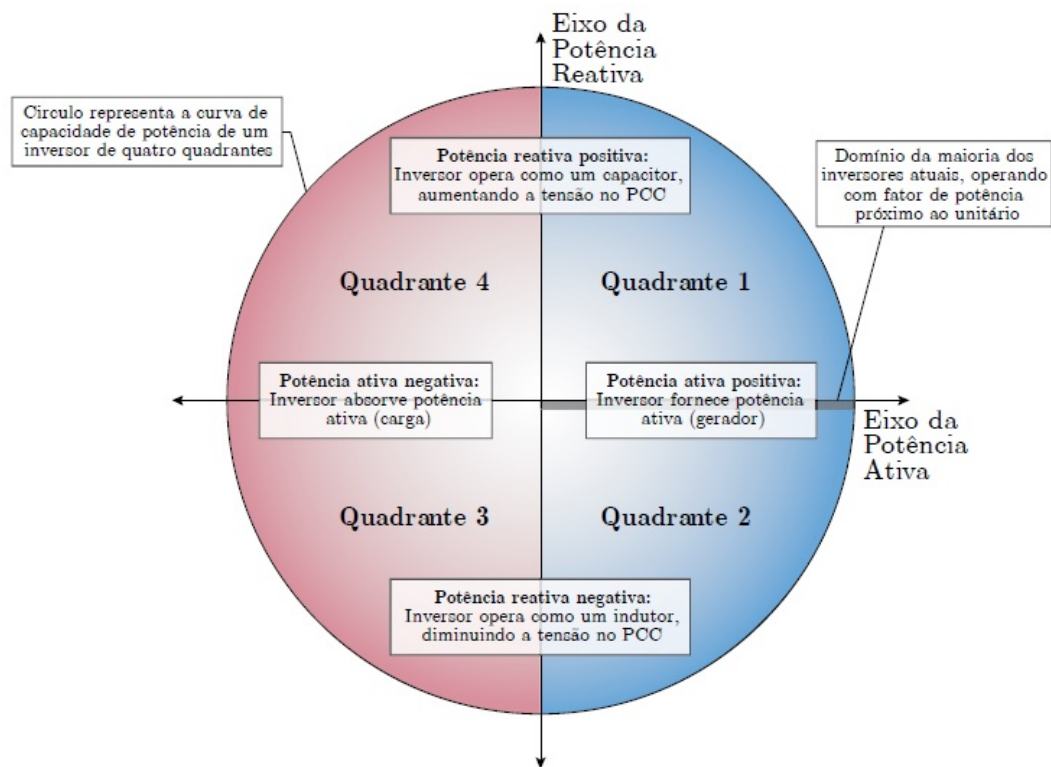
Em uma política de *net-metering* como no Brasil, é de interesse econômico para o proprietário que o seu sistema forneça o máximo de potência ativa na rede, pois somente essa é contabilizada a fim de obter desconto nas faturas de energia e deixar como créditos para uso posterior. Com isso, a maioria dos inversores opera com FP unitário para que somente potência ativa seja injetada no sistema, e consequentemente, eles não seriam capazes de contribuir para a regulação de tensão no SD [42], [52].

Novas tecnologias de inversores, também conhecidos como inversores inteligentes (*smart inverters*), possuem uma gama de funcionalidades avançadas que podem contribuir para manter o bom desempenho e eficiência do sistema. Esses inversores além da função básica de conversor CC-CA, são capazes de injetar ou absorver energia reativa de maneira rápida para compensar as flutuações de tensão de fontes intermitentes, como a solar

fotovoltaica. Ainda, eles não causam distorções harmônicas na rede e possuem maior vida útil sendo capazes de realizar mais operações que os inversores tradicionais [53].

A Figura 42 mostra como os *smart inverters* podem funcionar de diferentes modos a partir de quatro quadrantes de potência. Vale ressaltar que, no Brasil é permitido que os sistemas de GD forneçam apenas potência ativa para a rede, limitando seu funcionamento apenas ao semicírculo azul, que corresponde ao eixo de potência ativa, não podendo, dessa maneira, realizar nenhuma manobra de controle local (tensão, frequência ou potência reativa) que influencie o sistema elétrico [53].

Figura 42 – Funcionamento dos inversores inteligentes nos quatro quadrantes de potência



Fonte: [53]

Portanto, os novos inversores realizariam o controle Volt/VAr no SD, monitorando continuamente a tensão nos terminais do SFV, a fim de ajustar a injeção ou consumo de potência reativa para manter a tensão em um ponto desejado. Para que o controle Volt/VAr seja realizado, é preciso que eles operem com FP variável, em que o máximo de potência reativa que o inversor pode injetar é limitado pela seguinte Equação 5.1 [41], [42]:

$$|Q| = \sqrt{S^2 - P_{fv}^2} \quad (5.1)$$

Em que:

Q é o valor máximo de potência reativa que pode ser fornecido pelo inversor;

S é a potência nominal do inversor; e

P_{fv} é a potência ativa gerada pelo sistema fotovoltaico.

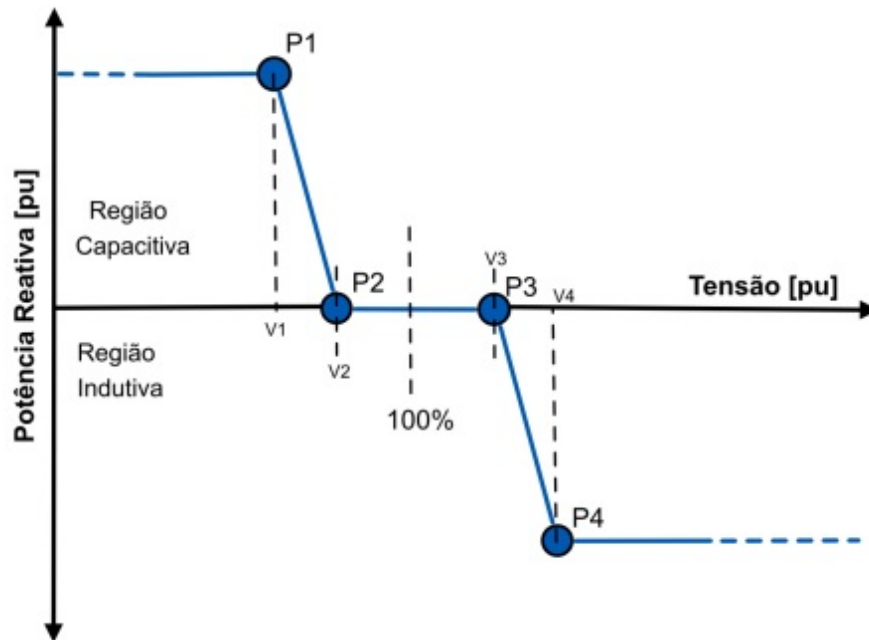
Pela Equação 5.1, percebe-se que é possível obter valores positivos ou negativos de Q , o que significa que o inversor pode operar tanto como um capacitor quanto como um indutor [52]. Assim, quando a potência nominal do inversor é maior que a potência ativa gerada, o equipamento pode fornecer ou consumir potência reativa, sendo que, à medida que a potência ativa gerada pelo SFV atinge valores perto da potência nominal do inversor, a potência reativa fornecida para a rede se aproxima de zero [8].

Outra forma de analisar essa relação é entender que, por exemplo, em um dia de céu límpido e alta irradiação solar, a potência ativa gerada será máxima, logo a potência reativa que pode ser fornecida vai ser mínima. Porém, durante a passagem de nuvens ou quando a irradiação solar não for tão favorável, a geração de potência ativa será menor que a máxima permitida pelo sistema, assim, o inversor teria uma margem de energia reativa para fornecer a rede. Com isso, é fácil concluir que a capacidade de o inversor fornecer potência reativa à rede depende da intermitência da fonte ao longo do dia [8], [52].

A Figura 43 explica, de forma gráfica, como é o funcionamento do controle Volt/VAr, ou seja, como é a influência da potência reativa nos níveis de tensão. Caso a tensão esteja abaixo do limite pré-estabelecido, o inversor atuará na região capacitiva, injetando potência reativa da rede. Da mesma forma, caso a tensão esteja acima do limite pré-estabelecido, o inversor irá atuar na região indutiva, absorvendo potência reativa. Além disso, quando a tensão está dentro dos limites operativos pré-estabelecidos, na região da curva chamada de zona morta, nenhuma ação é tomada pelo inversor [34], [41], [42], [53].

As melhorias tecnológicas nos inversores fotovoltaicos vêm para ajudar os operadores do sistema nos quesitos de compensação de energia reativa, suporte de tensão e suporte de frequência diante de perturbações na rede, oferecendo as concessionárias uma nova ferramenta para mitigar os desafios de gerenciamento do sistema de distribuição. Em determinados casos, esses inversores podem ser uma solução mais barata se comparado aos altos investimentos para melhorar o desempenho dos sistemas de distribuição, transmissão e geração de energia elétrica.

Figura 43 – Exemplo de curva do controle Volt/VAR



Fonte: [34]

5.3 CONSIDERAÇÕES FINAIS SOBRE O CAPÍTULO

O objetivo deste capítulo foi mostrar que, para a alta penetração de sistemas solares na rede de distribuição, os equipamentos tradicionais já instalados não seriam o suficiente para solucionar os problemas da alta variância da tensão devido à intermitência do Sol. Reguladores de tensão e banco de capacitores já instalados na rede diminuiriam sua vida útil mais rápido do que o esperado para acompanhar a quantidade de vezes que entrariam em operação para manter a tensão dentro dos limites estabelecidos pelo PRODIST.

Em seguida, a seção 5.2 apresentou novas tecnologias que podem ser empregadas para ajudar o controle de tensão na rede, seja por equipamentos que utilizam a eletrônica de potência em sua construção, seja por sistemas de armazenamento de energia. Nos sistemas de armazenamento de energia, foi dado destaque às baterias, sendo uma das principais vantagens do seu uso o controle de reativo na rede, pois dependendo da necessidade, o SFV pode estocar a energia gerada nas baterias ou injetar essa energia na rede, mesmo quando a geração esteja em níveis baixo devido a irradiação solar. Ainda, eles proporcionam ao proprietário a opção de escolha por tarifas mais baratas em horários de pico utilizando a energia armazenada em horários de baixo consumo.

O destaque para a apresentação de um novo modelo de inversores, chamados de inversores inteligentes, mostra que eles são capazes de realizar a conversão de energia CC em energia CA, fazer a compensação de reativos sem causar distorções harmônicas e com

maior vida útil podendo executar mais operações que os inversores tradicionais. Essa nova tecnologia faz com que as unidades geradoras possam contribuir para a regulação de tensão do sistema e com isso manter a boa qualidade da energia e utilizando a rede da maneira mais eficiente possível.

Entretanto, como citado, o Brasil proíbe as unidades de GDFV de influenciarem na compensação de reativos para controle de tensão do sistema elétrico, através da norma brasileira NBR 16149 desenvolvida pela ABNT (Associação Brasileira de Normas Técnicas), vigente desde o ano de 2014. O ponto principal da norma define que, dependendo da potência nominal do SFV, o inversor deve operar dentro das faixas de FP, e no caso de qualquer mudança na energia ativa o SFV deve ser capaz de ajustar a potência reativa de saída automaticamente para corresponder ao FP preestabelecido [53], [54].

Em contrapartida ao Brasil, nos países com maior penetração de SFV como Alemanha, Japão e Itália, a injeção de energia reativa por esses sistemas está bem consolidada. Em condições de falta da rede, esses sistemas podem inclusive ajudar no suporte pelo fornecimento de potência reativa para o sistema.

6 CONCLUSÕES

A energia solar fotovoltaica se apresenta como alternativa promissora na área de geração de energia elétrica, uma vez que é uma fonte renovável limpa e viável para utilização na geração distribuída. O cenário da energia fotovoltaica total instalada no mundo tem apresentado significativo crescimento nos últimos anos, em especial no uso em paralelo à rede elétrica.

Considerando o panorama de crescimento da geração distribuída fotovoltaica, a alta penetração desses sistemas conectados à rede de distribuição vem sendo objeto de estudo, principalmente no tocante aos impactos causados na qualidade de energia elétrica e na confiabilidade do sistema, visando o correto planejamento da operação por parte das concessionárias e dos órgãos reguladores.

Assim, este trabalho apresentou uma revisão bibliográfica na área dos impactos técnicos causados nos sistemas de distribuição, em que qualquer alteração na irradiação recebida pelos painéis afeta diretamente a potência fornecida pelo SFV, o que pode causar flutuações indesejadas na tensão do alimentador. Como o aumento excessivo destas variações pode elevar o número de atuações dos equipamentos de regulação de tensão presentes na rede, foi realizada também uma pesquisa com novas metodologias para mitigar os problemas de flutuações de tensão e de preservação a vida útil das ferramentas já existentes, além de diminuir os custos com ampliação e manutenção do sistema.

Para validar os problemas causados pela alta penetração dos SFVCRs, foram realizadas duas simulações utilizando o sistema teste IEEE 13 barras. Para comparação com o caso base, sem GDFV, foram adotados três níveis de penetração de geração solar, baseados nos valores calculados para a capacidade de hospedagem em diferentes patamares de carregamento do sistema. A primeira simulação utilizou um perfil com alta geração solar, representando dias com céu límpido. Já a segunda, teve o objetivo de estudar a intermitência da fonte através da adoção de uma curva de geração solar com níveis de irradiação mais amenos.

Assim, as simulações proporcionaram analisar que, ao aumentar a quantidade de unidades com GDFV, os sistemas de distribuição começarão a sentir impactos em seu perfil de tensão afetando os níveis de QEE entregue ao sistema. Pode-se destacar, então, a conclusão dos seguintes pontos:

- Intermitência da geração: as principais causas dos impactos nos parâmetros que determinam a QEE são a forte intermitência da fonte solar e o fato dela não ser uma fonte energética passível de planejamento para despacho, como a hidráulica e a térmica. Logo, essa intermitência pode causar picos e vales de geração em intervalos de tempo na ordem de segundos, deixando o sistema a mercê dessas

alternâncias. Assim, os sistemas de distribuição precisam estar preparados para variações momentâneas de potência gerada e também para os dias com maior produção de energia solar, pois, quanto maior a potência gerada e injetada na rede, maior serão os impactos sentidos no sistema.

- Perfil de tensão: a mudança no comportamento da tensão no sistema foi percebido que não só as barras com GDFV tiveram o seu nível operativo aumentado, mas as demais barras também tiveram seu perfil de tensão elevado. Apesar desse impacto sistêmico, nem todos os alimentadores chegaram a violar os limites definidos pelo PRODIST. Para a primeira simulação com máxima penetração fotovoltaica, o maior valor de violação foi na fase A da barra 652 atingindo 1,091 pu, e a menor foi de 1,067 na fase C da barra 680. Além das barras com GDFV, barras próximas a elas também chegaram a extrapolar o nível de 1,05 pu nos momentos de geração solar máxima, como por exemplo, a barra 684 vizinha à barra 652 (com GDFV), que ultrapassou os limites de tensão nas fases A e C com 1,073 pu e 1,061 pu, respectivamente. Já para a simulação com baixa irradiação solar, somente a fase A da barra 652 violou o limite de tensão atingindo 1,052 pu durante o momento de maior geração fotovoltaica. Em geral, mesmo não havendo violação dos limites de tensão, foi percebido que todo o sistema é afetado pela conexão de GD, aumentando o nível operativo de tensão do sistema.
- Fluxo de potência reverso: quando a geração solar atinge maiores valores durante momentos de carga leve ou média, o suficiente para suprir toda a demanda e ainda ter excesso gerado fluindo nos alimentadores, aparece no sistema um fluxo de potência reverso, ou seja, energia saindo do ponto de carga para a subestação. Esse fluxo reverso, observado para cenários de alta penetração solar, para ambas as curvas de geração, é sentido na subestação. Durante o intervalo de tempo da geração solar, a subestação não mais precisou fornecer potência ativa, mas precisaria absorver a energia que flui em excesso pelo sistema. Como os nossos sistemas elétricos não foram projetados para casos de fluxo bidirecional, ao vivenciar o cenário de alta penetração de GDFV, será necessário maior planejamento de proteção assegurando o funcionamento apropriado do sistema. Como mostrado no Capítulo 5, países que já sofrem com os impactos da alta penetração utilizam novas tecnologias para controle remoto de tensão através da alteração do fator de potência dos inversores. Outra tecnologia que vem ganhando espaço, tanto pela sua eficiência quanto pela diminuição do preço dos equipamentos, são os sistema de armazenamento de energia. Esses sistemas seriam capazes de armazenar a energia gerada além do necessário, sem injetá-la na rede e causar a reversão do fluxo de potência. Pode-se dizer que o problema de fluxo de potência reverso é uma questão sistêmica, mas que, atualmente as melhores soluções seriam o controle dessa energia localmente.

- Desequilíbrio de tensão: apesar de não ter sido o foco desse trabalho, foi possível perceber o aparecimento de desbalanço entre as fases, mesmo sem haver sobrecarregamento de geração em uma fase, já que a simulação buscou dividir igualmente a potência dos geradores entre as fases das barras trifásicas. Observa-se que a fase B das barras do sistema comportou-se de maneira oposta às fases A e C. Isso pode ter sido efeito da inserção de geradores na barra monofásica 652 (fase A), em conjunto com as características das cargas desequilibradas do sistema. Para a simulação com baixa irradiação, o desequilíbrio não foi tão acentuado, já que a quantidade de potência injetada no sistema foi menor. Assim, as concessionárias de energia precisam se atentar à distribuição desbalanceada de geradores fotovoltaicos monofásicos pelo sistema, o que tornaria o desequilíbrio de tensões um problema ainda mais relevante.

Em suma, o estudo de QEE frente a alta penetração de GDFV vem ganhando espaço na literatura devido a alta taxa de crescimento da adoção dessa tecnologia por parte dos consumidores. Dessa forma, é essencial que órgãos reguladores e concessionárias fiquem atentos aos impactos agregados ao aumento da penetração de GDFV, tanto no âmbito regulatório, pela melhor adequação das regras para conexão de GD garantindo seu crescimento de forma sustentável, quanto nos aspectos técnicos através do uso e da diminuição dos preços de equipamentos mais modernos para regulação de tensão.

6.1 PROPOSTAS DE TRABALHOS FUTUROS

O estudo da conexão de geradores distribuídos fotovoltaicos é um assunto amplo e que vem sendo abordado cada vez mais por pesquisadores. O objetivo deste trabalho foi analisar os impactos gerados no sistema de distribuição devido a elevação da quantidade de unidades com GDFV e apresentar algumas propostas mitigatórias que podem ajudar na solução desses problemas. Com isso, abre-se portas para novos trabalhos nessa mesma linha de pesquisa, como por exemplo:

- Simular os impactos em sistemas reais avaliando não só os impactos no perfil de tensão, mas também estabilidade, ilhamento não intencional e introdução de harmônicos;
- Realizar um estudo mostrando a ineficiência e a queda acentuada da vida útil dos equipamentos tradicionais que fazem a regulação de tensão na rede (reguladores de tensão e banco de capacitores);
- Analisar as melhorias que o uso do inversor inteligente no controle volt/Var, assim como a utilização do FP variável nos inversores, pode trazer à QEE no sistema;

- Introduzir sistemas de armazenamento de energia nos SFVs a fim de avaliar as melhorias no SD ao ter um sistema híbrido, por exemplo, diminuindo o fluxo reverso na rede e auxiliando na demanda de carga durante o horário de pico;
- Avaliar os impactos econômicos tanto para o consumidor quanto para as concessionárias, em quesitos da tarifação de energia e da redução dos gastos com investimentos no SD;
- Definir, através de simulações, a capacidade de hospedagem de GDFV em sistemas de distribuição, juntamente a suas limitações técnicas;
- Apresentar um estudo sobre os pontos da regulamentação e legislação vigente que podem ser desenvolvidos, com o intuito de incentivar o uso de energias renováveis na GD sem que essa alta penetração atrapalhe a qualidade de energia entregue ao consumidor.

REFERÊNCIAS

- [1] REN21. Renewables 2018 - Global Status Report. Renewable Energy Policy Network for the 21 st Century. 2018.
- [2] PALUDO, J. A. *Avaliação dos Impactos de Elevados Níveis de Penetração da Geração Fotovoltaica no Desempenho de Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica em Regime Permanente*. Dissertação. Universidade de São Paulo, Escola de Engenharia de São Carlos. São Carlos. 2014.
- [3] URBANETZ, J. J. *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. Universidade Federal de Santa Catarina, Programa de Pós Graduação em Engenharia Civil. Florianópolis. 2010.
- [4] BRAUN-GRABOLLE, P. *A Integração de Sistemas Solares Fotovoltaicos em Larga Escala no Sistema Elétrico de Distribuição Urbana*. Tese. Universidade Federal de Santa Catarina, Programa de Pós Graduação em Engenharia Civil. Florianópolis. 2010.
- [5] EPE. Balanço Energético Nacional 2018 - Relatório Final: Ano Base 2017. Rio de Janeiro, Empresa de Pesquisa Energética. 2018.
- [6] EPE. Plano Decenal de Expansão de Energia 2027. Rio de Janeiro, Empresa de Pesquisa Energética.
- [7] SHAYANI, R. A. *Método para Determinação do Limite de Penetração da Geração Distribuída Fotovoltaica em Redes Radiais de Distribuição*. Tese. Universidade de Brasília, Faculdade de Tecnologia. Brasília. 2010.
- [8] TURITSYN, K. et al *Local Control of Reactive Power by Distributed Photovoltaic Generators*. Artigo. Los Alamos, Novo México. 2010.
- [9] MAMADAMINOV, U. *The Impacts of Distributed Solar PV Penetration on Distribution Network - Review*. Artigo. Oregon Institute of Technology. IEEE. Oregon. Março 2014.
- [10] NARUTO, D. T. *Vantagens e Desvantagens da Geração Distribuída e Estudo de Caso de um Sistema Solar Fotovoltaico Conectado à Rede*. Monografia. Universidade Federal do Rio de Janeiro, Escola Politécnica. Rio de Janeiro. 2017.
- [11] INEE. Instituto Nacional de Eficiência Energética - O Que é Geração Distribuída. Rio de Janeiro, EPE. Disponível em: <http://www.inee.org.br/forum_ger_distrib.asp>. Acesso em: 25 de agosto de 2018.
- [12] EPA. United States Environmental Protection Agency - Distributed Generation of Electricity and its Environmental Impacts. Disponível em: <<https://www.epa.gov/energy/distributed-generation-electricity-and-its-environmental-impacts>>. Acesso em: 25 de agosto de 2018.
- [13] TREVISAN, A. S. *Efeitos da Geração Distribuída em Sistemas de Distribuição de Baixa Tensão*. Monografia. Universidade Federal do Paraná, Departamento Acadêmico de Engenharia Elétrica. Curitiba. 2011.

- [14] SANTOS, F. J. *Planejamento de Redes de Distribuição Considerando Geração Distribuída*. Dissertação. Universidade de Brasília, Faculdade de Tecnologia. Brasília. 2013.
- [15] KONRAD, M. *Photovoltaics: Fundamentals, Technology and Practice*. Münster University of Applied Sciences. Germany. ed. 1. 2014.
- [16] GAZOLI, J. R. *Microinversor Monofásico para Sistema Solar Fotovoltaico Conectado à Rede Elétrica*. Dissertação. Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação. Campinas, SP. 2011.
- [17] DEOTTI, L. M. P. *Estudo de Viabilidade Técnica e Econômica de um Sistema de Microgeração Fotovoltaica Residencial com Autoconsumo Remoto*. Monografia. Universidade Federal de Juiz de Fora, Faculdade de Engenharia. Juiz de Fora. 2017.
- [18] DYNAMIC POWER SYSTEMS. [Online]. Disponível em: <<http://www.dynamicpowersystems.in/wp-content/uploads/2017/01/Off-Grid-Solar-Systems.jpg>>. Acesso em: 11 de Agosto de 2018.
- [19] TRILHOS ENERGÉTICOS. [Online]. Disponível em: <<http://trilhosenergeticos.pt/diferencas-inversores/>>. Acesso em: 11 de Agosto de 2018.
- [20] ANEEL. Micro e Minigeração Distribuída: Sistema de Compensação de Energia Elétrica. Cardernos Temáticos ANEEL, ed. 2. 2016.
- [21] EPI ENERGIA. *Instalação Residencial Fotovoltaica - Energia Solar - Gravataí - Rio Grande do Sul*. Disponível em: <<http://www.epienergia.com.br/portfolio-item/instalacao-residencial-fotovoltaica/>>. Acesso em: 6 de setembro de 2018.
- [22] ANEEL. Geração Distribuída. Agência Nacional de Energia Elétrica, 2015. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/geracao-distribuida>>. Acesso em: 9 de setembro de 2018.
- [23] ANEEL. Resolução Normativa 687/2015-SRD/ANEEL. Superintendência de Regulação dos Serviços de Distribuição, Agência Nacional de Energia Elétrica. 2015.
- [24] ANEEL. *Audiência Pública para Debater a Geração Distribuída de Energia Fotovoltaica – Comissão de Minas e Energia da Câmara dos Deputados*. Apresentação. Brasília. 4 de Junho de 2019.
- [25] WWF BR. Além de Grandes Hidrelétricas - Políticas para Fontes Renováveis de Energia Elétrica no Brasil . World Wide Fund For Nature - Sumário para Tomadores de Decisão. 2012.
- [26] FGV ENERGIA. Micro e Minigeração no Brasil: Viabilidade Econômica e Entraves do Setor. Fundação Getúlio vargas Energia. 2015.
- [27] LOPES, M. G. et al *Análise dos Impactos Técnicos Resultantes da Intermitência de Geração de Sistemas Fotovoltaicos na Qualidade da Tensão*. Artigo. Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Elétrica e Computação. Campinas, SP.

- [28] FONTÃO, M. L. *Análise da Qualidade de Energia em Sistema Fotovoltaico em Operação Paralela com a Rede de Distribuição de Energia Elétrica*. Monografia. Universidade do Sul de Santa Catarina. Palhoça. 2017.
- [29] ROCHA, J. E. *Qualidade da Energia Elétrica*. Apostila. Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Departamento de Eletrotécnica. Curitiba. 2016.
- [30] ANEEL. PRODIST – Procedimentos de Distribuição de energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional, Módulo 8 - Qualidade da Energia Elétrica.
- [31] NETO, A. F. C. P. *Avaliação dos Impactos de Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede de Distribuição de Baixa Tensão*. Tese. Universidade de São Paulo, Programa de Pós-Graduação em Energia. São Paulo. 2016.
- [32] BARATA, H. A. *Impacto de Redes de Distribuição com Massiva Conexão de Geradores Fotovoltaicos na Estabilidade de Tensão de Longo-Prazo em Sistemas de Potência*. Dissertação. Universidade Federal do Pará, Instituto de Tecnologia, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica. Belém. 2017.
- [33] PAULILO. G. *Qualidade de Energia: Capítulo III - Desequilíbrios de Tensão*. Artigo. Ed. 86. Disponível em: <<https://www.osetoreletrico.com.br/>>. Acesso em 20 de Junho de 2019.
- [34] BRAGA. M. D. *Capacidade de Hospedagem de Sistemas de Distribuição com Inserção de Geração Distribuída Utilizando o OpenDSS*. Dissertação. Universidade Federal de Itajubá, Programa de Pós Graduação em Engenharia Elétrica. Itajubá. 2019.
- [35] EPRI. OpenDSS PVSysSystem Element Model Version 1.
- [36] EPRI. *Reference Guide: The OpenDSS System Simulator*. Manual. Março 2018. Disponível em: <<https://sourceforge.net/directory/os:windows/>>. Acesso em: 22 de Abril de 2019.
- [37] IEEE. IEEE 13 Nodes Test Feeder. 1992. Disponível em: <<http://sites.ieee.org/pes-testfeeders/>> . Acesso em: 30 de Abril de 2019.
- [38] MATLAB. MathWorks. Disponível em: <<https://www.mathworks.com/products/matlab.html>>. Acesso em: 25 de Maio de 2019.
- [39] LABSOLAR. Universidade Federal de Juiz de Fora. Disponível em: <<https://www.sunnyportal.com/Templates/PublicPage.aspx?page=34861d9e-602e-433b-9eb8-c62e71e975b2>>. Acesso em: 23 de Maio de 2019.
- [40] ARCHETTI. J. A. G. *Estudo e Regulação dos Níveis de Tensão em Sistemas de Distribuição com Alta Penetração de Renováveis Utilizando Simulações em Tempo Real*. Dissertação. Universidade Federal de Juiz de Fora. Programa de Pós Graduação em Engenharia Elétrica. Juiz de Fora. 2019.
- [41] PATO, P. et al. *Estudo Comparativo de Diferentes Estratégias de Controle Volt-Var Aplicadas a Sistemas Fotovoltaicos em Redes de Distribuição de Energia Elétrica*. Artigo. Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Elétrica e Computação. Campinas, SP. 2018.

- [42] LOPES, M. G. *Análise dos Impactos Técnicos Resultantes da Variabilidade de Geração de Curto Prazo de Sistemas Fotovoltaicos*. Dissertação. Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Elétrica e Computação, Departamento de Sistemas e Energia. Campinas, SP. 2015.
- [43] VON A. et al *Time in the Sun: The Challenge of High PV Penetration in the German Electric Grid*. Artigo. IEEE Power and Energy Magazine. Fevereiro 2013.
- [44] PIMENTA, R. C. *Compensação de Reativos Usando Banco de Capacitores em Série em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica*. Monografia. Universidade São Francisco, Faculdade de Engenharia Elétrica. Itatiba. 2011.
- [45] FELBER, L. A. *Regulação de Tensão em Subestações de Distribuição de Energia*. Universidade Federal de Itajubá, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica. Itajubá. 2010.
- [46] FILHO, M. C. P & JUNIOR, M. F. M. *Influência de Reguladores de Tensão nas Perdas Técnicas de Alimentadores*. Artigo. Congresso Brasileiro de Eficiência Energética. Belém. 2009.
- [47] ANEEL. *Estudo de Vida Útil Econômica e Taxa de Depreciação*. Escola Federal de Engenharia de Itajuba & Centro de Estudos em Recursos Naturais e Energia. vol. 2. 2000.
- [48] SOUZA, K. J. F. N. C. et al *Geração Distribuída com Armazenamento Conectada à Rede Elétrica*. Artigo, VII Congresso Brasileiro de Energia Solar. Gramado. 2018.
- [49] FREITAS, B. N. *Análise de um Sistema Fotovoltaico de Geração Distribuída com Bateria Integrada de Alto Desempenho*. Monografia. Universidade Federal de Santa Catarina. Araranguá. 2017.
- [50] ALIANÇA FOTOVOLTAICA BRASIL. [Online]. Disponível em: <<http://www.alianca.fot.br/website/>>. Acesso em: 28 de Abril de 2019.
- [51] CORREIA, T. A. L. T. *Sistemas de Armazenamento de Energia Integrados em Centrais Fotovoltaicas*. Dissertação. Universidade do Porto, Faculdade de Engenharia. Cidade do Porto. 2016.
- [52] LIU, E & BEBIC, J. *Distribution System Voltage Performance Analysis For High-Penetration Photovoltaics*. Relatório. NREL - National Renewable Energy Laboratory. GE Global Research. Niskayuna, NY. 2008.
- [53] MELLO, A. P. C. *Estratégia de Controle Volt/VAr Coordenado Para Sistemas de Distribuição Inteligentes*. Tese. Universidade de Santa Maria, Centro de Tecnologia, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica. Santa Maria, RS. 2016.
- [54] ABNT. Associação Brasileira de Normas Técnicas. NBR 16149: Sistemas Fotovoltaicos (FV) - Características da Interface de Conexão com a Rede Elétrica de Distribuição. ed. 1. Rio de Janeiro. 2013.

APÊNDICE A – DADOS DO SISTEMA IEEE 13 BARRAS

Este apêndice apresenta os parâmetros do sistema IEEE 13 barras que foram adotados durante as simulações e que não foram exibidos no Capítulo 4.

A Tabela 5 mostra as características dos dois bancos de capacitores presentes no sistema de distribuição.

Tabela 5 – Características dos banco de capacitores

Barra	Fase A	Fase B	Fase C
	[kVAr]	[kVAr]	[kVAr]
675	200	200	200
611			100
Total	200	200	300

Fonte: Adaptado de [37]

O regulador de tensão possui os parâmetros presentes na Tabela 6 para controle automático da tensão do sistema.

Tabela 6 – Parâmetros do regulador de tensão

Parâmetros	
Linha:	650 - 632
Fases:	A-B-C
Largura de faixa:	2 V
Nível de tensão:	122

Fonte: Adaptado de [37]

A Tabela 7 contém as características dos dois transformadores encontrados no sistema.

Tabela 7 – Parâmetros dos transformadores

Transformador	Potência Nominal	Relação de Tensão	Conexão	Reatância
	[kVA]	[kV]		[%]
SE	5.000	115 : 4.16	Δ -Y	8
XFM-1	500	4.16 : 0.48	Y-Y	2

Fonte: Adaptado de [37]

As características das linhas do sistema, como comprimento e quantidade de fase são expostas na Tabela 8.

Tabela 8 – Características da linhas do sistema

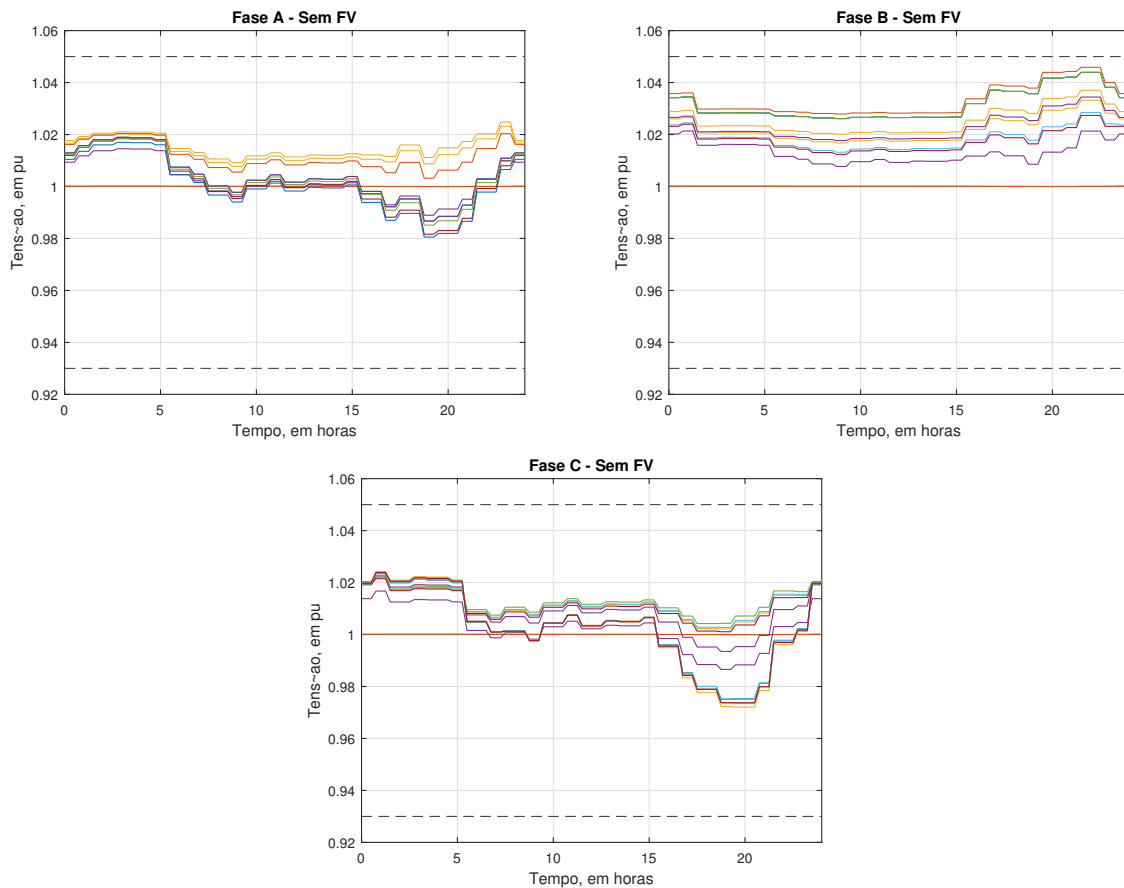
Barra 1	Barra 2	Fases	Comprimento [pés]
650	632	ABCN	2000
632	671	ABCN	2000
671	680	ABCN	1000
632	633	ABCN	500
632	645	BCN	500
645	646	BCN	300
671	675	ABCN	500
671	684	ACN	300
684	611	CN	300
684	652	AN	800

Fonte: Adaptado de [37]

APÊNDICE B – GRÁFICOS DAS BARRAS PARA OS NÍVEIS DE PENETRAÇÃO SOLAR - DIA 17/07/2018

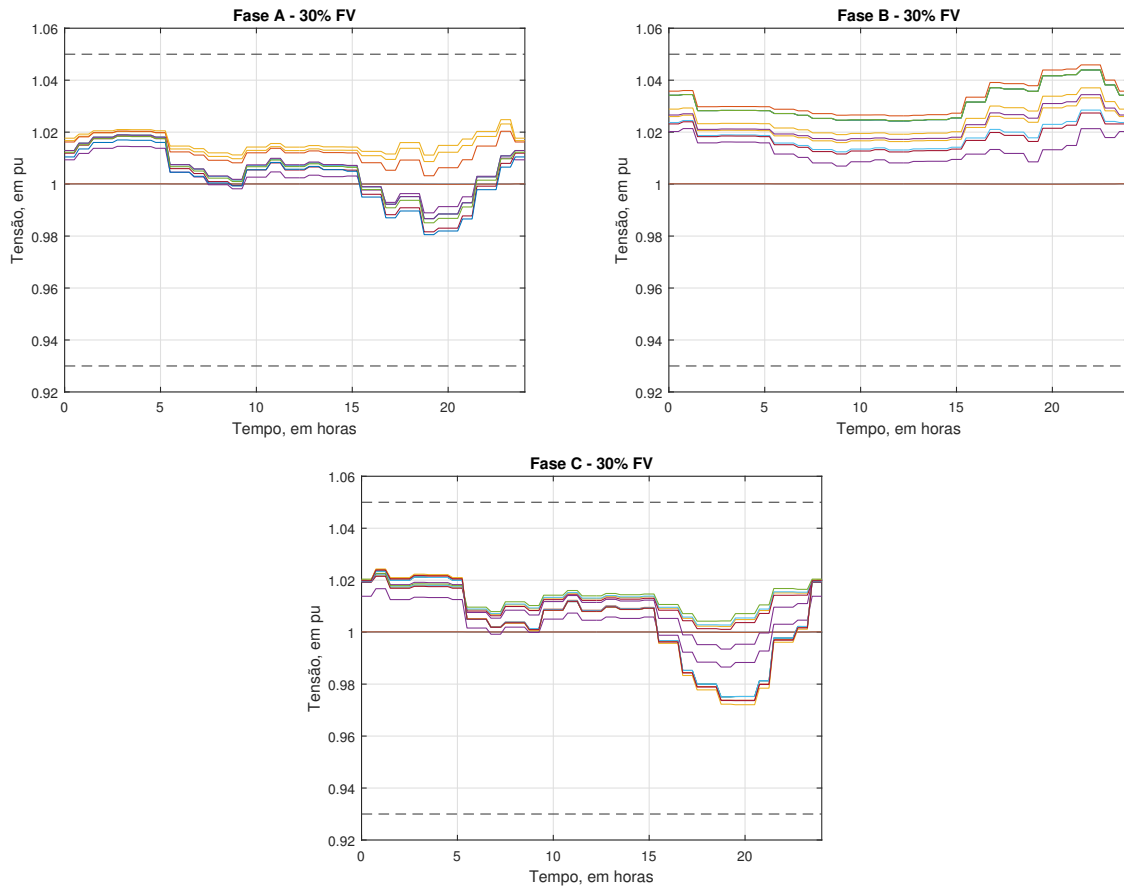
Esse apêndice mostra os gráficos obtidos pela simulação, para a curva de geração com maior irradiação, visando analisar o comportamento do sistema em geral. Para isso, simulou separadamente as fases para todas as barras do sistema a cada nível de penetração de GDFV. Abaixo, segue os gráficos para o caso base sem GDFV (Figura 44), e em seguida para os níveis correspondentes ao carregamento de 0,3 pu (Figura 45), 0,6 pu (Figura 46) e 1 pu (Figura 47).

Figura 44 – Fases A, B e C das barras sem GDFV



Fonte: Autora

Figura 45 – Fases A, B e C das barras com GDFV correspondente ao carregamento de 0,3 pu

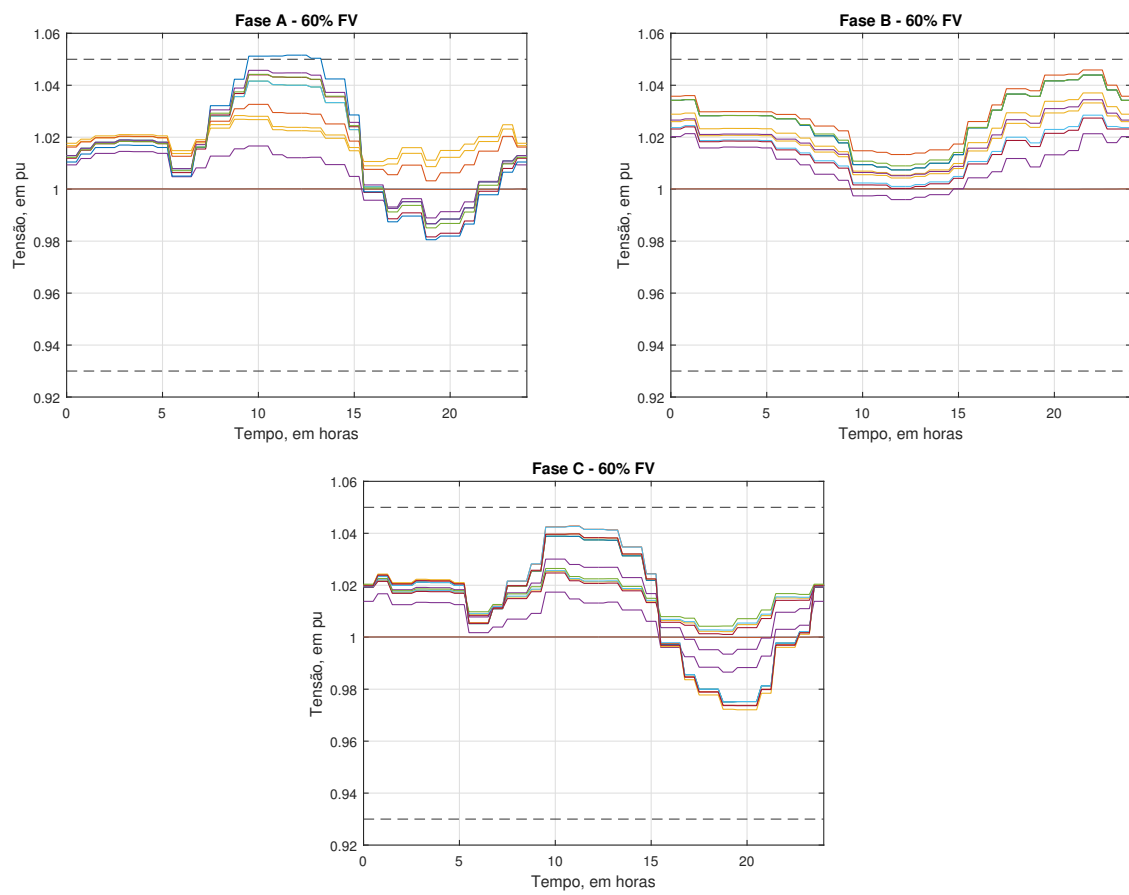


Fonte: Autora

Comparando os gráficos sem penetração e com 30% de FV, percebe-se a baixa alteração no perfil de tensão, em consequência ao baixo nível de penetração.

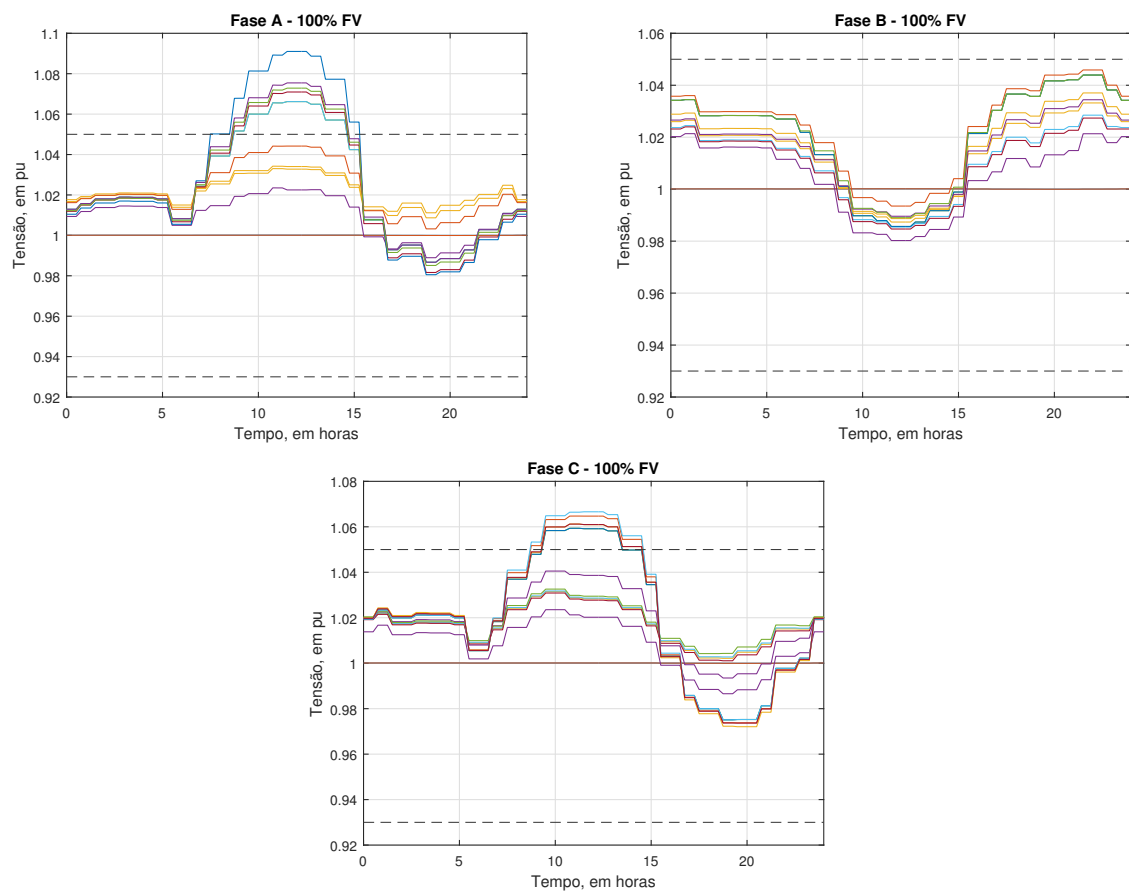
Com o aumento da penetração fotovoltaica, tem-se a elevação da tensão em todas as barras do sistema nas fase A e C, em que, nem todas violaram o limite estabelecido de 1,05 pu. A fase B teve um decréscimo na tensão, durante a geração solar, em virtude do aumento de tensão das outras fases, causando desequilíbrio de tensão entre elas.

Figura 46 – Fases A, B e C das barras com GDFV correspondente ao carregamento de 0,6 pu



Fonte: Autora

Figura 47 – Fases A, B e C das barras com GDFV correspondente ao carregamento de 1 pu

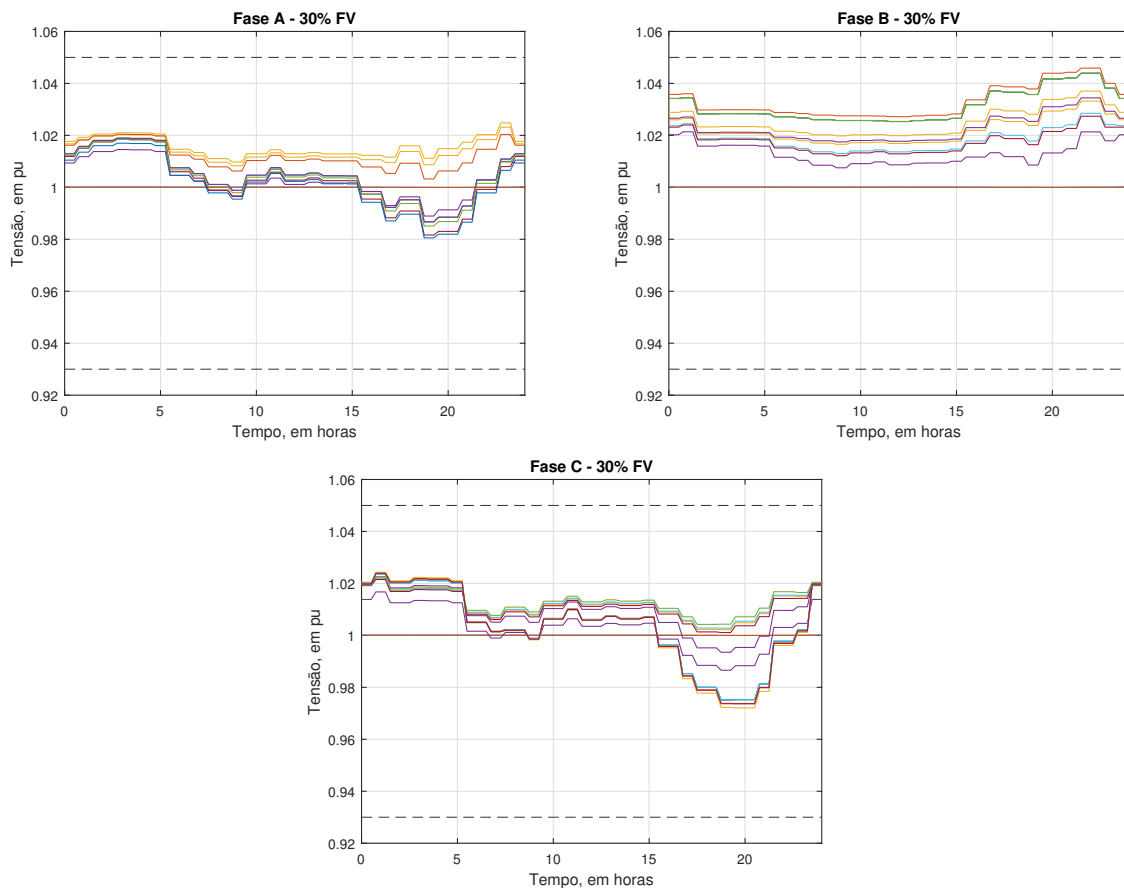


Fonte: Autora

APÊNDICE C – GRÁFICOS DAS BARRAS PARA OS NÍVEIS DE PENETRAÇÃO SOLAR - DIA 09/03/2018

Nesse apêndice é apresentado as curvas obtidas pela simulação visando analisar o comportamento do sistema em geral ao utilizar o modelo de geração com baixa irradiação solar. Para isso, simulou separadamente as fases para toda as barras do sistema a cada nível de penetração de GDFV. Abaixo, segue os gráficos para os níveis de GDFV correspondentes ao carregamento de 0,3 pu (Figura 48), 0,6 pu (Figura 49) e 1 pu (Figura 50). Esses resultados podem ser comparados ao caso simulação sem GDFV no sistema (Figura 44), apresentados no Apêndice B.

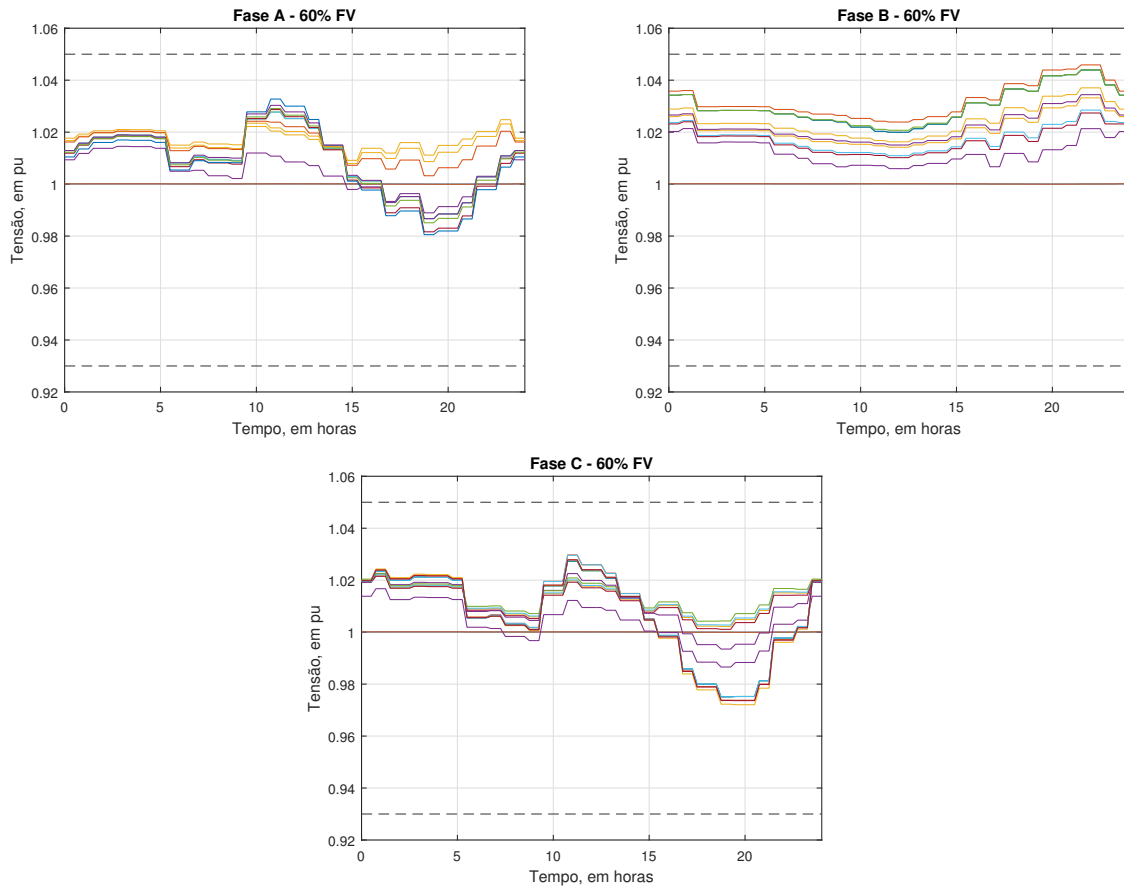
Figura 48 – Fases A, B e C das barras com GDFV correspondente ao carregamento de 0,3 pu



Fonte: Autora

Comparando os gráficos sem penetração e com 30% de FV, percebe-se a baixa alteração no perfil de tensão, em consequência ao baixo nível de penetração.

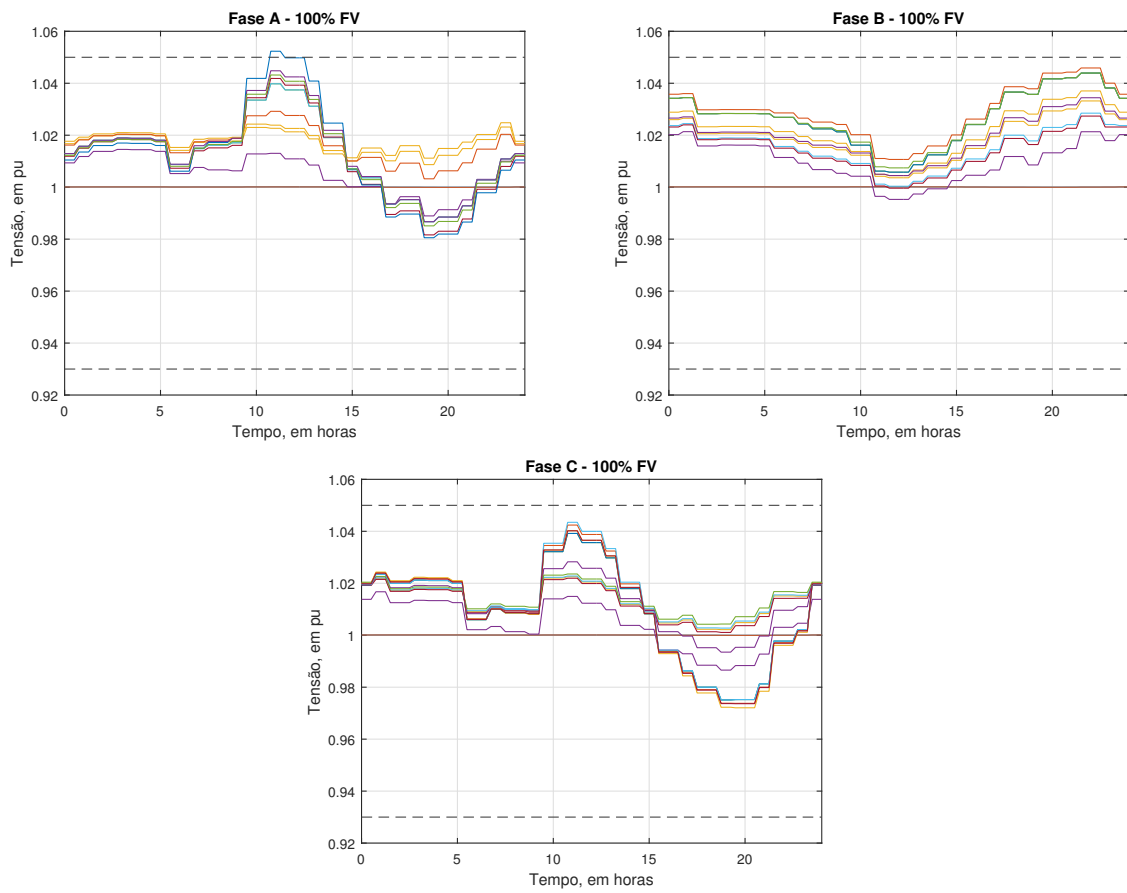
Figura 49 – Fases A, B e C das barras com GDFV correspondente ao carregamento de 0,6 pu



Fonte: Autora

Com o aumento da penetração fotovoltaica, tem-se a elevação da tensão em todas as barras do sistema nas fase A e C, em que, apenas a fase A da barra 652 violou o limite estabelecido de 1,05 pu. Isso é resultado da baixa irradiação solar que afeta na quantidade de potência gerada nos SFVs. A fase B teve um pequeno decréscimo na tensão durante o período de geração solar, mais perceptível para o caso de carregamento máximo (Figura 50), em virtude do aumento das outras fases, causando desequilíbrio de tensão entre elas.

Figura 50 – Fases A, B e C das barras com GDFV correspondente ao carregamento de 1 pu



Fonte: Autora