

UNIVERSIDADE TECNOLÓGICA FEDERAL DO PARANÁ

LUÍS CARLOS ABONÍZIO JÚNIOR

**ESTUDO DO COMPORTAMENTO DA TENSÃO DE UMA REDE DE
DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA DE MÉDIA TENSÃO DEVIDO A
CONEXÃO DE MINIGERADORES FOTOVOLTAICOS**

MEDIANEIRA

2021

LUÍS CARLOS ABONÍZIO JÚNIOR

**ESTUDO DO COMPORTAMENTO DA TENSÃO DE UMA REDE DE
DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA DE MÉDIA TENSÃO DEVIDO A
CONEXÃO DE MINIGERADORES FOTOVOLTAICOS**

**Study of the voltage behavior of a medium voltage electricity distribution
network due to the connection of mini photovoltaic generators**

Trabalho de Conclusão de Curso de Graduação,
apresentado como requisito parcial para obtenção do
título de Bacharel em Engenharia Elétrica da
Universidade Tecnológica Federal do Paraná
(UTFPR).

Orientador: Prof. Me. Edson Andreoli

MEDIANEIRA

2021



Esta licença permite remixe, adaptação e criação a partir do trabalho, para fins não comerciais, desde que sejam atribuídos créditos ao(s) autor(es) e que licenciem as novas criações sob termos idênticos. Conteúdos elaborados por terceiros, citados e referenciados nesta obra não são cobertos pela licença.

LUÍS CARLOS ABONÍZIO JÚNIOR

**ESTUDO DO COMPORTAMENTO DA TENSÃO DE UMA REDE DE
DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA DE MÉDIA TENSÃO DEVIDO A
CONEXÃO DE MINIGERADORES FOTOVOTAICOS**

Trabalho de Conclusão de Curso de Graduação,
apresentado como requisito para obtenção do título de
Bacharel em Engenharia Elétrica da Universidade
Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR).

Data de aprovação: 24/novembro/2021

Edson Andreoli
Mestrado
Universidade Tecnológica Federal do Paraná

Evandro André Konopatzki
Doutorado
Universidade Tecnológica Federal do Paraná

Hugo Andrés Ruiz Flórez
Doutorado
Universidade Tecnológica Federal do Paraná

MEDIANEIRA

2021

RESUMO

A geração de energia solar no Brasil através de micro e minigeradores fotovoltaicos vem crescendo desde a aprovação do Sistema de Compensação de Energia Elétrica pela Agência Nacional de Energia Elétrica em 2012, por meio de micro e minigeração distribuída, no entanto o número de conexões ainda é reduzido comparado com outros países que já usam dessa fonte de energia há mais tempo. Portanto, este trabalho faz um estudo do comportamento da tensão de um sistema adaptado de uma rede de distribuição de energia elétrica de média tensão, simulando computacionalmente cenários de conexões de minigeradores fotovoltaicos à rede, seguindo dados da Austrália que possui um maior número de conexões e um cenário possível. O programa de simulação computacional utilizado é o OpenDSS, que é um excelente *software* para realizar fluxo de potência em período de tempo determinado e possui elementos que auxiliam na atividade de geração distribuída. Os resultados mostram que apenas um dos cenários houve a violação de tensão elétrica das barras do sistema, para mitigar a elevação de tensão foi utilizado três estratégias e as mesmas se apresentou eficaz, fazendo com que os níveis de tensão estivessem dentro dos limites impostos pelo Módulo 8 dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica da ANEEL.

Palavras-chave: Elevação de tensão elétrica; Geração Distribuída; OpenDSS.

ABSTRACT

The generation of solar energy in Brazil through micro and mini photovoltaic generators has been growing since the approval of the Electric Energy Compensation System by the National Electric Energy Agency in 2012, through micro and mini distributed generation, however the number of connections is still reduced compared to other countries that already use this energy source for a longer time. Therefore, this work makes a study of the voltage behavior of a system adapted from a medium voltage electricity distribution network, computationally simulating scenarios of connections of mini photovoltaic generators to the grid, following data from Australia, which has a larger number of connections and a possible scenario. The computer simulation program used is OpenDSS, which is an excellent software to perform power flow in a determined period of time and has elements that help in the distributed generation activity. The results show that only one of the scenarios was the violation of electrical voltage of the system buses, to mitigate the voltage rise, three strategies were used and they were effective, causing the voltage levels to be within the limits imposed by the Module 8 of ANEEL's Electricity Distribution Procedures.

Keywords: Elevation of electrical tension; Distributed Generation; OpenDSS.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 - Tela principal do software OpenDSS	15
Figura 2 - Diagrama ilustrativo de um sistema fotovoltaico conectado à rede de distribuição	19
Figura 3 - Procedimentos e etapas de acesso	21
Figura 4 - Curva do FP em função da potência ativa de saída do inversor	24
Figura 5 - Limites operacionais de injeção/demanda de potência reativa para sistemas com potência nominal superior a 6 kW.....	25
Figura 6 - Sistema-teste IEEE 13 barras.....	27
Figura 7 - Sistema-teste 13 barras adaptado	28
Figura 8 - Curva de carga diária de um consumidor industrial	31
Figura 9 - Curva de carga diária de um consumidor residencial	32
Figura 10 - Modelo de sistema fotovoltaico	33
Figura 11 - Irradiação solar diária.....	34
Figura 12 - Código PVSystem	35
Figura 13 - Curva de potência ativa injetada à rede pela subestação.....	38
Figura 14 - Tensões na barra 671 antes da conexão dos sistemas fotovoltaicos	40
Figura 15 - Tensão na barra 611 antes da conexão dos sistemas fotovoltaicos	41
Figura 16 - Curva de geração do sistema fotovoltaico de 1.000 kWp	43
Figura 17 - Tensão barra 671, cenário de FV 17,10 % da demanda das cargas	44
Figura 18 - Tensão da barra 611, cenário de FV 17,10 % da demanda das cargas	44
Figura 19 - Tensão na fase C da barra 611, comparativo entre os 3 cenários simulados	46
Figura 20 - Tensão na fase C da barra 611 com o cenário de FV 41,20 % da demanda das cargas	47
Figura 21 - Tensões da barra 671 com o cenário de FV 97,00 % da demanda das cargas.....	50
Figura 22 - Tensão na fase C da barra 611 com o cenário de FV 97,00 % da demanda das cargas	50
Figura 23 - Barras com sobretensão na fase C.....	52
Figura 24 - Injeção da potência reativa do inversor do FV na fase C da barra 611.....	55
Figura 25 - Tensão na fase C da barra 611 após a injeção de potência reativa	56
Figura 26 - Tensão das barras antes da conexão dos sistemas fotovoltaicos	64
Figura 27 - Tensão das barras com GD FV 17,10 % da demanda.....	65
Figura 28 - Tensão nas barras com GD FV 28,84 % da demanda.....	66
Figura 29 - Tensão com GD FV 41,20 % da demanda	67
Figura 30 - Tensão das barras com GD FV 97,00 % da demanda.....	68
Figura 31 - Tensão nas barras com GD FV 120 % da demanda.....	69

Gráfico 1 - Quantidade anual de conexão de minigeração distribuída solar fotovoltaica	17
Quadro 1 - Parâmetros do elemento PVSystem	36
Quadro 2 - Código de linha do sistema-teste IEEE 13 barras no OpenDSS	63

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Características do Transformador	28
Tabela 2 - Características do Regulador de Tensão	29
Tabela 3 - Características dos Cabos de Rede.....	29
Tabela 4 - Características da Linha.....	29
Tabela 5 - Características das Cargas	30
Tabela 6 - Característica da carga pelo consumo	32
Tabela 7 - Unidades FV inserida na rede no cenário de 17,10 % da demanda das cargas.....	42
Tabela 8 - Características do FV de 1.000 kW	42
Tabela 9 - Características do Transformador Trifásico Elevador	42
Tabela 10 - Unidades FV inseridas na rede no cenário de 28,84 % da demanda das cargas.....	45
Tabela 11 - Características do FV de 500 kW	45
Tabela 12 - Unidades FV inseridas na rede no cenário de 41,20 % da demanda das cargas.....	46
Tabela 13 - Unidades FV inseridos na rede no cenário de 97,00 % da demanda das cargas.....	48
Tabela 14 - Características do FV de 1.500 kW	49
Tabela 15 - Unidades FV inseridos na rede no cenário de 120,00 % da demanda das cargas.....	51
Tabela 16 - Barras com sobretensão no sistema-teste com FV 120 % da demanda das cargas.....	52
Tabela 17 - Tensões nas barras que sofreram sobretensão após a conexão de um banco de reator na fase C da barra 611	53
Tabela 18 - Tensão nas barras que sofreram sobretensão após a conexão de uma carga na fase C da barra 611	53
Tabela 19 - Tensões nas barras que sofreram sobretensão após a injeção de potência reativa pelo inversor do sistema fotovoltaico conectado a fase C da barra 611	55

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

AA	Condutor de Alumínio
ABNT	Associação Brasileira Normas Técnicas
ABSOLAR	Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica
ACSR	Condutor de Alumínio com Reforço de Aço
ANEEL	Agencia Nacional de Energia Elétrica
APVI	Australian PV Institute
BEM	Balanco Energético Nacional
CA	Corrente alternada
CC	Corrente contínua
Cu	Cobre
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
FP	Fator de Potência
FV	Sistema Fotovoltaico
GD	Geração Distribuída
GW	Gigawatt
GWh	Gigawatt-hora
IEC	International Electrotechnical Commission
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers
Km	Quilometro
kV	Quilovolt
kVA	Quilovolt ampere
kW	Quilowatt
kWh	Quilowatt-hora
kWp	Quilowatt-pico
MW	Megawatt
MVA	Megawatt-ampere
NBR	Norma Brasileira
OpenDSS	Open Distribution System Simulator
Pmpp	Potência nominal do painel no ponto de máxima potência
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
p.u.	Por unidade
PVSystem	Modelo do sistema fotovoltaico

V Volt

VAr Volt-ampere reativo

VDE-AR-N Power Generating Plants Connected to the Low-voltage Network

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	13
1.1	Software OpenDSS utilizado no trabalho	14
1.2	Problema	15
1.3	Justificativa	16
1.4	Objetivos	17
1.4.1	Objetivos Específicos	17
1.5	Organização do documento	18
2	SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO Á REDE DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA	19
2.1	Geração distribuída	19
2.1.1	Minigeração	20
2.1.2	Sistema de Compensação de Energia Elétrica	22
2.2	Impactos dos minigeradores fotovoltaicos na rede de distribuição de energia elétrica	22
2.2.1	Elevação de tensão	22
2.3	Norma técnica NBR 16149	23
2.4	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – Módulo 8	25
3	IMPLEMENTAÇÃO COMPUTACIONAL	26
3.1	Rede teste ieee 13 barras	26
3.1.1	Adaptações realizadas	27
3.1.2	Característica do Transformador	28
3.1.3	Característica do Regulador de Tensão	28
3.1.4	Características dos Cabos de Rede e da Linha	29
3.1.5	Características das Cargas	30
3.1.6	Curva de Carga	31
3.2	Sistema fotovoltaico	32
4	SIMULAÇÃO DO SISTEMA-TESTE IEEE 13 BARRAS ADAPTADO NO OPENDSS	37
4.1	Definição dos cenários de operação	37
4.1.1	Método para inserção dos sistemas fotovoltaicos	38
4.2	Nível de tensão sem conexão de geração distribuída através dos sistemas fotovoltaicos	39
4.3	Cenário com 17,10 % de geração fotovoltaica	41

4.4	Cenário de 28,84 % de geração fotovoltaica	44
4.5	Cenário de 41,20 % de geração fotovoltaica	46
4.6	Cenário de 97,00 % de geração fotovoltaica	48
4.7	Cenário com 120 % de geração fotovoltaica	50
4.8	Estratégias para mitigar a elevação de tensão	52
4.8.1	Compensação de potência reativa através de um banco de reator	53
4.8.2	Conexão de uma carga no sistema	53
4.8.3	Compensação de potência reativa pelo consumidor	54
5	COSIDERAÇÕES FINAIS	57
	REFERÊNCIAS	59
	APÊNDICE A - Código de linha do sistema-teste do ieee 13 barras e tensões nas barras dos cenários estudados	62

1 INTRODUÇÃO

A geração distribuída é definida com a instalação de pequenas unidades geradoras de energia elétrica localizadas próximas aos consumidores. Dentre os principais tipos de geradores distribuídos, estão os renováveis como os geradores fotovoltaicos ou não renováveis como os geradores a diesel (ANEEL, 2016).

Desde 17 de abril de 2012, quando a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) criou o Sistema de Compensação de Energia Elétrica onde consumidor brasileiro começou a poder gerar sua própria energia elétrica através de fontes renováveis ou cogeração qualificada, podendo inclusive a injetar o excedente da geração para a rede de distribuição próxima ao seu local, gerando crédito para usar a energia da concessionária quando a unidade geradora não está gerando energia. Neste mesmo dia, através da Resolução Normativa – REN nº 482, a ANEEL estabeleceu as condições gerais de acesso de micro e minigeração distribuída ao sistema de distribuição de energia elétrica (ANEEL, 2016).

A diferença entre a microgeração e a minigeração distribuída, está definida em sua potência nominal, onde microgeração distribuída é uma central geradora de energia elétrica com potência nominal inferior ou igual a 75 kW e minigeração distribuída, uma central geradora de energia elétrica com potência nominal superior a 75 kW e menor ou igual a 3 MW para fonte hídrica, ou 5 MW para outras fontes (ANEEL, 2016).

De acordo com o Balanço Energético Nacional (BEN) de 2020, no ano de 2019 a micro e mini geração distribuída atingiu 2.226 GWh com uma potência instalada de 2.162 MW, sendo a principal fonte geradora a solar, com 1.659 GWh e 1.992 MW de geração e potência instalada respectivamente (ANEEL, 2020).

Segundo dados da Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica (ABSOLAR) no ano de 2020 mesmo com o impacto causado na economia devido à Covid-19 o número de novos empregos criados no setor solar ultrapassa 86 mil em todo o Brasil. Ainda segundo levantamento da ABSOLAR, O Brasil teve um crescimento de 64% de 2019 para 2020 na geração de energia solar indo de 4,6 GW para 7,5 GW de potência instalada, desse total instalado 4,4 GW são pertencentes ao segmento de geração distribuída, com acúmulo de investimento de R\$ 20 bilhões em investimentos desde a aprovação da Resolução Normativa - REN nº 482.

Atualmente a tecnologia solar está presente em 99,9% das conexões de GD no país (ABSOLAR, 2021).

1.1 Software OpenDSS utilizado no trabalho

A utilização do *software* OpenDSS para este trabalho foi pela sua habilidade de realizar fluxo de potência durante um período escolhido e realizar atividades com sistema fotovoltaico e geração distribuída.

O início do *software* OpenDSS se deu em 1997 com o desenvolvimento do DSS pela *Electrotek Concepts, Inc.* por Roger Dugan e Thomas McDemontt que tinham como propósito em ajudar nas análises de redes com a presença de geração distribuída (RADATZ; ROCHA; SEXAUSER, 2016).

No ano de 2004, a empresa EPRI comprou o DSS, e em 2008 divulgou o novo nome do software chamado *Open Distribution System Simulator* (OpenDSS®), que apresentava código aberto e com o objetivo de auxiliar o desenvolvimento da área de Redes Elétricas Inteligentes (Smart Grids) (RADATZ; ROCHA; SEXAUSER, 2016).

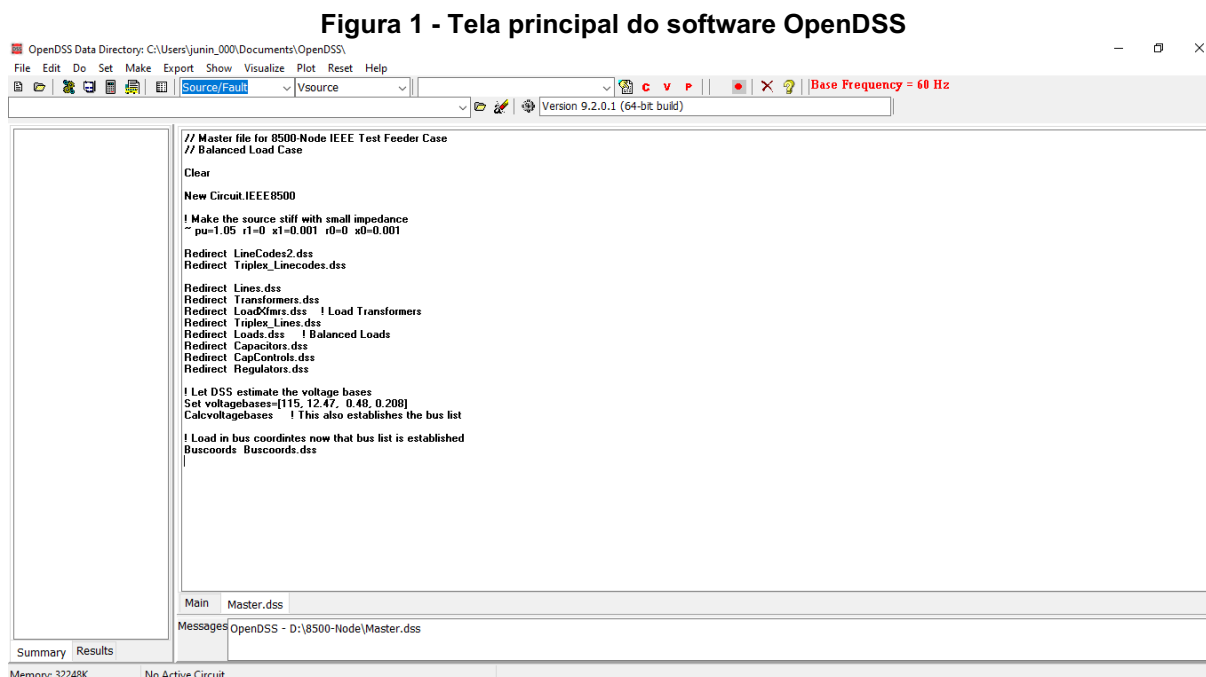
O OpenDSS é um *software* de simulação para sistemas elétricos de distribuição de energia elétrica. O OpenDSS pode ser executado de duas formas. A primeira como um programa implementável de maneira autônoma sendo possível utilizar uma interface de usuários que permita a descrição de circuitos, a solução e a visualização dos resultados. O segundo através do servidor *Component Object Model* (COM) efetuado a partir de uma DLL, onde o programa pode ser controlado por diversas plataformas de software existentes como por exemplo o *MATrix LABORatory* (MATLAB) e *Python* (RADATZ; ROCHA; SEXAUSER, 2016).

O programa foi feito originalmente para dar auxílio as necessidades de análises da geração distribuída, portanto muitos dos recursos presentes são para esse destino, mas ele é capaz de realizar outras análises como a maioria das análises em regime permanente senoidal (RMS), as que se referem as *Smart Grids*, as de eficiência energética do transporte de energia e a harmônica. (RADATZ; ROCHA; SEXAUSER, 2016).

As simulações no *software* permitem que o usuário analise os sistemas durante um intervalo de tempo definido, através de um atributo que está nos seus

modos de solução *quazstatic*, permitindo a execução de simulações sequenciais no tempo (RADATZ; ROCHA; SEXAUSER, 2016).

A Figura 1 representa a tela principal do *software* OpenDSS.



Fonte: Adaptado de OpenDSS (2021)

Os principais modos de solução encontrados no OpenDSS são: análise dinâmica, análise harmônica, estudo de curto circuitos, fluxo de potência anual, fluxo de potência diário e fluxo de potência instantâneo (*SnapShot*) (RADATZ; ROCHA; SEXAUSER, 2016).

1.2 PROBLEMA

O Brasil possui um alto nível de insolação, e desde o ano de 2012 a geração de energia solar vem aumentando, boa parte pelo sistema de geração distribuída, mas apesar disso, o número de conexões de microgeradores e minigeradores fotovoltaicos à rede, ainda é muito baixo no país (ABSOLAR, 2020). Alguns países como a Alemanha, que possui esta tecnologia a mais tempo e instituições que abordam este assunto, identificaram alguns impactos causados pelo acúmulo de micro e minigeradores conectado ao sistema de distribuição de energia elétrica, como a

elevação nos níveis de tensão da rede, danos aos transformadores e outros problemas (PATIL; GIRGAONKAR; MUSUNURI, 2014).

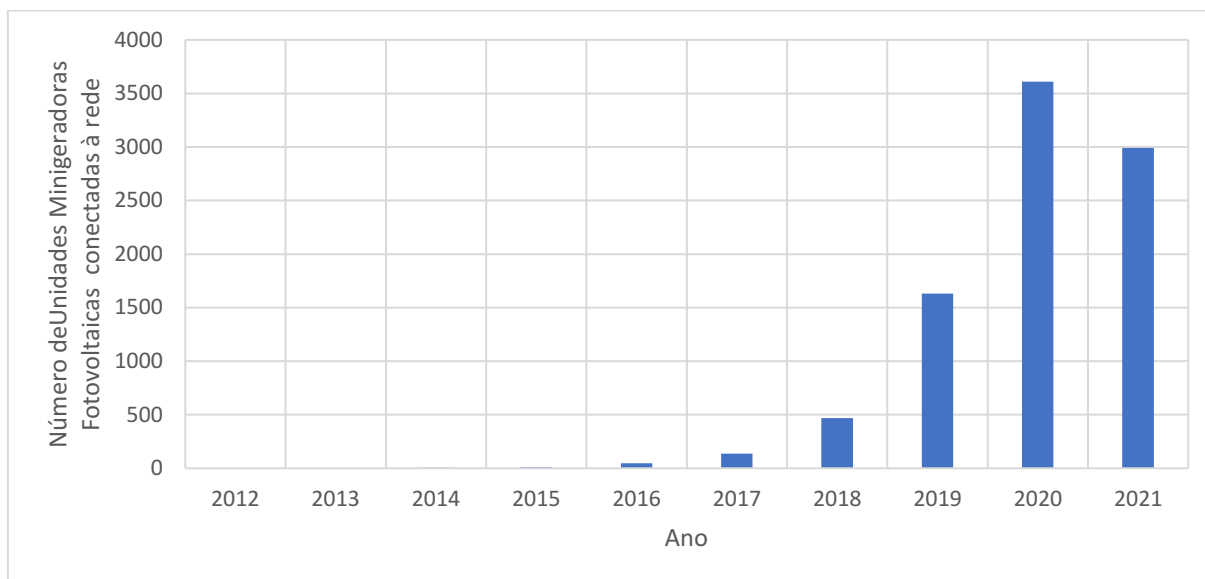
Motivado pelo atual crescimento da energia solar no Brasil e o fato da busca dos consumidores residenciais, industriais ou empreendimentos para instalações de micro ou minigeradores fotovoltaicos para diminuir o gasto com a conta de energia ter aumentado (ABSOLAR, 2020), notou-se a necessidade da realização de um trabalho para o desenvolvimento da geração distribuída.

1.3 Justificativa

Apesar da presença de microgeradores e minigeradores fotovoltaicos proporcionar diversos benefícios para o sistema elétrico, como a diversificação da matriz energética, o baixo impacto ambiental e a diminuição com gastos nos sistemas de transmissão e distribuição (ANEEL, 2016), a alta inserção deles em uma rede de distribuição de energia elétrica acarreta em alguns efeitos negativos relacionados a elevação de tensão como, por exemplo, a possibilidade da ocorrência de desbalanceamento de fase, harmônicos, *offset* de tensão, alterações no fator de potência, cintilação de tensão, aumento das correntes de falta, falhas na proteção e ilhamento do sistema fotovoltaico (ALMEIDA, 2018). E dentre todos esses impactos técnicos causados pela conexão de minigeradores fotovoltaicos a elevação de tensão é um dos destaques em sistemas de distribuição (BORGES, 2014).

Conseqüentemente, com o número de conexões de unidade minigeradora solar fotovoltaica aumentando no Brasil como observado no Gráfico 1, serviu como fundamento para a realização do estudo do comportamento da tensão como diferentes níveis de acoplamento de unidades minigeradoras fotovoltaicas acopladas a uma rede de distribuição de energia elétrica de média tensão.

Gráfico 1 - Quantidade anual de conexão de minigeração distribuída solar fotovoltaica



Fonte: Adaptado de ANEEL (2021)

1.4 Objetivos

Estudar o comportamento da tensão devido ao acoplamento de minigeradores fotovoltaicos na rede de distribuição de energia elétrica de média tensão.

1.4.1 Objetivos Específicos

Visando atingir o objetivo geral, o trabalho tem como premissa a realização dos seguintes objetivos específicos:

- Definir o sistema adaptado a ser estudado e simulado;
- Simular via *software* OpenDSS, alguns cenários com a conexão de minigeradores fotovoltaicos;
- Analisar, através das simulações computacionais, as variações no nível de tensão elétrica que os minigeradores fotovoltaicos causam ao sistema;
- Indicar estratégias para minimizar os efeitos da elevação de tensão no sistema.

1.5 Organização do documento

No Capítulo 1, apresenta uma rápida descrição de geração distribuída, bem como o crescimento da energia solar desde a criação do sistema de compensação em 2012 pela ANEEL na forma de micro e minigeração distribuída, uma explicação da escolha e da utilização do *software* OpenDSS. Por fim, é demonstrado o problema e a justificativa do trabalho.

O Capítulo 2, explica a conexão de um sistema fotovoltaico a rede de distribuição, descreve a minigeração fotovoltaica na forma de geração distribuída, da mesma maneira que como o consumidor participa do sistema de compensação de energia elétrica, por conseguinte os impactos que o sistema fotovoltaico causa a rede de distribuição. Encerrando o capítulo estabelece as condições para que o consumidor conecte seu sistema fotovoltaico a rede elétrica através da NBR 16149 e determina definições dos limites de tensões do PRODIST-Módulo 8.

No Capítulo 3, apresenta o sistema-teste utilizado, como também as suas características e elementos empregados nas simulações.

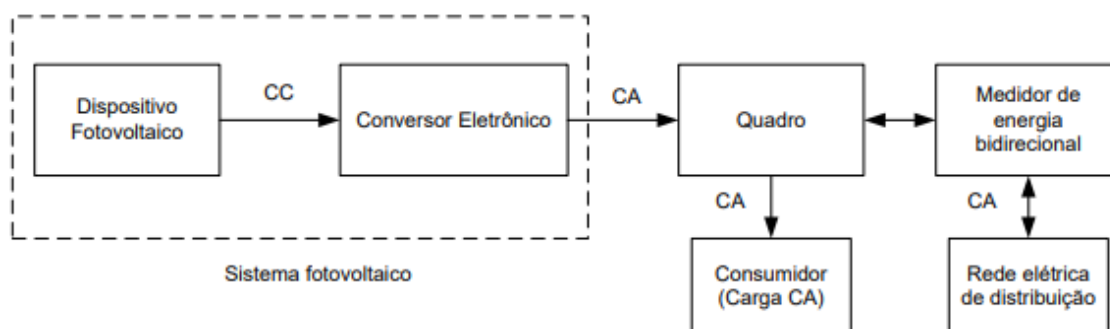
No Capítulo 4, descreve os cenários escolhidos e seus resultados após as simulações, tal como as estratégias para que as tensões estejam dentro dos limites estabelecidos.

2 SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO À REDE DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Um sistema fotovoltaico em sua configuração básica é composto, por um dispositivo fotovoltaico constituídos de várias placas fotovoltaicas que geram energia elétrica em uma tensão específica em corrente contínua (CC). Mas antes de a energia elétrica ir para a rede de distribuição de energia elétrica é preciso fazer as adequações dos parâmetros de tensão e corrente e para isso, o dispositivo fotovoltaico é conectado a um conversor eletrônico (inversor) CC-CA, que é responsável por transformar a tensão especificada de corrente contínua (CC) em 110 ou 220 volts(V) ou outra tensão desejada em corrente alternada (CA) (PALUDO, 2014).

A saída de energia elétrica do inversor alimenta o quadro de distribuição do consumidor que tem o sistema e o excedente de energia pode ser injetado na rede de distribuição local, gerando créditos ao cliente. A Figura 2 ilustra o sistema fotovoltaico conectado à rede de distribuição (PALUDO, 2014).

Figura 2 - Diagrama ilustrativo de um sistema fotovoltaico conectado à rede de distribuição



Fonte: PALUDO (2014, p. 38)

2.1 Geração distribuída

A geração distribuída é definida pela geração de energia elétrica no local de consumo ou próximo a ele, a partir de fontes renováveis ou não. Depois de alguns anos de debate sobre a conexão de pequenos geradores ligados a rede de distribuição de forma distribuída, no dia 17 de abril de 2012 criou-se Resolução Normativa - REN nº 482, que estabeleceu as condições de acesso de micro e minigeração ao sistema

de distribuição de energia elétrica, onde instaurou também o sistema de compensação de energia elétrica para os clientes que queiram gerar energia e ser recompensado em forma de energia futura pela distribuidora (ANEEL, 2016).

2.1.1 Minigeração

A minigeração distribuída refere-se a:

Uma central geradora de energia elétrica, com potência instalada maior que 75 quilowatts (kW) e inferior ou igual a 3 megawatts (MW) para fonte hídrica ou, 5 megawatts (MW) para as demais fontes. (ANEEL, 2016, p. 9).

. Para o consumidor ter acesso a minigeração, ele deve pedir a solicitação de acesso e preencher um requerimento formulado pelo acessante e entregar a acessada (distribuidora). Nesta solicitação deve conter o Formulário de Solicitação de Acesso para microgeração distribuída, disponíveis nos Anexos II, III, da seção 3.7 do Módulo 3 do PRODIST, conforme a potência instalada da geração (ANEEL, 2016).

A distribuidora é responsável por analisar se as documentações estão completas e caso tenha um erro, ela deve cancelar o pedido e informar o acessante o ocorrido para ele realizar a correção e emitir uma nova solicitação de acesso. Ela também é obrigada a apresentar um parecer do acesso, sem a cobrança do consumidor onde consta no documento as condições de acesso e requisitos técnicos delimitando os respectivos prazos que liberam a conexão das instalações de acesso (ANEEL, 2016).

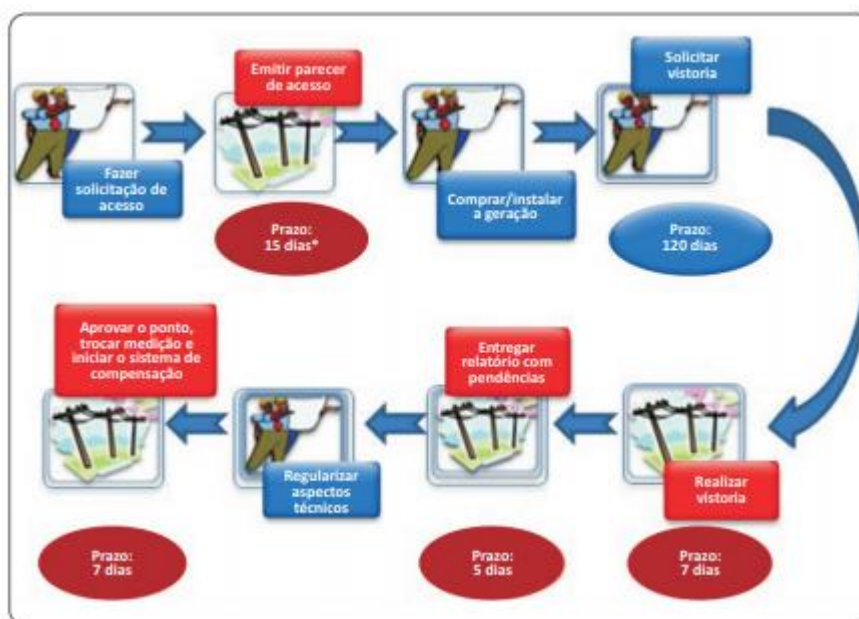
No parecer de acesso deve ser apresentados todas as informações caso seja necessário a realização de alguma obra para o acesso, constando desde gasto com encargos da distribuidora ou até mesmo eventuais participações financeiras do consumidor (ANEEL, 2016).

O prazo limite para a elaboração do parecer é de 30 dias para a minigeração, podendo ser dobrado o prazo caso haja necessidade de obras ou melhorias no sistema de distribuição (ANEEL, 2016).

O recolhimento de todas os dados das unidades minigeradoras é de responsabilidade da distribuidora e por conseguinte enviar para a ANEEL para o registro das informações (ANEEL, 2016).

Para melhor entender todos os procedimentos e prazos que o consumidor (destacado em azul) e a distribuidora (destacado em vermelho) a respeito da conexão de uma unidade minigeradora a ANEEL elaborou uma figura ilustrativa que segue abaixo na Figura 3 (ANEEL, 2016).

Figura 3 - Procedimentos e etapas de acesso



Fonte: ANEEL (2016, p. 11)

Para se fazer a medição de uma unidade minigeradora é preciso que o sistema de medição esteja com as mesmas especificações estipuladas para as unidades consumidoras conectadas no mesmo nível de tensão da minigeração, sua forma de medição é bidirecional medindo o consumo e a geração da energia elétrica (ANEEL, 2016).

No caso da minigeração distribuída, o consumidor tem a responsabilidade de ressarcir a distribuidora pelo sistema de medição, nos termos da regulação específica. Apenas a emissão, do Acordo Operacional para a minigeração é preciso para estabelecer uma contratação para o sistema de compensação de energia elétrica, nele é preciso assinar antes da aprovação e conexão do sistema (ANEEL, 2016).

2.1.2 Sistema de Compensação de Energia Elétrica

Segundo a RN nº482/2012 da ANEEL:

Quando a energia injetada na rede for maior que a consumida, o consumidor receberá um crédito em energia (kWh) a ser utilizado para abater o consumo em outro posto tarifário (para consumidores com tarifa horária) ou na fatura dos meses subsequentes. Os créditos de energia gerados continuam válidos por 60 meses (ANEEL, 2016, p. 15).

O consumidor possui três possibilidades de utilizar seus créditos em outras unidades, sendo elas a geração compartilhada, o autoconsumo remoto e o empreendimento com múltiplas unidades consumidoras (condomínios), sendo estas cadastradas dentro da área de concessão da distribuidora (ANEEL, 2016).

2.2 Impactos dos minigeradores fotovoltaicos na rede de distribuição de energia elétrica

A conexão de minigeradores fotovoltaicos na forma de geração distribuída em redes de distribuição de média tensão, quando bem planejada, tende a ajudar o sistema a funcionar melhor, trazendo benefícios para as concessionárias e os consumidores, entretanto, o seu acoplamento pode provocar impactos significantes a qualidade de energia da rede (ALVES, 2017). Entre os principais problemas técnicos encontrados pela inserção dos geradores distribuídos os mais comuns são a elevação na magnitude de tensão, nível de desequilíbrio de tensão, do fluxo de corrente nos ramos e das perdas elétricas (BORGES, 2014).

Como a base de estudo é o comportamento da elevação da tensão, identificar o que ocorre ao sistema quando seu nível se encontra fora dos padrões estabelecidos pelas normas brasileira, bem como demonstrar as técnicas para a mitigação do problema.

2.2.1 Elevação de tensão

Uma unidade de geração distribuída somente impactará na elevação da tensão caso sua potência fornecida seja maior que a potência demandada pela carga, o que provoca a inversão do sentido do fluxo de energia na rede elétrica. E quanto menor for a potência demandada pela carga, os níveis de tensão tendem a se elevar

cada vez mais. Em períodos de maior produção pelos minigeradores fotovoltaicos que se dá em torno do meio-dia, a carga demandada tende a ser baixa, sendo esse o horário crítico para o sistema (BORGES, 2014) e (GOMES, 2015).

2.3 Norma Técnica NBR 16149

Inspirada em outras normas internacionais como a VDE-AR-N 4105 e a IEC 61727, a ANEEL publicou em 2013 esta norma técnica chamada de “Sistemas fotovoltaicos (FV) - Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição” para estabelecer os padrões de conexão de um sistema fotovoltaico a rede elétrica de distribuição no território brasileiro.

Em comparação com outras normas espalhada pelo mundo, como as normas IEEE 1547, VDE-AR-N 4105, IEC 61727 a NBR 16149 é a que apresenta o maior número de parâmetros para restringir as elevações de tensão, sendo eles: potencial nominal, potência de ativação, tensão de ativação, tensão de desativação e fator de potência (ALVES, 2017).

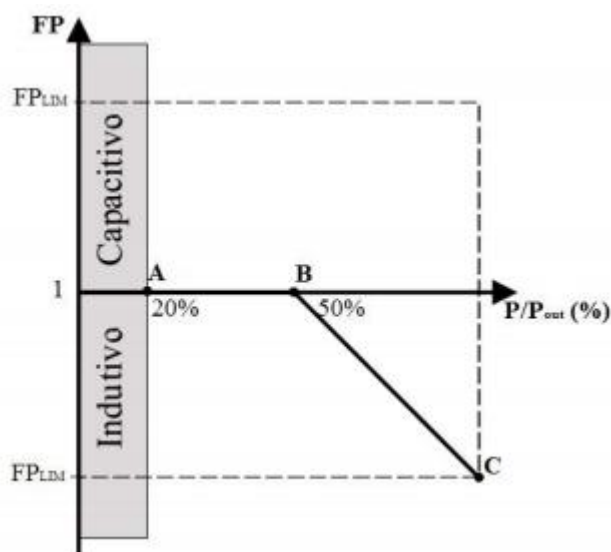
A respeito da elevação de tensão tipicamente comprovada pela geração fotovoltaica, todas as normas mencionadas determinam que a regulação da tensão por parte das unidades deve ser feita através da absorção de energia reativa, que pode ser feito a partir do ajuste do fator de potência do inversor (ALVES, 2017).

A norma estabelece que a injeção de potência reativa a rede pode se iniciar quando a potência nominal do inversor for superior a 20%. Para sistemas fotovoltaicos com potência nominal menor ou igual a 3 kW, O FP de potência deve vir ajustado de fábrica com FP igual a 1, não extrapolando a faixa de 0,98 indutivo e 0,98 capacitivo.

De acordo, com a NBR 16149, somente os sistemas fotovoltaicos acima da potência nominal de 3 kW podem participar da regulação, que são separados em dois grupos.

O primeiro grupo com capacidade de geração entre 3 kW e 6 kW, com FP ajustado em 1, mas podendo operar na faixa de 0,98 indutivo e 0,98 capacitivo, mas podendo ser ajustado através do seu inversor para valores de 0,95 indutivo e 0,95 capacitivo, como mostra a Figura 4.

Figura 4 - Curva do FP em função da potência ativa de saída do inversor

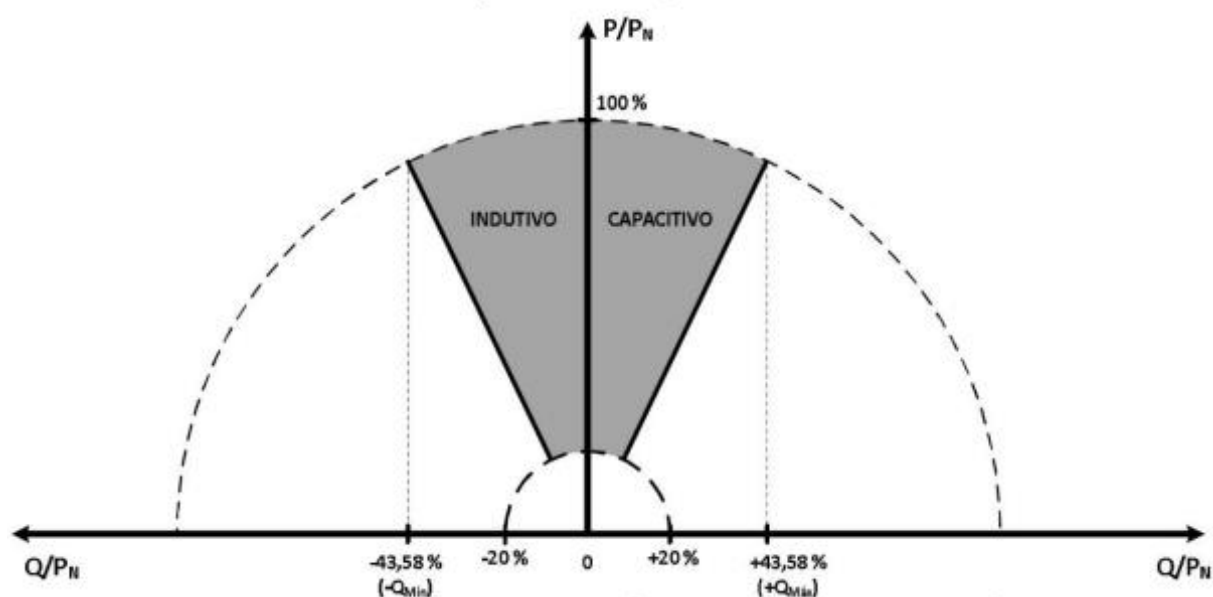


Fonte: ABNT adaptado por ALVES (2017, p. 47)

O funcionamento desta curva acontece apenas quando a tensão de ativação da rede ultrapassar os valores de 100% e 110% da tensão nominal, com valor padrão de fábrica ajustado de 104%. A desabilitação da curva só acontece quando a tensão de desativação da rede for atingida, que possui valores ajustável entre 90% e 100% da tensão nominal, com valor de fábrica ajustado em 100%.

O segundo grupo com capacidade de geração superior a 6 kW, este sistema fotovoltaico pode operar com FP ajustado em 1 ou as opções de operar de acordo com a Figura 4, com FP ajustável de 0,90 indutivo até 0,90 capacitivo e operar com o controle da potência reativa (VAr), conforme Figura 5.

Figura 5 - Limites operacionais de injeção/demanda de potência reativa para sistemas com potência nominal superior a 6 kW



Por fim esta NBR diz que:

O tipo e os ajustes do controle do FP e injeção/demanda de potência reativa devem ser determinados pelas condições da rede e definidos individualmente pelo operador da rede e fornecidos junto com a permissão de acesso. Os tipos de controle podem ser: a) Potência reativa fixa; b) Controle externo (ABNT, 2013).

2.4 Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – Módulo 8

O Módulo 8 do Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST) é o módulo responsável por estabelecer as condições necessárias para que a qualidade da energia elétrica no sistema elétrico nacional.

O PRODIST estabelece que para a tensão em regime permanente, os limites de variação de tensão para operações com tensão nominal inferior a 230 kV, deve-se manter nos patamares de 95% (noventa e cinco por cento) e 105% (cento e cinco por cento). Toda a verificação e acompanhamento do sistema de distribuição deve ser de responsabilidade da distribuidora local

A avaliação dos níveis de tensão deve acontecer na conexão à rede de distribuição, conexão das unidades consumidoras e as conexões entre distribuidoras.

3 IMPLEMENTAÇÃO COMPUTACIONAL

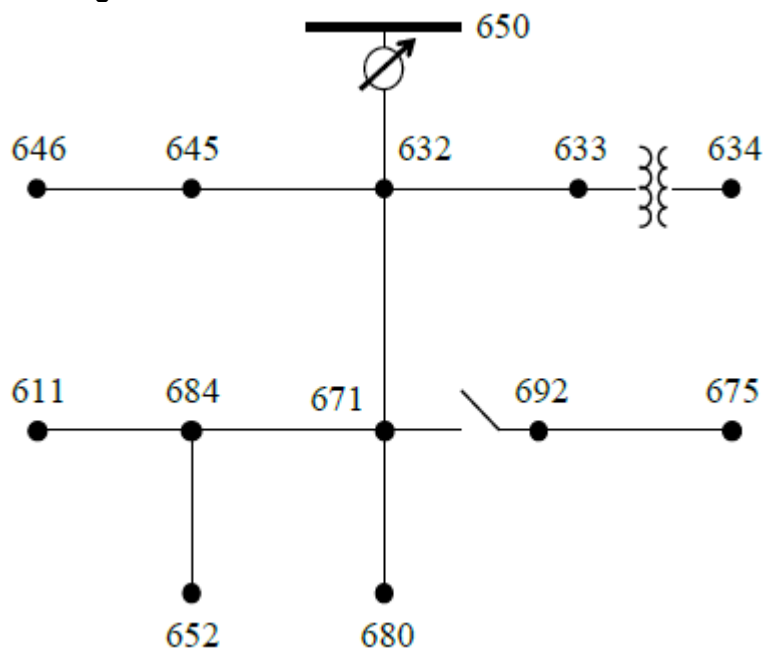
Conforme foi discutido no capítulo anterior, onde foi apresentado as normas que regulamentam o assunto de gerações distribuídas fotovoltaicas e formas de mitigar a elevação de tensão que elas causam em uma rede de distribuição de energia elétrica. A próxima etapa do estudo é avaliar através de uma implementação computacional realizada pelo *software* OpenDSS quais são os impactos que a geração distribuída na forma de minigeradores fotovoltaicos causam em uma rede de distribuição de energia elétrica realística.

Para tanto, o sistema-teste escolhido para a simulação dos cenários foi o IEEE 13 barras criado em 1992 e aprovado pelo subcomitê DSA durante o *PES Summer Meeting* de 2000. Na sequência serão descritas todas as informações desse sistema-teste e as adaptações efetuadas para o presente estudo de trabalho de conclusão de curso.

3.1 Rede teste ieee 13 barras

O sistema-teste IEEE 13 barras apresenta topografia radial com linhas trifásicas aéreas e subterrâneas, ramais monofásicas, bifásicos e trifásicos, um regulador de tensão conectado em estrela, 2 transformadores, 2 bancos de capacitores *shunt* e cargas desbalanceadas, sendo que uma delas é distribuída ao longo dos nós elétricos do sistema de distribuição. Esse sistema de teste, apesar de ser considerado pequeno, é uma boa forma de verificar os testes propostos neste trabalho. Destaca-se que tensão de entrada na subestação alimentadora é de 115 kV sendo a mesma rebaixada para 4,16 kV alimentando o sistema (KERSTING, 2000). O diagrama unifilar ilustrado na Figura 6, apresenta os nós elétricos desse sistema de distribuição com suas respectivas numerações padronizadas.

Figura 6 - Sistema-teste IEEE 13 barras.



Fonte: KERSTING (2000, p. 3)

3.1.1 Adaptações realizadas

A rede teste 13 barras possui um número pequeno de barras, no entanto, é muito utilizada para análises de sistema de distribuição de energia elétrica. Sendo assim, para a implementação da simulação neste trabalho de conclusão de curso, algumas modificações foram efetuadas no sistema com o intuito de simplificar a elevada quantidade de parâmetros que poderiam ser analisados como variáveis de estudo, tendo em vista, que o objetivo deste trabalho é efetuar a análise de variação apenas na variável tensão do sistema. Portanto, para se verificar melhor como sistema se comporta retirou-se o transformador que conectava-se entre a barra 633 e 634, colocado uma linha com o mesmo código de linha da linha entre a barra 632 e 633 na metade da distância destas barras. Por conseguinte, foi excluída a chave seccionadora que se encontrava entre as barras 671 e 692 e utilizou-se a metade da distância que se tem entre a barra 692 e 675 para reduzir a impedância equivalente deste trecho. Por fim, foi desabilitado os bancos de capacitores shunt existente. O sistema com as adaptações feitas é ilustrado no diagrama unifilar da Figura 7.

Figura 7 - Sistema-teste 13 barras adaptado



Fonte: Adaptado de KERSTING (2000, p. 3)

3.1.2 Característica do Transformador

O sistema-teste com as adaptações realizadas, possui um transformador trifásico, com potência nominal aparente de 5 MVA cujos dados nominais podem ser vistos na Tabela 1.

Tabela 1 - Características do Transformador

Transformador	Barra 1	Barra 2	kVA	kV primário	kV secundário	r(%)	x(%)
Subestação	SourceBus	650	5000	115-Delta	4.16 de linha-Estrela aterrado	1	8

Fonte: Adaptado de KERSTING (2000, p. 4)

3.1.3 Característica do Regulador de Tensão

O sistema escolhido possui um regulador de tensão trifásico conectado em estrela aterrado que está localizado entre as barras 650 e 632. A Tabela 2 apresenta suas características nominais.

Tabela 2 - Características do Regulador de Tensão

Regulador de Tensão			
Barras de instalação	650-632		
Tensão (kV)	2.4 - Estrela Aterrada		
Sequência de fase	A B C		
Potência (kVA)	1666,67		
Largura da faixa (V)	2		
Relação TP	20		
Relação TC	700		
Ajustes do compensador	Fase A	Fase B	Fase C
r (pu)	3	3	3
x (pu)	9	9	9
Nível de tensão (V)	122	122	122

Fonte: Adaptado de KERSTING (2000, p. 4)

3.1.4 Características dos Cabos de Rede e da Linha

A Tabela 3 apresenta as características nominais das linhas de distribuição áreas e subterrâneas do sistema-teste apresentado, considerando redes de distribuição trifásicas, bifásica e monofásica de média tensão. Já a Tabela 4 mostra as distâncias das linhas existentes, estabelecendo as barras que estão conectadas e o código de linha que será abordado no Apêndice A - 1.1.

Tabela 3 - Características dos Cabos de Rede

Código de linha	Frequência (Hz)	Faseamento	Condutor da Fase	Condutor do Neutro
mtx601	60	B A C N	556, 500 26/7 ACSR	4/0 6/1 ACSR
mtx602	60	C A B N	4/0 6/1 ACSR	4/0 6/1 ACSR
mtx603	60	C B N	1/0 ACSR	1/0 ACSR
mtx604	60	A C N	1/0 ACSR	1/0 ACSR
mtx605	60	C N	1/0 ACSR	1/0 ACSR
mtx606	60	A B C N	250, 000 AA, CN	Não
mtx607	60	A N	1/0 AA, TS	1/0 Cu

Fonte: Adaptado de KERSTING (2000, p. 3)

Tabela 4 - Características da Linha

Barra 1	Barra 2	Linha	Comprimento (km)	Código de linha
650	632	650632	0,6096	mtx601
632	670	632670	0,2033	mtx601
670	671	670671	0,4063	mtx601
671	680	671680	0,3048	mtx601

(continua)

Tabela 4 - Características da Linha

Barra 1	Barra 2	Linha	Comprimento (km)	Código de linha
632	633	632633	0,1524	mtx602
632	645	632645	0,1524	mtx603
645	646	645646	0,0914	mtx603
692	675	692675	0,1524	mtx606
671	684	671684	0,0914	mtx604
684	611	684611	0,0914	mtx605
684	652	684652	0,2438	mtx607
671	692	671692	0,0762	mtx606
633	634	633634	0,0762	mtx602

Fonte: Adaptado de KERSTING (2000, p. 4)

3.1.5 Características das Cargas

As cargas encontradas no sistema-teste do IEEE de 13 barras, são do tipo concentradas e também algumas são distribuídas ao longo dos nós elétricos da rede de distribuição. Os modelos presentes são conectados em delta ou estrela, podendo ser do tipo com corrente constante, impedância constante ou carga $P+jQ$ constante, instaladas em média tensão. A Tabela 5 apresenta como as cargas estão conectadas nas barras, o modelo utilizado, a sua potência consumida e as fases que elas estão inseridas.

Tabela 5 - Características das Cargas

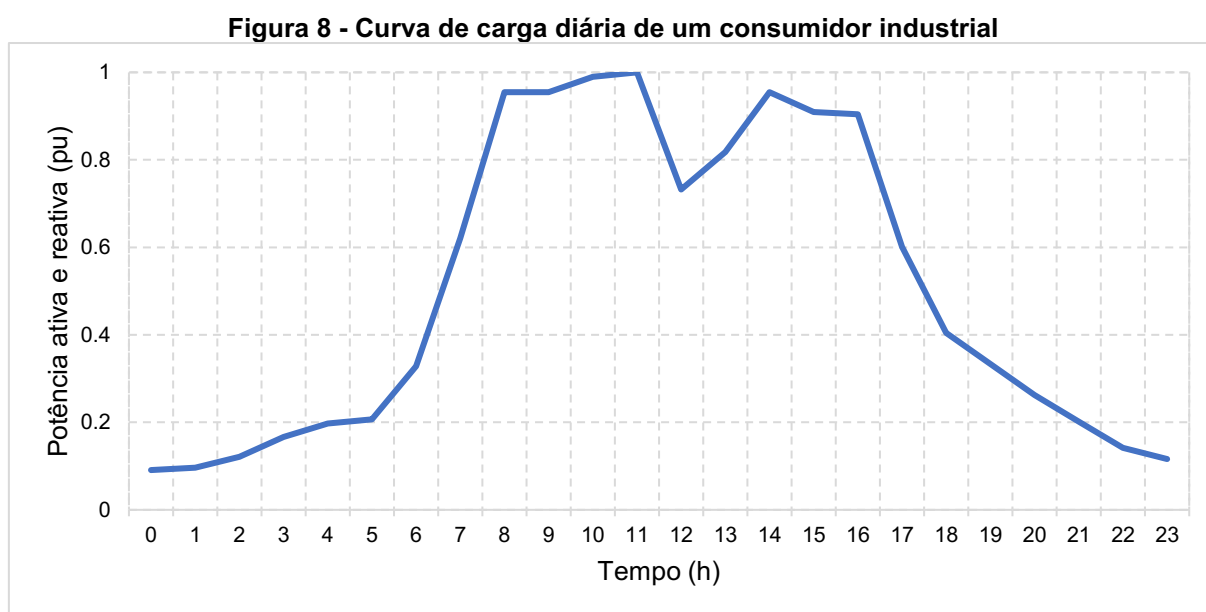
Barra	Conexão e modelo da carga	Fase A		Fase B		Fase C	
		kW	kVAr	kW	kVAr	kW	kVAr
611	Estrela – Corrente Constante	0	0	0	0	170	80
634	Estrela - $P+jQ$ Constante	160	110	120	90	120	90
645	Estrela - $P+jQ$ Constante	0	0	170	125	0	0
646	Delta – Impedância Constante	0	0	230	132	0	0
652	Estrela – Impedância Constante	128	86	0	0	0	0
632-671	Estrela - $P+jQ$ Constante	17	10	66	38	117	68
671	Delta – $P+jQ$ Constante	385	220	385	220	385	220
675	Estrela - $P+jQ$ Constante	485	190	68	60	290	212
692	Delta – Corrente Constante	0	0	0	0	170	151

Fonte: Adaptado de KERSTING (2000, p. 4)

O trecho 632-671 é o ponto de carga concentrado da carga distribuída entre as barras 632 e 671, localizada a 1/3 da distância do nó 632.

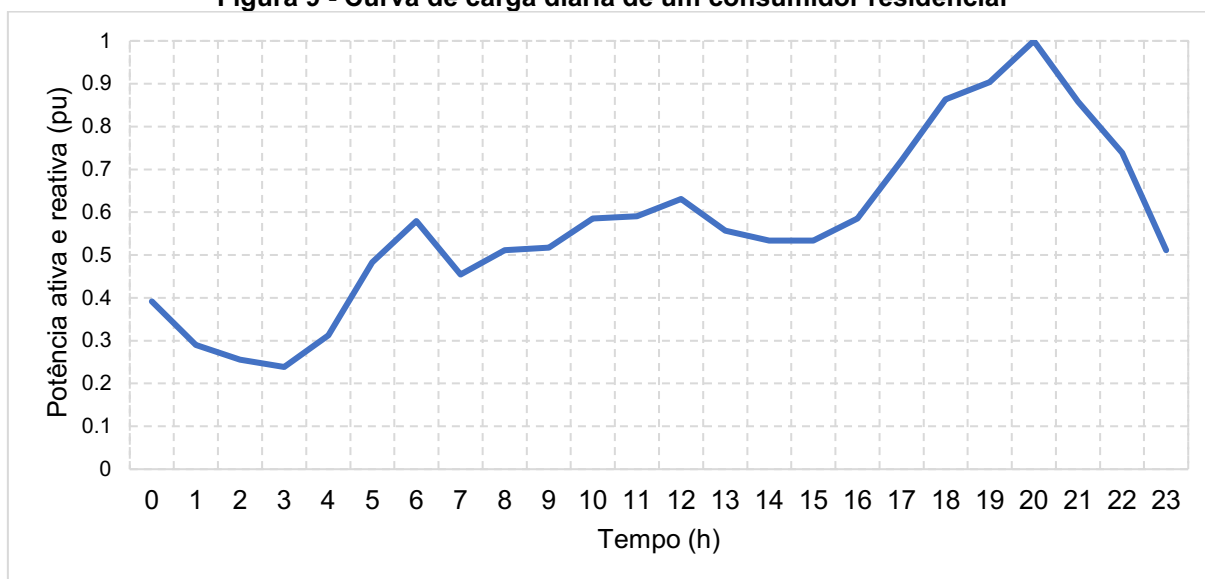
3.1.6 Curva de Carga

As curvas de carga utilizadas neste trabalho representam o consumo de energia elétrica para dois diferentes grupos de consumidor (industrial e residencial), com resolução de tempo de 1 hora, configurado para a carga de 1 pu para a maior demanda do dia das cargas estabelecidas anteriormente. O modo de realização do fluxo de potência é o diário que está estabelecido com 24 pontos em intervalos de 1 hora. Estes grupos de consumidores de energia podem ser vistos nas figuras abaixo, sendo a Figura 8 a curva de carga de consumo de energia para os consumidores industriais e a Figura 9 representa a curva de consumo de energia para os consumidores residenciais (RADATZ, 2015, p. 99). Estas curvas são encontradas dentro das pastas do *software* OpenDSS, ou seja, são padronizadas pelo próprio *software*.



Fonte: Adaptado de RADATZ (2015, p. 99)

Figura 9 - Curva de carga diária de um consumidor residencial



Fonte: Adaptado de RADATZ (2015, p. 99)

As cargas conectadas as barras descritas anteriormente, são distribuídas entre o tipo industrial e residencial. Nas barras possuem vários consumidores residenciais e industriais conectados, a Tabela 6 a seguir, representa as configurações utilizadas neste trabalho.

Tabela 6 - Característica da carga pelo consumo

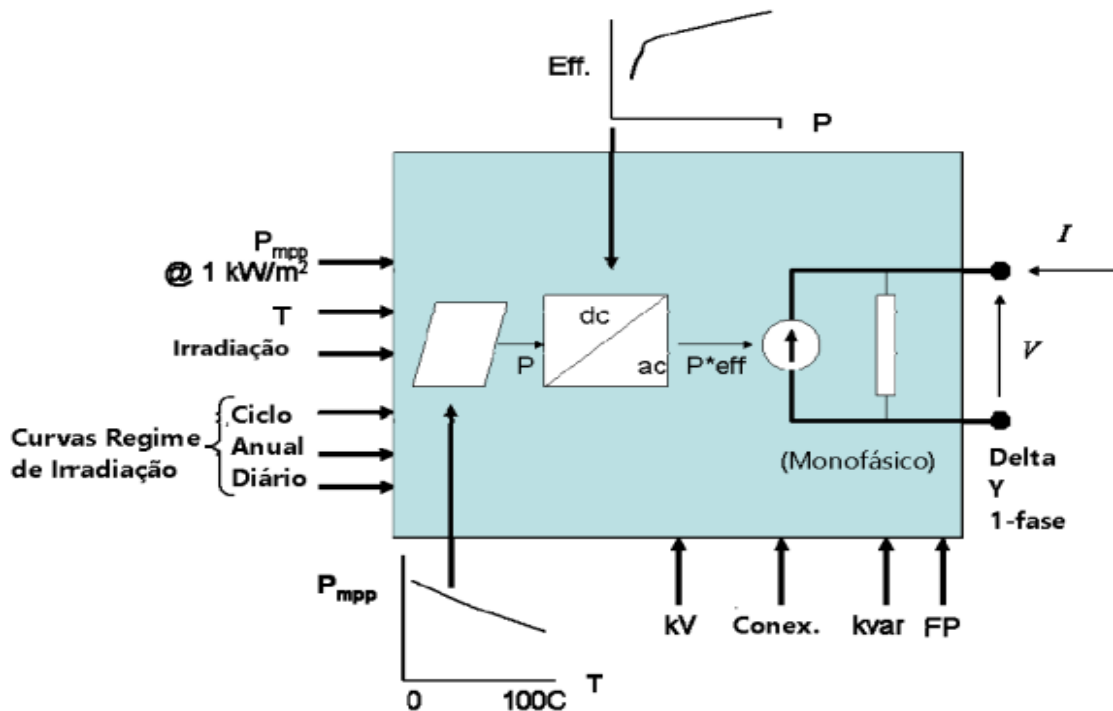
Carga conectada a Barra	Curva de carga
611	Residencial
634	Residencial
645	Residencial
646	Residencial
632-671	Residencial
671	Industrial
675	Residencial
692	Residencial

Fonte: Adaptado de RADATZ (2015, p. 99)

3.2 Sistema fotovoltaico

A Figura 10 representa o modelo de um sistema fotovoltaico utilizado no *software* OpenDSS, ele é capaz de simular intervalos de tempo de até 1 segundo, seguindo um regime diário, anual ou ciclo. Na simulação executada no presente estudo, optou-se por utilizar intervalos de tempo de 1 hora em regime diário.

Figura 10 - Modelo de sistema fotovoltaico



Fonte: EPRI adaptado por PINTO, BARBOSA e SILVA (2016, p. 3)

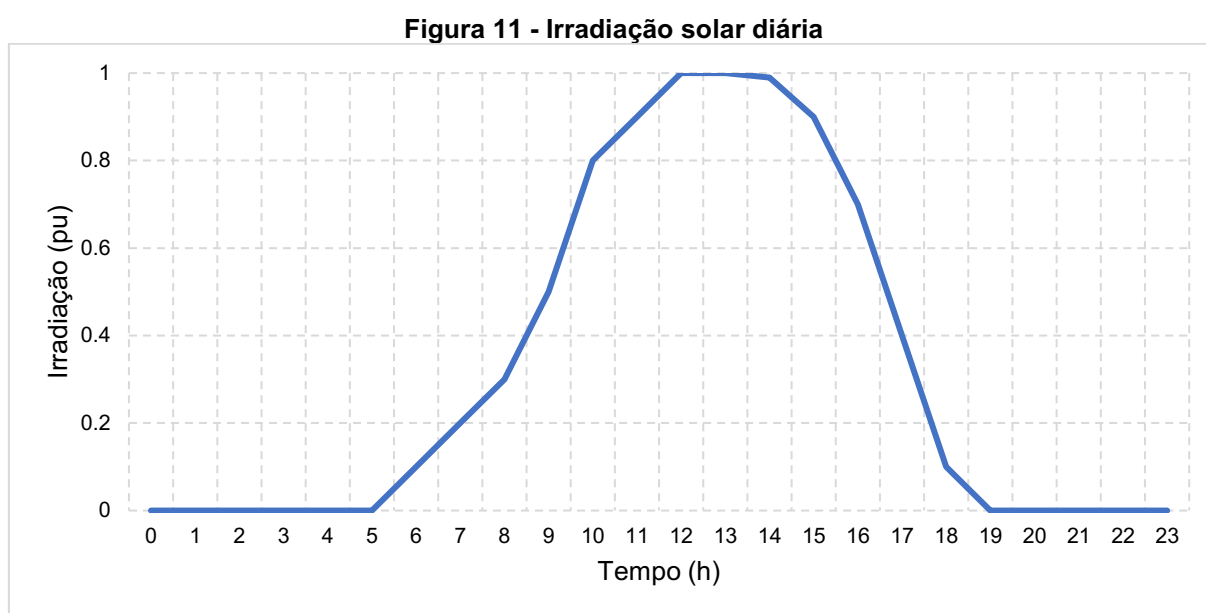
A potência de saída do sistema fotovoltaico é representada pela curva da irradiância, temperatura, eficiência do conversor, tensão da rede, e o P_{mpp} que é a potência nominal do painel no ponto de máxima potência. O P_{mpp} é estabelecido com valor de temperatura de 25 °C com uma irradiância de 1kW/m². A equação da potência de saída ($P_{saída}(t)$) no instante de tempo t , está representada na Equação 1.

$$P_{saída}(t) = P(t) \times eff(P_{saída}(t)) \quad (1)$$

Onde, $eff(P_{saída}(t))$ é a eficiência do inversor para uma dada potência de saída. E, o $P(t)$ é a potência DC gerada pelo painel, configurado com base na multiplicação entre o P_{mpp} nominal, irradiância nominal, curva de temperatura no tempo e irradiância no tempo escolhido.

A modelagem do sistema fotovoltaico no OpenDSS tem como elemento declarado PVSystem, para sua devida operação são estabelecidas quatro condições, são elas (EPRI, 2020):

- *MyIrrad*: Curva diária de irradiação sobre o sistema fotovoltaico, com 24 pontos, com intervalos de 1 hora, descrito na Figura 11.
- *MyTemp*: Curva diária de temperatura, com 24 pontos, com intervalos de 1 hora.
- *P-TCurve*: Curva do fator de correção, sua unidade está definida para um, com a temperatura e Pmpp nominais, com a medida da alteração da temperatura e mudança do Pmpp.
- *EffCurve*: Curva de eficiência do inversor.



Fonte: Adaptado de EPRI (2020, p. 4)

O modelo PV System utiliza o objeto *XYCurve* para caracterizar o painel fotovoltaico e o inversor, apresentado em (EPRI, 2020):

- *MyPvsT*: Curva que descreve o Pmpp em função da temperatura, considerando unitário para a temperatura de 25°C.
- *MyEff*: Curva que descreve a eficiência do inversor em função da potência ativa fornecida.

A Figura 12 representa o código de um PVSystem no *software* OpenDSS, com as condições e objetos escolhidos. Tomou-se como exemplo para a representação de um sistema fotovoltaico descrito no *software*, os valores de 0.480 kV para a tensão, onde é conectado a uma barra denominada barra_PV, com potência nominal do inversor de 480 kVA, um Pmpp que é a potência nominal do painel de 400 kWp, a

temperatura e a irradiação de base, são 25°C e 0.98 kW/m² e com um fator de potência unitário.

As condições e objetos serão utilizados nos sistemas fotovoltaicos nos cenários posteriores.

Figura 12 - Código PVSystem

```
New XYCurve.MyPvsT npts=4 xarray=[0 25 75 100] yarray=[1.2 1.0 0.8 0.6]

New XYCurve.MyEff npts=4 xarray=[.1 .2 .4 1.0] yarray=[.86 .9 .93 .97]

New Loadshape.MyIrrad npts=24 interval=1 mult=[0 0 0 0 0 .1 .2 .3 .5 .8 .9 1.0 1.0 .99 .9 .7 .4
.1 0 0 0 0 0]

New Tshape.MyTemp npts=24 interval=1 temp=[25, 25, 25, 25, 25, 25, 25, 25, 25, 35, 40, 45, 50 60 60
55 40 35 30 25 25 25 25 25]

// PV definição

New PVSystem.PV phases=3 bus1=barra_PV kV=0.48 kVA=480 irrads=.98 Pmpp=400
temperature=25 PF=1
~ %cutin=0.1 %cutout=0.1 effcurve=Myeff P-TCurve=MyPvsT Daily=MyIrrad
~ TDaily=MyTemp
```

Fonte: Adaptado de EPRI (2020)

Os parâmetros %cutin e %cutout são estabelecidos através da NBR 16149.

Outros parâmetros podem ser encontrados no elemento PVSystem. A seguir no Quadro 1 apresentam-se todos os tipos de parâmetros que definem este elemento.

Quadro 1 - Parâmetros do elemento PVSystem

Parâmetro	Descrição
Phases	número de fases conectado
bus1	nome da barra conectada
Conn	modelo de conexão do sistema (Delta ou Estrela)
kV	tensão nominal CA em kV
kVA	Potência nominal do inversor
Irrad	irradiação nominal de base do inversor
Pmpp	Potência nominal no ponto de máxima potencia
Temperature	Temperatura de base
PF	Fator de potência
Effcurve	Curva de eficiência por potência
P-Tcurve	Potência por temperatura
Daily	Curva da irradiação durante o dia
Tdaily	Curva da temperatura durante o dia
kVArLimit	Limite da injeção de potência reativa
%cutin	Condição em que o inversor começa a operar quando a potência CC é menor que % da potência nominal do inversor
%cutout	Condição em que o inversor para de operar quando a potência CC é menor que % da potência nominal do inversor
VArFollowInverter	Com base nos limites de %cutin e %cutout há a possibilidade da utilização do inversor no período da noite

Fonte: Adaptado de OpenDSS (2021)

4 SIMULAÇÃO DO SISTEMA-TESTE IEEE 13 BARRAS ADAPTADO NO OPENDSS

Com todas as definições do sistema-teste IEEE 13 barras incluindo as alterações necessárias, foi possível estudar o comportamento da tensão da rede de distribuição de energia elétrica de média tensão com diferentes cenários de conexão de minigeradores fotovoltaicos.

4.1 Definição dos cenários de operação

A primeira etapa para a conexão das unidades minigeradoras fotovoltaicas no sistema-teste em estudo foi a definição de cenários escolhidos. Essa definição tem por base números reais relativos a quantidades de consumidores que geram energia para a rede em valores percentuais.

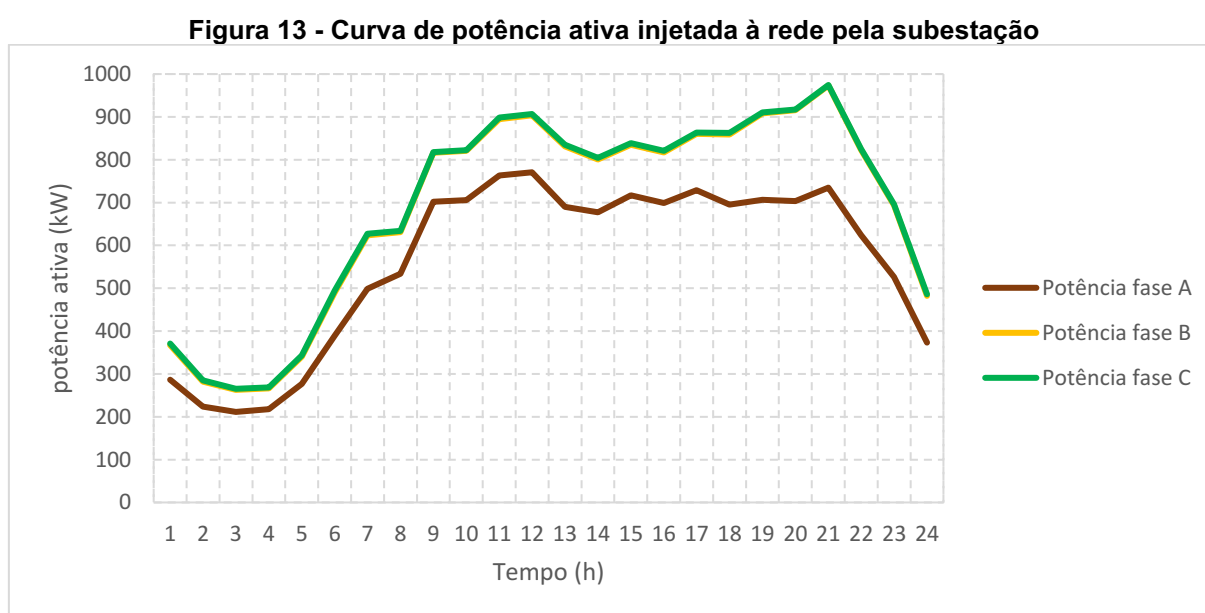
Apesar de a geração de energia solar fotovoltaica no Brasil ter aumentando 187,1 % de 2019 para 2020 através da micro e minigeração distribuída fechando o ano de 2020 com potência instalada de 4.635 GW, mas ainda a energia solar como um todo no Brasil representou apenas 1,9% da potência instalada da matriz elétrica do país (EPE, 2021), sendo baixo o percentual de moradias com instalação de sistema fotovoltaico. Portanto, para que seja possível uma melhor visualização do comportamento da tensão da rede devido a conexão de sistema fotovoltaico, decidiu-se escolher os cenários reais de instalações fotovoltaicas de sistema fotovoltaico australiano. A Austrália é um dos países onde se possui o maior índice de domicílios com instalações de sistemas fotovoltaicas.

Então para que seja feito o estudo, foram estipulados 4 cenários para simulação, considerando o percentual de moradias que possuem sistema fotovoltaico e domicílios total (APVI, 2021), são eles:

- a) Menor porcentagem dos 8 estados da Austrália: 17,10 %
- b) Porcentagem média dos 8 estados da Austrália: 28,84 %
- c) Maior porcentagem dos 8 estados da Austrália: 41,20 %
- d) Maior valor de uma região da Austrália (código postal): 97,00 %

4.1.1 Método para inserção dos sistemas fotovoltaicos

Analisando as cargas durante o dia, seguindo as curvas de carga industrial e cargas residenciais estipuladas anteriormente, verificou-se que o consumo de energia elétrica medida em kWh durante as 24 horas do dia foi de 45.504 kWh, sem considerar as perdas das linhas, a Figura 13 representa a saída de Potência Ativa da Subestação, considerando as energias das cargas e as perdas do sistema.



Fonte: Autoria própria (2021)

Então para que seja realizado a conexão dos minigeradores fotovoltaicos, utilizou-se uma adaptação da Equação 2 (CEPEL, 2014, p. 232) para determinar as potências de minigerações fotovoltaicas para cada cenário e a Equação 3 para estipular quantas barras serão utilizadas para a conexão.

$$P_{FV} = \left(\frac{\text{Consumo}_{total} \times \text{Porcentagem}_{do_cenário}}{\text{Índice}_{solarimétrico} \times \text{Taxa}_{de_desempenho}} \right) \quad (2)$$

$$n^{\circ}_{Barras} = \text{Porcentagem}_{do_cenário} \times 13 \quad (3)$$

onde,

- Consumo_{total} = Consumo em kWh de todas as cargas durante o dia.
- $\text{Porcentagem}_{do_cenário}$ = Valor em % do cenário estipulado.

- *Índice_solarimétrico*= A média anual do índice solarimétrico para a região do Paraná é de 4,69 kWh/m²/dia (ATLAS SOLAR, 2021).
- *Taxa_de_desempenho*=é a performance do sistema, usado pela relação entre o desempenho real e um desempenho máximo possível. No método escolhido foi utilizado 0,8.
- P_{FV} = Potência de geração de energia através dos sistemas fotovoltaicos
- n°_{Barras} = Número de barras gerando energia através dos sistemas fotovoltaicos.

Cada cenário terá descrito quais barras serão alocados os sistemas fotovoltaicos, as potências de cada sistema fotovoltaico e demonstrará quais as tensões mínimas e máximas do sistema.

4.2 Nível de tensão sem conexão de geração distribuída através dos sistemas fotovoltaicos

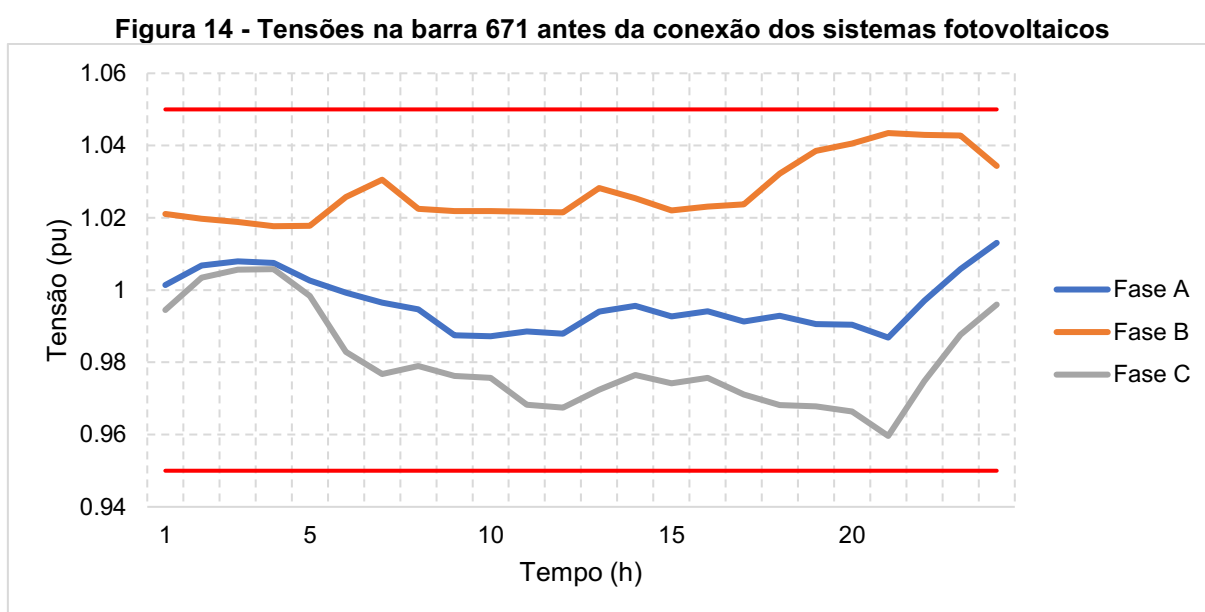
Como caso de referência, utiliza-se o cenário no qual os consumidores não geram energia a partir de sistemas fotovoltaicos. Deste modo, este primeiro cenário estabelece que a rede de distribuição possui apenas injeção de energia elétrica proveniente da subestação do sistema.

A tensão de saída da subestação está configurada para 1,00 p.u., portanto através dos elementos especificados e as curvas de carga, foi simulado o sistema sem a conexão dos sistemas fotovoltaicos.

Após a verificação da simulação não foi visto nenhuma tensão ultrapassando os limites estabelecidos no PRODIST – Módulo 8, de 1,05 p.u. para máxima tensão e 0,95 p.u. para mínima tensão.

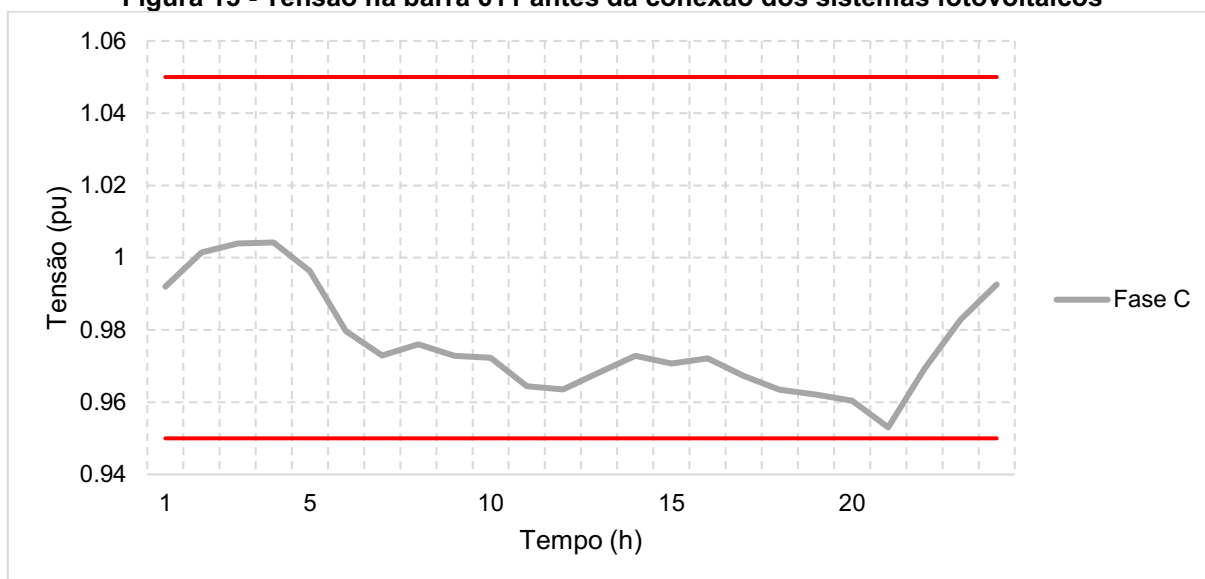
A máxima tensão encontrada foi na fase B na barra 671 as 21 horas com 1,043458 p.u., a Figura 14 apresenta o nível de tensão da barra 671 durante o dia. A mínima tensão vista foi na fase C da barra 611 as 21 horas com 0,953 p.u., a Figura 15 demonstra a curva diária do nível da tensão desta barra, na fase C. No Apêndice B está demonstrado todos os níveis de tensões apresentados pelas barras do sistema durante todo o período de 24 horas, com exceção da barra 650 que não apresenta uma significativa variação de tensão durante o dia, por estar próxima a subestação.

Pode-se observar que após o horário de ponta das cargas residenciais, o qual é definido entre o horário de 18 horas até as 21 horas, os níveis de tensões começam a subir devido a consumo de energia elétrica estar diminuindo, tanto na parte industrial com na comercial. A máxima tensão encontrada na fase B da barra 671 as 21 horas, ocorre devido a mudança do regulador de tensão e também pela barra estar conectada uma carga industrial, tendo sua curva de carga neste momento estar com um nível baixo, outro fato que pode estar colaborando para esta elevação é que as cargas a jusante desta barra, estão consumindo pouca potência da fase B, comparada a fase A e C. O Apêndice A – 1.2 apresenta-se todas as tensões das barras do sistema antes das conexões dos sistemas fotovoltaicos.



Fonte: Autoria própria (2021)

Figura 15 - Tensão na barra 611 antes da conexão dos sistemas fotovoltaicos



Fonte: Autoria própria (2021)

Neste cenário a potência está fluindo da subestação para as outras barras da rede. Em outros cenários abordados isso pode não acontecer, tendo em vista o fato de que terá a presença de geradores fotovoltaicos.

4.3 Cenário com 17,10 % de geração fotovoltaica

Como o consumo de energia diário é de 45.504 kWh, o conjunto de sistemas fotovoltaicos para este cenário terá uma potência de:

$$P_{FV} = \frac{45.504 \times 0,171}{4,69 \times 0,8} = 2.073,88 \text{ kWp}$$

Para um melhor balanceamento, o P_{FV} será de 2.000 kWp, representando 16,49 % do consumo total das cargas.

O número de barras que participará da minigeração fotovoltaica:

$$n^{\circ}_{barras} = 13 \times 0,17 \cong 2,22$$

Definida a potência nominal do FV e a quantidade de unidades geradoras, a próxima etapa é definir onde elas vão ser inseridas. Como escolha será dividido em 2 barras descritas na Tabela 7.

Tabela 7 - Unidades FV inserida na rede no cenário de 17,10 % da demanda das cargas

Barra	Potência nominal FV (kWp)	Fases conectadas
675	1.000	ABC
680	1.000	ABC

Fonte: Autoria própria (2021)

Portanto, cada barra terá um FV trifásico de potência nominal de 1.000 kW, com características estabelecidas na Tabela 8.

Tabela 8 - Características do FV de 1.000 kW

Tensão Nominal	480 V
Potência Nominal no ponto de máxima potência do painel	1.000 kW
Potência Aparente Nominal do Inversor	1.200 kVA
Fator de Potência	1
Temperatura de base	25 °C
Irradiação de base	0,98 kW/m ²

Fonte: Autoria própria (2021)

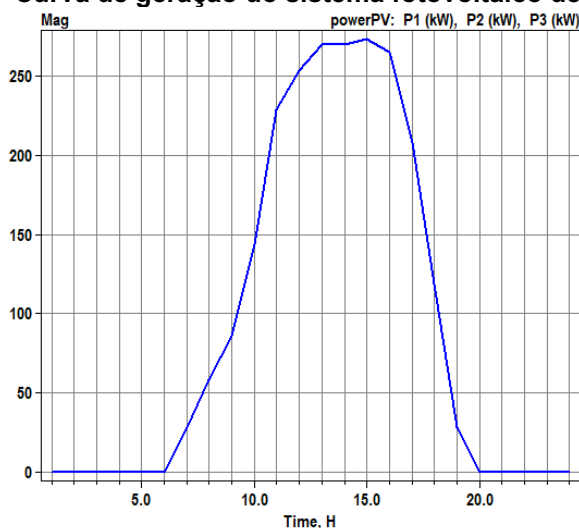
Para que este sistema fotovoltaico possa ser conectado à rede de distribuição de média tensão de 4,16 kV é preciso um transformador elevador de tensão. A Tabela 9 estabelece os dados nominais do Transformador utilizado.

Tabela 9 - Características do Transformador Trifásico Elevador

Tensão Nominal	480 V - 4,16 kV
Potência Aparente Nominal	1.500 kVA
Modelo de conexão	Estrela-Estrela
Reatância entre Bobinas	0,0575 p.u.
Perdas em Vazio	0,005 p.u.
Perdas no Cobre	0,010 p.u.

Fonte: Autoria própria (2021)

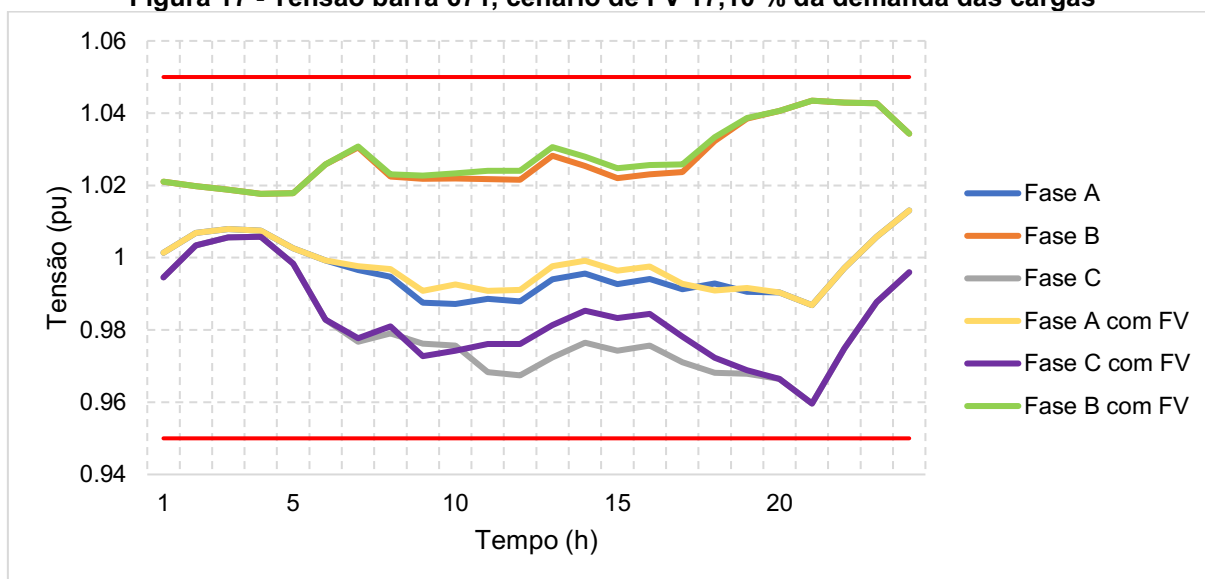
Após a conexão do sistema fotovoltaico, seguindo os parâmetros do PVSystem estipulados anteriormente, verificou-se uma curva de geração do FV mostrada na Figura 16, como o inversor está gerando energia de forma balanceada entre as três fases, as curvas de cada fase estão sobrepostas.

Figura 16 - Curva de geração do sistema fotovoltaico de 1.000 kWp

Fonte: OpenDSS (2021)

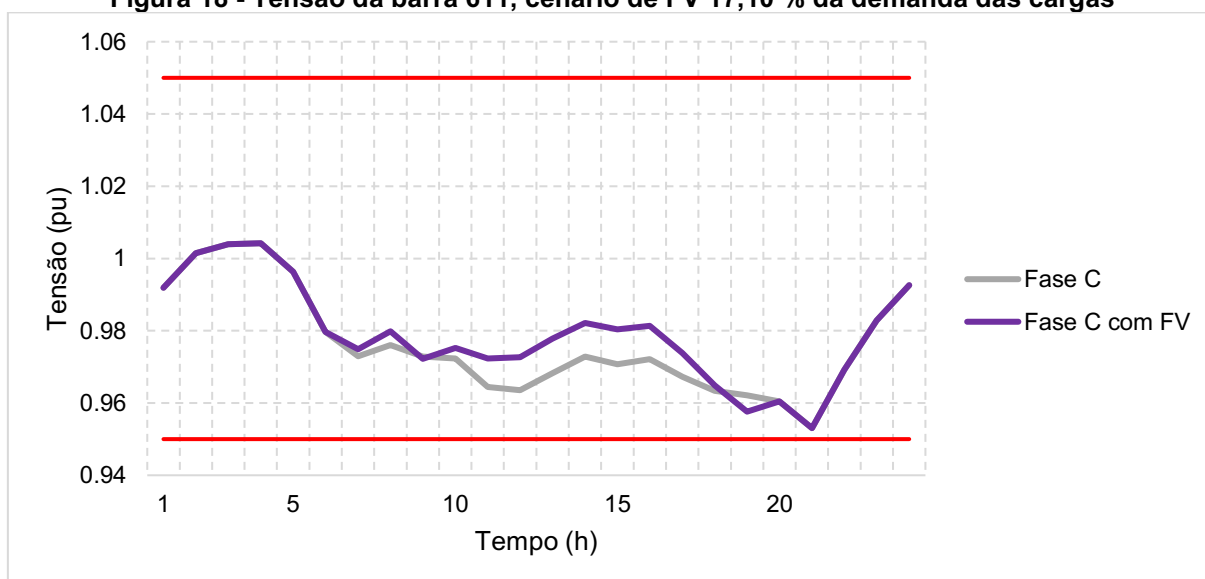
Verificando o comportamento da tensão da rede com a inserção dos sistemas fotovoltaicos nas barras 680 e 675, pode-se notar que a tensão máxima e mínima em todo o sistema continua sendo aquela da barra 671, fase B, e a da barra 611, fase C, respectivamente. Mas com a geração de energia solar proveniente dos sistemas fotovoltaicos, pode-se verificar um aumento da tensão durante o período de irradiação solar, a Figura 17 descreve a tensão nas três fases da barra 671, antes da inserção do FV e após. Já a Figura 18 apresenta a tensão na barra 611 durante o período de 24 horas, antes e após a inserção do FV. No Apêndice A – 1.2 estão estabelecidas todas as tensões das barras do sistema para este cenário.

Figura 17 - Tensão barra 671, cenário de FV 17,10 % da demanda das cargas



Fonte: Autoria própria (2021)

Figura 18 - Tensão da barra 611, cenário de FV 17,10 % da demanda das cargas



Fonte: Autoria própria (2021)

4.4 Cenário de 28,84 % de geração fotovoltaica

Para uma demanda de energia diária de 45.504 kWh, as unidades fotovoltaicas terão uma potência de:

$$P_{FV} = \frac{45.504 \times 0,2884}{4,69 \times 0,8} = 3.497,69 \text{ kWp}$$

Para um melhor balanceamento, o P_{FV} será de 3.500 kWp, representando 28,86 % da potência máxima consumida pelas cargas do sistema de distribuição.

O número de barras que participará da geração PV:

$$n^{\circ}_{barras} = 13 \times 0,2884 \cong 3,75$$

A distribuição de 3.500 kW de geração FV será dividido em 4 barras, sendo elas apresentadas na Tabela 10.

A barra 611 contará com FV monofásico cujos dados nominais estão apresentados na Tabela 11 e este sistema é conectado em um transformador elevador que se conecta à rede com as mesmas características apresentadas na Tabela 9, mudando apenas a potência nominal de 1.500 kVA para 750 kVA e com modelo de conexão padrão monofásico.

Tabela 10 - Unidades FV inseridas na rede no cenário de 28,84 % da demanda das cargas

Barra	Potência nominal FV (kWp)	Fase(s) conectada(s)
611	500	C
634	1.000	ABC
675	1.000	ABC
680	1.000	ABC

Fonte: Autoria própria (2021)

Tabela 11 - Características do FV de 500 kW

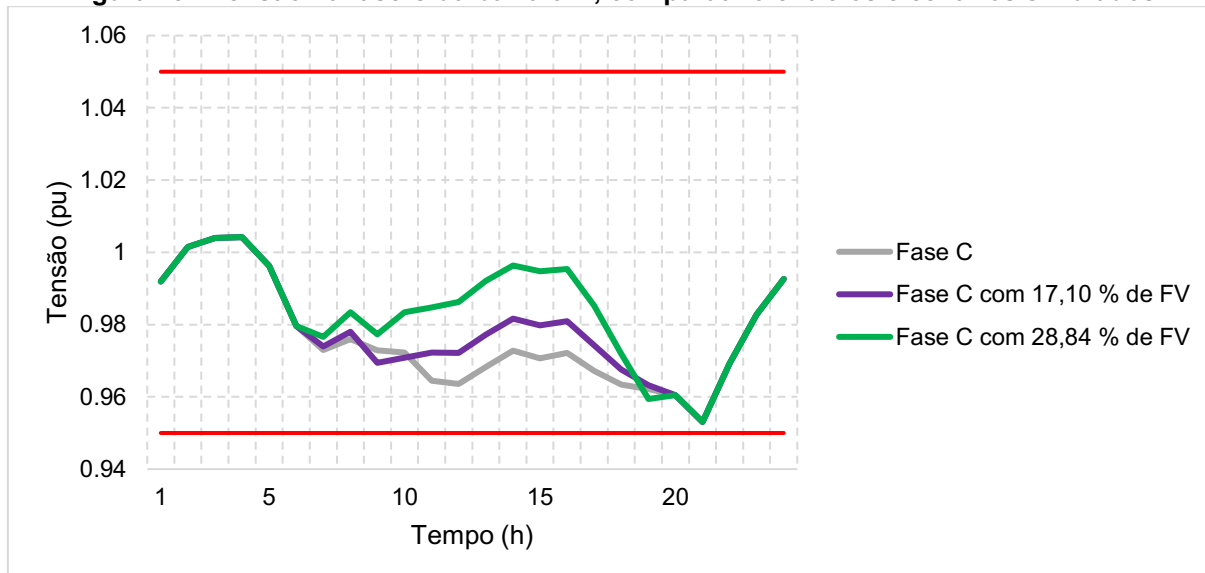
Tensão Nominal	277 V
Potência Nominal no ponto de máxima potência do painel	500 kW
Potência Aparente Nominal do Inversor	600 kVA
Fator de Potência	1
Temperatura de base	25 °C
Irradiação de base	0,98 kW/m ²

Fonte: Autoria própria (2021)

Com quase 28,86 % de geração através dos FVs, o sistema não apresentou nenhuma sobretensão, apenas a barra 611 que em alguns horários do dia apresenta um fluxo reverso da potência, pois o gerador conectado a barra é maior que o consumo da carga. Por apresentar os momentos mais críticos fora do período da curva de geração de energia elétrica através da energia solar, as tensões de mínima e máxima não se alteraram. A Figura 19 representa a tensão na barra 611, onde foi inserido um gerador fotovoltaico de 500kWp, esta barra apresenta a menor tensão do sistema por estar mais distante da subestação, observa-se que os sistemas fotovoltaicos estão auxiliando na estabilização dos níveis de tensão, elevando o nível de tensão durante o período de sol, onde é gerado potência ativa por meio dos

sistemas fotovoltaicos. As demais tensões das barras do sistema para este cenário estão presentes no Apêndice A - 1.2.

Figura 19 - Tensão na fase C da barra 611, comparativo entre os 3 cenários simulados



Fonte: Autoria própria (2021)

4.5 cenário de 41,20 % de geração fotovoltaica

Considerando que a demanda das cargas durante o dia é de 45.504 kWh, as unidades com sistema fotovoltaico conectados neste cenário terão uma potência de:

$$P_{FV} = \frac{45.504 \times 0,4120}{4,69 \times 0,8} = 4.996,70 \text{ kWp}$$

Para um melhor balanceamento, o P_{FV} será de 5.000 kWp, representando 41,23 % do consumo das cargas.

O número de barras que participará da geração PV:

$$n^{\circ}_{barras} = 13 \times 0,412 \cong 5,36$$

A distribuição de 5.000 kW de geração FV será dividido em 6 barras, definidas na Tabela 12.

Tabela 12 - Unidades FV inseridas na rede no cenário de 41,20 % da demanda das cargas (continua)

Barra	Potência nominal FV (kWp)	Fase(s) conectada(s)
611	500	C

Tabela 12 - Unidades FV inseridas na rede no cenário de 41,20 % da demanda das cargas (conclusão)

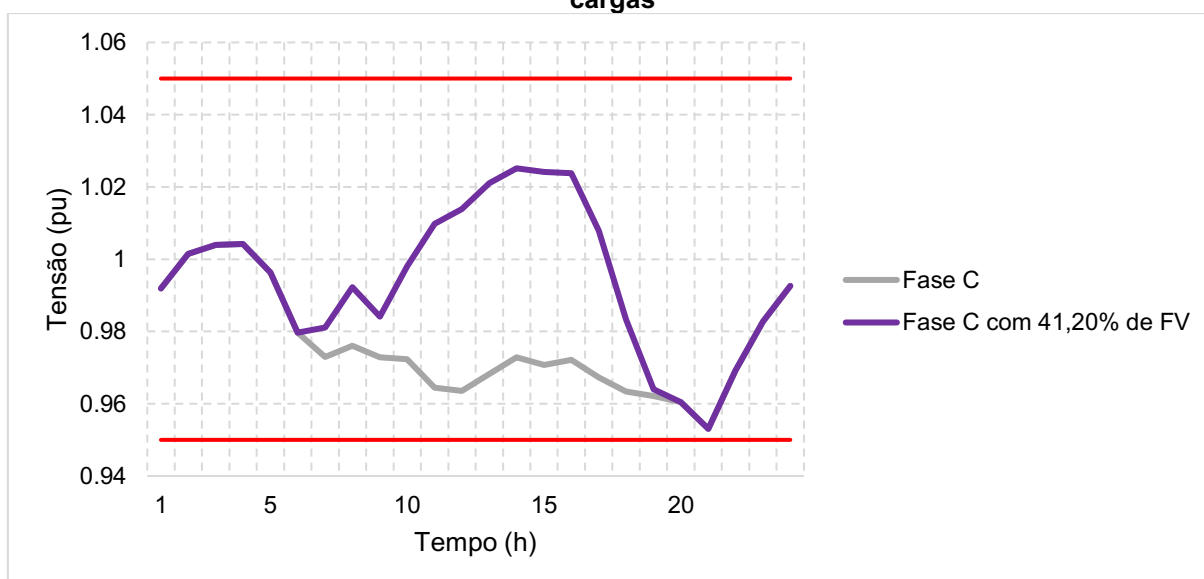
Barra	Potência nominal FV (kWp)	Fase(s) conectada(s)
634	1.000	ABC
652	500	A
671	1.000	ABC
675	1.000	ABC
680	1.000	ABC

Fonte: Autoria própria (2021)

Onde os sistemas fotovoltaicos trifásicos estão conectados nos transformadores trifásico e monofásico com potência nominal de 1.500 kVA e 750 kVA, respectivamente.

Pode-se ver que houve uma melhoria significativa na barra 611, no horário que se tem a maior geração de energia solar o aumento do perfil de tensão, isso pode apresentar boas melhoras a rede de distribuição, tanto com a diminuição de geração de energia pela distribuidora, como perdas nas linhas, entre outras vantagens. A tensão máxima encontrada nesta barra mudou-se, sendo antes de 1,00421 pu na fase C as 4 horas, para 1.025159 pu na fase C as 14 horas. A Figura 20, demonstra a curva de tensão da barra 611, antes e após a inserção de 41.20% do consumo das cargas através de minigeradores fotovoltaicos. Para este cenário foi descrito no Apêndice A - 1.2 as tensões das barras restantes do sistema.

Figura 20 - Tensão na fase C da barra 611 com o cenário de FV 41,20 % da demanda das cargas



Fonte: Autoria própria (2021)

4.6 cenário de 97,00 % de geração fotovoltaica

Como base na demanda diária das cargas igual a 45.504 kWh, os sistemas fotovoltaicos terão uma potência de:

$$P_{FV} = \frac{45.504 \times 0,97}{4,69 \times 0,8} = 11764,09 \text{ kWp}$$

Para um melhor balanceamento, o P_{FV} será de 11.500 kWp, representando 94,82 % do consumo das cargas.

O número de barras que participará da geração PV:

$$n^{\circ}_{barras} = 13 \times 0,97 \cong 12,61$$

A distribuição de 11.500 kWp de geração FV será dividido nas 12 barras, com características estabelecidas na Tabela 13.

Tabela 13 - Unidades FV inseridos na rede no cenário de 97,00 % da demanda das cargas

Barra	Potência nominal FV (kWp)	Fase(s) conectada(s)
611	500	C
632	1.000	ABC
633	1.000	ABC
634	1.000	ABC
645	500	CB
646	1.000	CB
652	500	A
671	1.500	ABC
675	1.500	ABC
680	1.000	ABC
684	1.000	AC
692	1.000	ABC

Fonte: Autoria própria (2021)

Os sistemas fotovoltaicos de potência nominal de 1.500 kWp possuem os dados nominais apresentados na Tabela 14 e será conectado a um transformador trifásico com características representadas por meio da Tabela 8, mudando apenas a potência nominal de 1.500 kVA para 2.250 kVA. Já os FVs bifásicos de 1.000 kWp possuem os dados nominais iguais aqueles apresentados na Tabela 8, mudando apenas o modelo de conexão bifásico, destaca-se que estes FV's bifásicos conectam-se a um transformador bifásico de potência nominal de 1.500 kVA com características nominais mostradas na Tabela 9, mudando apenas a forma de conexão de estrela-

estrela para o modelo bifásico. Por fim o FV bifásico de 500 kW é definido com características semelhantes aquelas da Tabela 8, porém com tensão nominal de 480 V e acoplado a um transformador bifásico de 750 kVA.

Tabela 14 - Características do FV de 1.500 kW

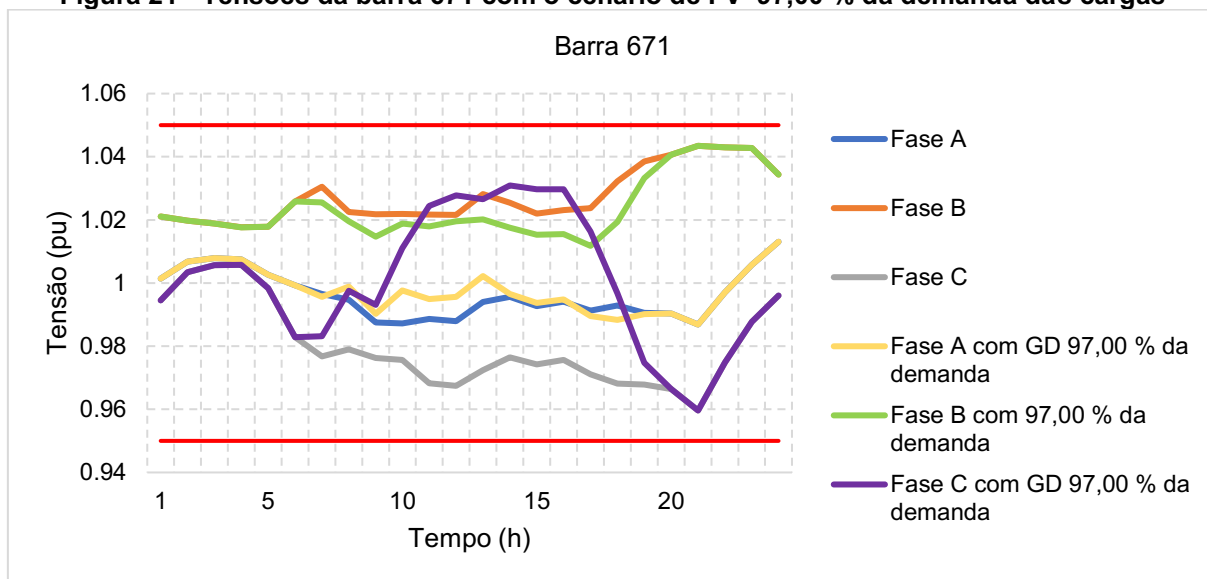
Tensão Nominal	480 V
Potência Nominal no ponto de máxima potência do painel	1.500 kW
Potência Aparente Nominal do Inversor	1.800 kVA
Fator de Potência	1
Temperatura de base	25 °C
Irradiação de base	0,98 kW/m ²

Fonte: Autoria própria (2021)

Neste cenário após todas as barras, com exceção da barra 650 que se localiza antes do regulador de tensão estarem participando da geração distribuída, pode notar-se que o sistema não apresentou nenhuma violação de tensão para os limites detalhado no PRODIST-Módulo 8.

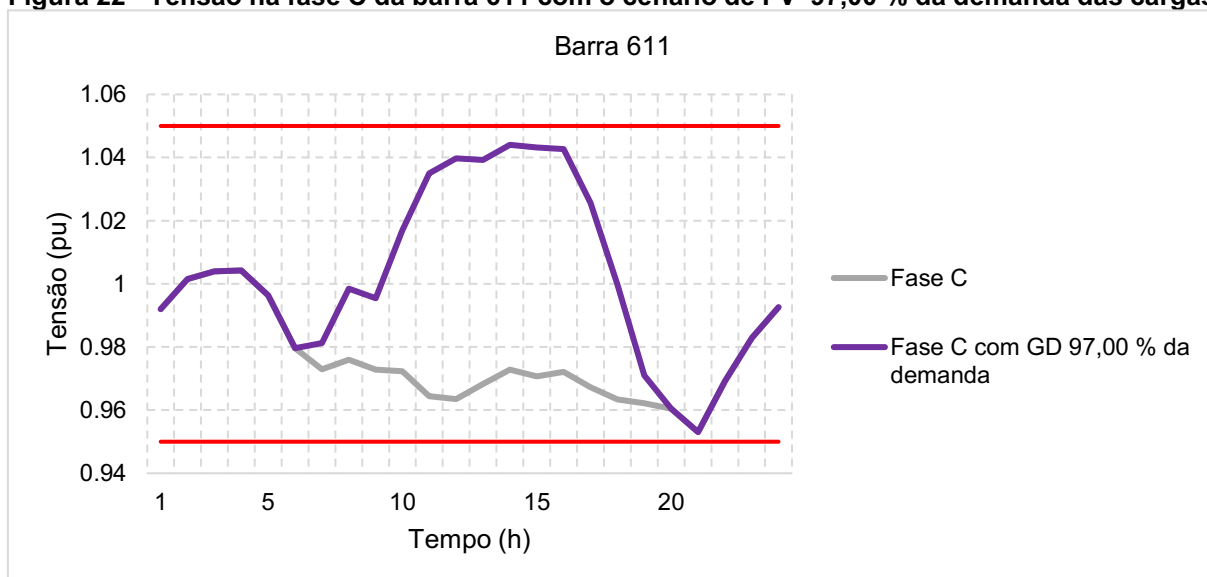
Na Figura 21 detectou-se que a tensão na fase C da barra 671 antes da inserção dos sistemas fotovoltaicos era a menor no horário de maior irradiação solar e depois das conexões dos minigeradores fotovoltaicos tornou-se a maior tensão da barra no período de maior irradiação do dia. Já Figura 22 a fase C da barra 611 mostrou-se uma alta elevação da tensão durante o período de geração de energia solar, chegando a 1,0440258 pu às 14 horas, um patamar próximo ao limite superior de 1,05 pu onde começa a apresentar problemas à rede. No Apêndice A – 1.2 mostra-se as tensões das barras de todo o sistema para este cenário, comparadas com o cenário antes das conexões dos sistemas fotovoltaicos.

Figura 21 - Tensões da barra 671 com o cenário de FV 97,00 % da demanda das cargas



Fonte: Autoria própria (2021)

Figura 22 - Tensão na fase C da barra 611 com o cenário de FV 97,00 % da demanda das cargas



Fonte: Autoria própria (2021)

4.7 cenário com 120 % de geração fotovoltaica

Para um consumo de energia diário de 45.504 kWh, os sistemas fotovoltaicos terão uma potência de:

$$P_{FV} = \frac{45.504 \times 1,2}{4,69 \times 0,8} = 14.553,52 \text{ kWp}$$

Para um melhor balanceamento, o P_{FV} será de 14.500 kWp, representando 119,56 % do consumo das cargas.

O número de barras que participará da geração PV:

$$n^{\circ}_{barras} = 13 \times 1,2 \cong 13$$

A distribuição de 14.500 kW de geração FV será dividido em 12 barras, pois a barra 650 está conectado antes do regulador e recebe diretamente energia da subestação, então foram utilizadas as barras descritas na Tabela 15.

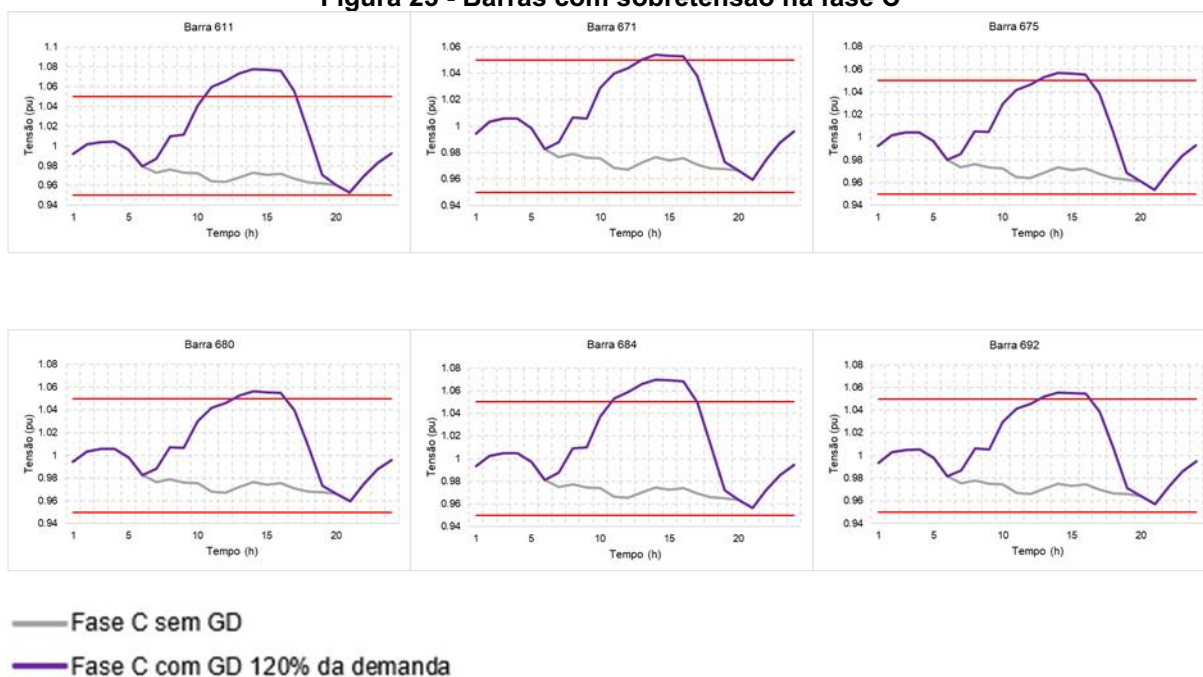
Tabela 15 - Unidades FV inseridos na rede no cenário de 120,00 % da demanda das cargas

Barra	Potência nominal FV (kWp)	Fase(s) conectada(s)
611	1.000	C
632	1.000	ABC
633	1.500	ABC
634	1.500	ABC
645	500	CB
646	1.000	CB
652	1.000	A
671	1.500	ABC
675	1.500	ABC
680	1.500	ABC
684	1.000	AC
692	1.500	ABC

Fonte: Autoria própria (2021)

As barras 611, 671, 675, 680, 684 e 692 apresentaram tensão acima do limite estabelecido pelo PRODIST- Modulo 8 para sobretensão como pode ser visto na Figura 23. Os valores das sobretensões encontram-se na Tabela 16.

Figura 23 - Barras com sobretensão na fase C



Fonte: Autoria própria (2021)

Tabela 16 - Barras com sobretensão no sistema-teste com FV 120 % da demanda das cargas

Barra	Tensão na Fase C (pu)
611	1,0771122
671	1,0539983
675	1,056656
680	1,0561791
684	1,0695785
692	1,0555768

Fonte: Autoria própria (2021)

4.8 estratégias para mitigar a elevação de tensão

Como estabelecido anteriormente pelo PRODIST-Módulo 8 onde não é permitido tensões superiores ao limite de 1,05 pu, serão apresentas as estratégias para reduzir a elevação causada no cenário com 120% de geração fotovoltaica com base no consumo de energia elétrica das cargas.

4.8.1 Compensação de potência reativa através de um banco de reator

Como a barra 611 é onde possui um maior minigerador fotovoltaico na fase C dentre todas as outras barras que estão sofrendo sobretensão, foi colocado um reator com potência reativa de 200 kVAr, considerando um banco de reator, consumindo potência reativa. Esta estratégia se mostrou eficaz, trazendo o nível de tensão das barras que sofreram as variações para fora do limite superior de tensão. A Tabela 17 demonstra os novos níveis de tensão no horário de 14 horas, após a conexão do banco de reator.

Tabela 17 - Tensões nas barras que sofreram sobretensão após a conexão de um banco de reator na fase C da barra 611

Barra	Tensões na Fase C (pu)
611	1,0492238
671	1,031335
675	1,0341256
680	1,0334429
684	1,0442292
692	1,0329809

Fonte: Autoria própria (2021)

4.8.2 Conexão de uma carga no sistema

Como a barra que sofreu a maior sobretensão dentre as 6 barras foi a 611, pode-se também optar como estratégia por inserir uma carga na fase C da barra 611, com 17 kW, 10 kVAr com características de consumo residencial. A Tabela 18 apresenta as tensões após esta conexão no horário das 14 horas na fase C das barras que sofreram sobretensão.

Tabela 18 - Tensão nas barras que sofreram sobretensão após a conexão de uma carga na fase C da barra 611

Barra	Tensões na Fase C (pu)
611	1,0480406
671	1,0304964
675	1,0332878
680	1,0326055

(continua)

Tabela 18 - Tensão nas barras que sofreram sobretensão após a conexão de uma carga na fase C da barra 611

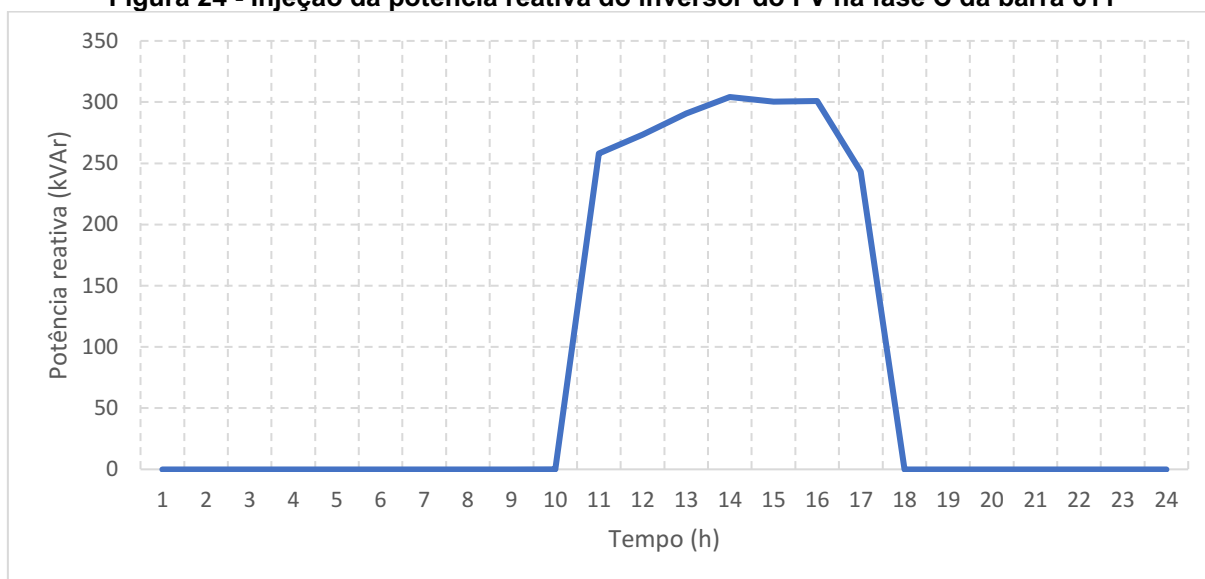
Barra	Tensões na Fase C (pu)	(conclusão)
684	1,0432208	
692	1,0321434	

Fonte: Autoria própria (2021)

4.8.3 Compensação de potência reativa pelo consumidor

A NBR 16149 de 2013 estabelece que sistemas fotovoltaicos com potência nominal maior que 6 kW podem injetar potência reativa a rede, seguindo algumas regras, como habilitar seu funcionamento após a potência nominal do sistema fotovoltaico estar maior que 20 % e a rede tiver em uma tensão nominal de 1,00 pu a 1,10 pu, com padrão de fábrica ajustado em 1,04 pu e desabilitar quando a tensão da rede chegar aos valores de 0,90 pu a 1,00 pu, com ajuste de fábrica de 1,00 pu. Considerando esta estratégia, utilizou-se o acionamento após a potência nominal do sistema fotovoltaico estar maior que 50 % e os ajustes de fábrica para a injeção de potência reativa do minigerador fotovoltaico de 1.000 kWp localizado na fase C da barra 611.

A Figura 24 demonstra a curva de injeção de potência reativa ao sistema-teste pela fase C da barra 611 e a Tabela 19 as tensões das barras que sofreram sobretensão no cenário de 120% de geração fotovoltaica no horário de 14 horas após a injeção de potência reativa pelo inversor do sistema fotovoltaico na fase C da barra 611.

Figura 24 - Injeção da potência reativa do inversor do FV na fase C da barra 611

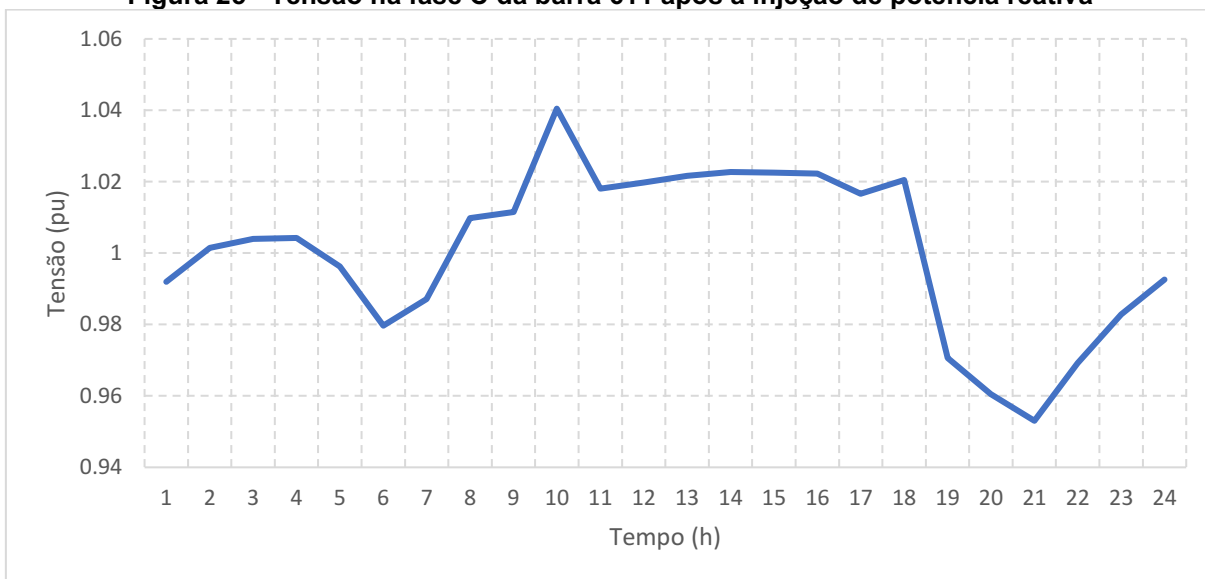
Fonte: Autoria própria (2021)

Tabela 19 - Tensões nas barras que sofreram sobretensão após a injeção de potência reativa pelo inversor do sistema fotovoltaico conectado a fase C da barra 611

Barra	Tensões na Fase C (pu)
611	1,022735
671	1,022164
675	1,009822
680	1,008984
684	1,018738
692	1,008628

Fonte: Autoria própria (2021)

A figura 25 demonstra o comportamento da tensão da fase C na barra 611, com a injeção de potência reativa. Nota-se que, neste caso, todos os limites descritos na NBR 16149 são obedecidos para os níveis de tensão.

Figura 25 - Tensão na fase C da barra 611 após a injeção de potência reativa

Fonte: Autoria própria (2021)

5 COSIDERAÇÕES FINAIS

Com o efeito da grande busca da geração de energia solar no Brasil ter aumentado nos últimos anos, fez surgir o Sistema de Compensação de energia elétrica através de micro e minigeração distribuída, criado pela ANEEL em 2012. Em outros países onde a tecnologia da geração de energia solar está mais difundida, foi capaz de verificarem alguns problemas causados pela presença da geração distribuída fotovoltaica, como um cenário de fluxo de potência reverso, onde um dos seus principais efeitos negativos na rede é a elevação de tensão para patamares fora dos limites estipulados das normas estabelecidas.

O trabalho foi realizado através de um estudo de caso de um sistema-teste de uma rede de distribuição de energia elétrica de média tensão do IEEE 13 barras, onde foram estabelecidos cenários reais e um cenário extra, com geração acima da demanda total do sistema, com o objetivo de analisar a sobre elevação das tensões das barras da rede, verificando os impactos causados.

Dessa maneira, analisou-se os níveis de tensão das barras do sistema antes da conexão dos sistemas fotovoltaicos, estando todas dentro dos limites estabelecidos pelo PRODIST-Módulo 8. Após a conexão no cenário com 17,10 % da demanda das cargas, constatou-se a elevação de tensão de todas as fases, mas todas dentro dos limites. No cenário seguinte, com 28,84 % da demanda das cargas, as tensões na fase A não elevaram-se como o esperado, pois o regulador de tensão ajudou no controle de tensão, mas na fase C da barra 611 no horário de maior geração de energia solar houve um aumento significativo da tensão, pois como o minigerador fotovoltaico inserido na barra está gerando mais energia do que o consumo da carga conectada a barra, ocorrendo um fluxo reverso da potência ativa, mas, nesse caso, ainda não foi capaz de ultrapassar o nível superior de tensão limite estabelecido pelo PRODIST, pois essa potência ativa excedente foi consumida pelas cargas a montante da barra. Nos cenários de 41,20 % e 97 % da demanda das cargas notou-se a elevação de tensão nas barras, mas não aconteceu nenhuma violação dos limites determinados pelo PRODIST.

A opção da criação de um cenário extra se deu pelo fato de não ter tido ocorrido nenhuma extrapolação do limite de 1,05 pu que é a máxima tensão permitida nas barras. Com este cenário, foi possível evidenciar o problema de se conectar vários geradores fotovoltaicos a rede. As formas utilizadas para mitigar este problema,

se demonstraram eficazes, tanto para o uso de um banco de reator conectado a barra mais afastada da rede onde houve a sobretensão, como a utilização de uma carga concentrada a barra mais longe da subestação e também a injeção de potência reativa do consumidor através do inversor do minigerador fotovoltaico.

A geração de energia solar apresenta vários benefícios, dentre eles estão o meio ambiente por ser uma fonte limpa, para a matriz energética brasileira que consegue uma maior diversificação de fontes de energia, a diminuição de perdas através da distribuição de energia elétrica, e a estabilidade do sistema, que foi possível ser vista por meio desse trabalho, onde com a conexão desses minigeradores fotovoltaicos, viu-se o aumento da tensão em barra muito distante da subestação, sendo um favorável para os consumidores e para a rede, pois seus equipamentos permanecem trabalhando em um nível que é recomendado.

Como trabalho futuro, aconselha-se o estudo de conexão de minigeradores fotovoltaicos e incluir microgeradores para sistemas de maiores portes ou sistemas reais presentes no Brasil, retirar o regulador de tensão e verificar o que ocorre com o perfil de tensão, utilizar-se de outros tipos de curvas de consumo de energia elétrica e bem como utilizar outras estratégias para solucionar o problema de elevação de tensão, como controle externo da injeção de potência reativa do inversor do sistema fotovoltaico.

REFERÊNCIAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Geração Distribuída**. Brasília: ANEEL, 2021. Disponível em: <https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoiZjM4NjM0OWYtN2lwZS00YjViLTlIMjltN2E5MzBkN2ZlMzVklwidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYTctNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5YzAxNzBIMSIsImMiOjR9>. Acesso em: 28 out. 2021.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Micro e Minigeração Distribuída**. Brasília: ANEEL, 2016. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/documents/656877/14913578/Caderno+tematico+Micro+e+Minigera%C3%A7%C3%A3o+Distribuida+-+2+edicao/716e8bb2-83b8-48e9-b4c8-a66d7f655161>. Acesso em: 20 abr. 2021.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica**. Brasília: ANEEL, 2021. Disponível em: https://www.aneel.gov.br/documents/656827/14866914/M%C3%B3dulo_8-Revis%C3%A3o_12/342ff02a-8eab-2480-a135-e31ed2d7db47. Acesso em: 04 maio 2021.

ALMEIDA, G. L. S. **Estudo da elevação de tensão em redes de distribuição de energia elétrica com alta concentração de geradores**. 2017. 87 f. TCC (Graduação) - Curso de Engenharia Elétrica, Departamento de Engenharia Elétrica, Centro Federal de Educação Tecnológica de Minas Gerais, Belo Horizonte, 2017.

ALVES, M. R. F. **O papel de geradores fotovoltaicos na regulação de tensão em redes de baixa tensão residenciais: estudo comparativo de normas e padrões sob a ótica da mitigação da elevação de tensão**. 2005. 108 f. Dissertação (Mestrado). Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Minas Gerais. Belo Horizonte, 2017.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA SOLAR. **A força da energia solar em tempos de pandemia**. São Paulo: ABSOLAR, 2020. Disponível em: <https://www.absolar.org.br/artigos/a-forca-da-energia-solar-em-tempos-de-pandemia/>. Acesso em: 20 out. 2021.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA SOLAR. **Energia solar no mundo**. São Paulo: ABSOLAR, 2020. Disponível em: <https://www.portalsolar.com.br/energia-solar-no-mundo>. Acesso em: 28 nov. 2021.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA SOLAR. **Setor fotovoltaico gerou mais de 86 mil empregos no Brasil em 2020**. São Paulo: ABSOLAR, 2021. Disponível em: <https://www.absolar.org.br/noticia/setor-fotovoltaico-gerou-mais-de-86-mil-empregos-no-brasil-em-2020/>. Acesso em: 17 abr. 2021.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 16149: Sistemas fotovoltaicos (FV) – Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição.** Rio de Janeiro: ABNT, 2013.

AUSTRALIAN PV INSTITUTE, **Mapping Australian Photovoltaic Installations.** Sydney, Australia: APVI, 2021. Disponível em: <https://pv-map.apvi.org.au/historical>. Acesso em: 13 de out. 2021.

BORGES, R. T. **Desenvolvimento de metodologias de análise sistêmica de sistemas de distribuição de energia elétrica com geração ultra-dispersa.** 2014. 114 f. Dissertação (Mestrado). Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2014.

CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA, **Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos.** Rio de Janeiro: CEPEL, 2014. Disponível em: http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/Manual_de_Engenharia_FV_2014.pdf. Acesso em: 8 out. 2021.

DOS SANTOS, M. F. **Análise de desempenho de uma rede de distribuição de energia elétrica em baixa tensão alternada e contínua.** 2014. 113 f. Dissertação (Mestrado). Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte, 2014.

ELETRIC POWER RESEARCH INSTITUTE, **OpenDSS PVSystem and InvControl Element Models.** Washington: EPRI, 2020, 30 f.

ELETRIC POWER RESEARCH INSTITUTE, **OpenDSS PVSystem Element Model.** Washington: EPRI, 2011, 10 f.

OPEN DISTRIBUTION SYSTEM SIMULATOR. **Distribution System Simulator. Copyspider:** Software Anti-plágio. Versão 9.2.0.1 [S. l.], 2020. Disponível em: <https://sourceforge.net/projects/electricdss/>. Acesso em: 21 out. 2021.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Balanco energético nacional: 2020.** Rio de Janeiro: EPE, 2020. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-479/topico-528/BEN2020_sp.pdf. Acesso em: 04 maio 2021.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **ABCDEnergia.** Rio de Janeiro: EPE, 2021. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/pt/ABCDEnergia>. Acesso em: 22 abr. 2021.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, **Balanco energético nacional: 2021.** Rio de Janeiro: EPE, 2021. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-601/topico-596/BEN2021.pdf>. Acesso em: 8 out. 2021.

GOMES, J. P. R. **Avaliação dos impactos da integração da usina fotovoltaica do Mineirão à rede elétrica frente a afundamentos de tensão.** 2015. 97 f.

Dissertação (Mestrado). Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte, 2015.

KERSTING W. H., **Radial Distribution Test Feeders**. *In: PES Summer Meeting, 2000, Seattle*. Disponível em: <http://cmte.ieee.org/pes-testfeeders/wp-content/uploads/sites/167/2017/08/testfeeders.pdf>. Acesso em: 05 set. 2021.

PALUDO, J. A. **Avaliação dos impactos de elevados níveis de penetração da geração fotovoltaica no desempenho de sistemas de distribuição de energia em regime permanente**. 2014. 186 f. Dissertação (Mestrado). Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2014.

PATIL A.; GIRGAONKAR R.; MUSUNURI S. **Impacts of Increasing Photovoltaic Penetration on Distribution Grid – Voltage Rise Case Study**. *International Conference on Advances in Green Energy (ICAGE)*, 2014.

PINTO P. H. S. S.; BARBOSA D; SILVA K. F. **Análise dos Impactos de Sistemas Fotovoltaicos em Redes de Distribuição**. *In: VI Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos – SBSE 2016, Natal*. Disponível em: https://www.researchgate.net/publication/303945035_Analise_dos_Impactos_de_Sistemas_Fotovoltaicos_em_Redess_de_Distribuicao. Acesso em: 15 nov. 2021.

RADATZ, P. **Modelos avançados de análise de redes elétricas inteligentes utilizando o software OpenDSS**. 2015. 191 f. TCC (Graduação) - Curso de Engenharia Elétrica, Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2015.

RADATZ, P.; ROCHA, C.; SEXAUSER, J. **Introdução ao OpenDSS**. Electric Power Research Institute, 2016.

TIEPOLO, G. M.; PEREIRA, E. B.; URBANETZ JR, J.; PEREIRA, S. V.; GONCALVES, A. R.; LIMA, F. J. L.; COSTA, R. S., ALVES, A. R. **Atlas de Energia Solar do Estado do Paraná**. 1a Edição. Curitiba: UTFPR, 2017. Disponível em: <https://atlassolarparana.com/charts;jsessionid=6E35288BBF74E7EA0A57220287D0FC95>. Acesso em: 20 out. 2021.

APÊNDICE A - Código de linha do sistema-teste do IEEE 13 barras e tensões nas barras dos cenários estudados.

A - 1.1 Código de linha do sistema-teste IEEE 13 barras

Quadro 2 - Código de linha do sistema-teste IEEE 13 barras no OpenDSS

!LINE CODES= Código de linha

New linecode.mtx601 nphases=3 BaseFreq=60

~ rmatrix = (0.3465 | 0.1560 0.3375 | 0.1580 0.1535 0.3414)

~ xmatrix = (1.0179 | 0.5017 1.0478 | 0.4236 0.3849 1.0348)

~ units=mi

New linecode.mtx602 nphases=3 BaseFreq=60

~ rmatrix = (0.7526 | 0.1580 0.7475 | 0.1560 0.1535 0.7436)

~ xmatrix = (1.1814 | 0.4236 1.1983 | 0.5017 0.3849 1.2112)

~ units=mi

New linecode.mtx603 nphases=2 BaseFreq=60

~ rmatrix = (1.3238 | 0.2066 1.3294)

~ xmatrix = (1.3569 | 0.4591 1.3471)

~ units=mi

New linecode.mtx604 nphases=2 BaseFreq=60

~ rmatrix = (1.3238 | 0.2066 1.3294)

~ xmatrix = (1.3569 | 0.4591 1.3471)

~ units=mi

New linecode.mtx605 nphases=1 BaseFreq=60

~ rmatrix = (1.3292)

~ xmatrix = (1.3475)

~ units=mi

New Linecode.mtx606 nphases=3 Units=mi

~ Rmatrix=[0.791721 |0.318476 0.781649 |0.28345 0.318476 0.791721]

~ Xmatrix=[0.438352 |0.0276838 0.396697 |-0.0184204 0.0276838 0.438352]

~ Cmatrix=[383.948 |0 383.948 |0 0 383.948]

New linecode.mtx607 nphases=1 BaseFreq=60

~ rmatrix = (1.3425)

~ xmatrix = (0.5124)

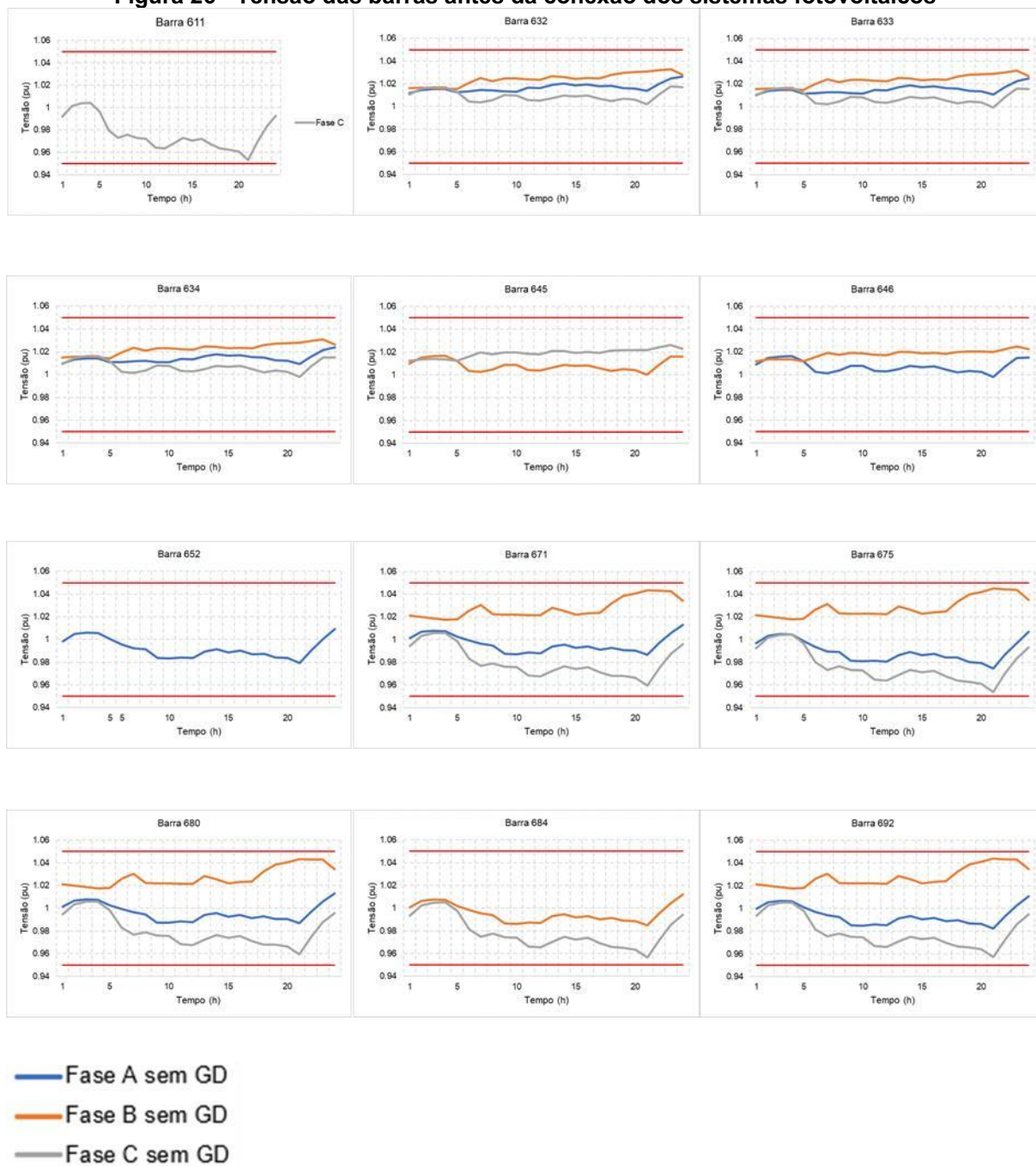
~ cmatrix = [236]

~ units=mi

Fonte: Adaptado de IEEE (2004)

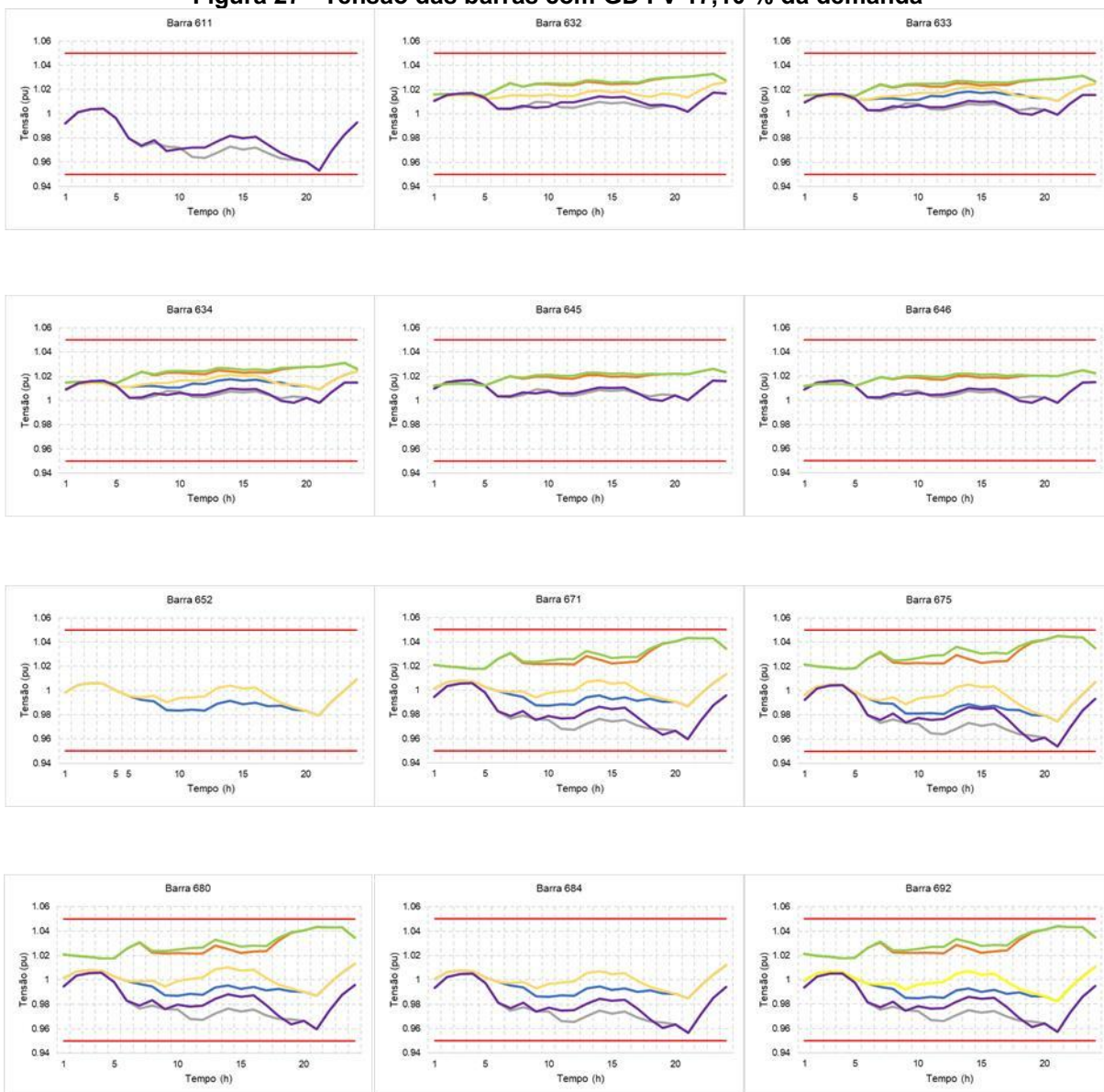
A - 1.2 Tensões nas barras dos cenários estudados

Figura 26 - Tensão das barras antes da conexão dos sistemas fotovoltaicos



Fonte: Autoria própria (2021)

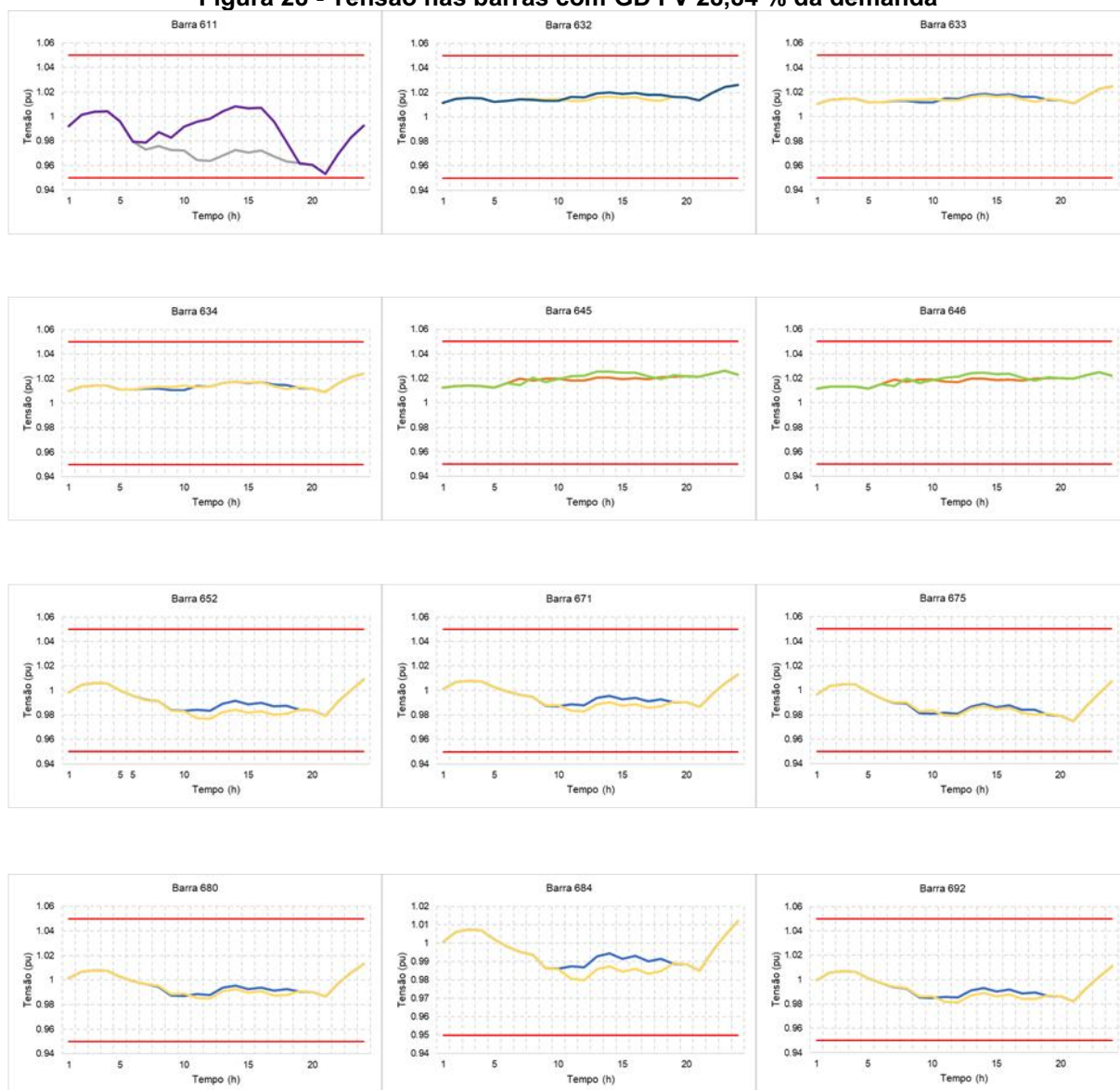
Figura 27 - Tensão das barras com GD FV 17,10 % da demanda



- Fase A sem GD
- Fase B sem GD
- Fase C sem GD
- Fase A com GD 17,10 % da demanda
- Fase B com GD 17,10 % da demanda
- Fase C com GD 17,10 % da demanda

Fonte: Autoria própria (2021)

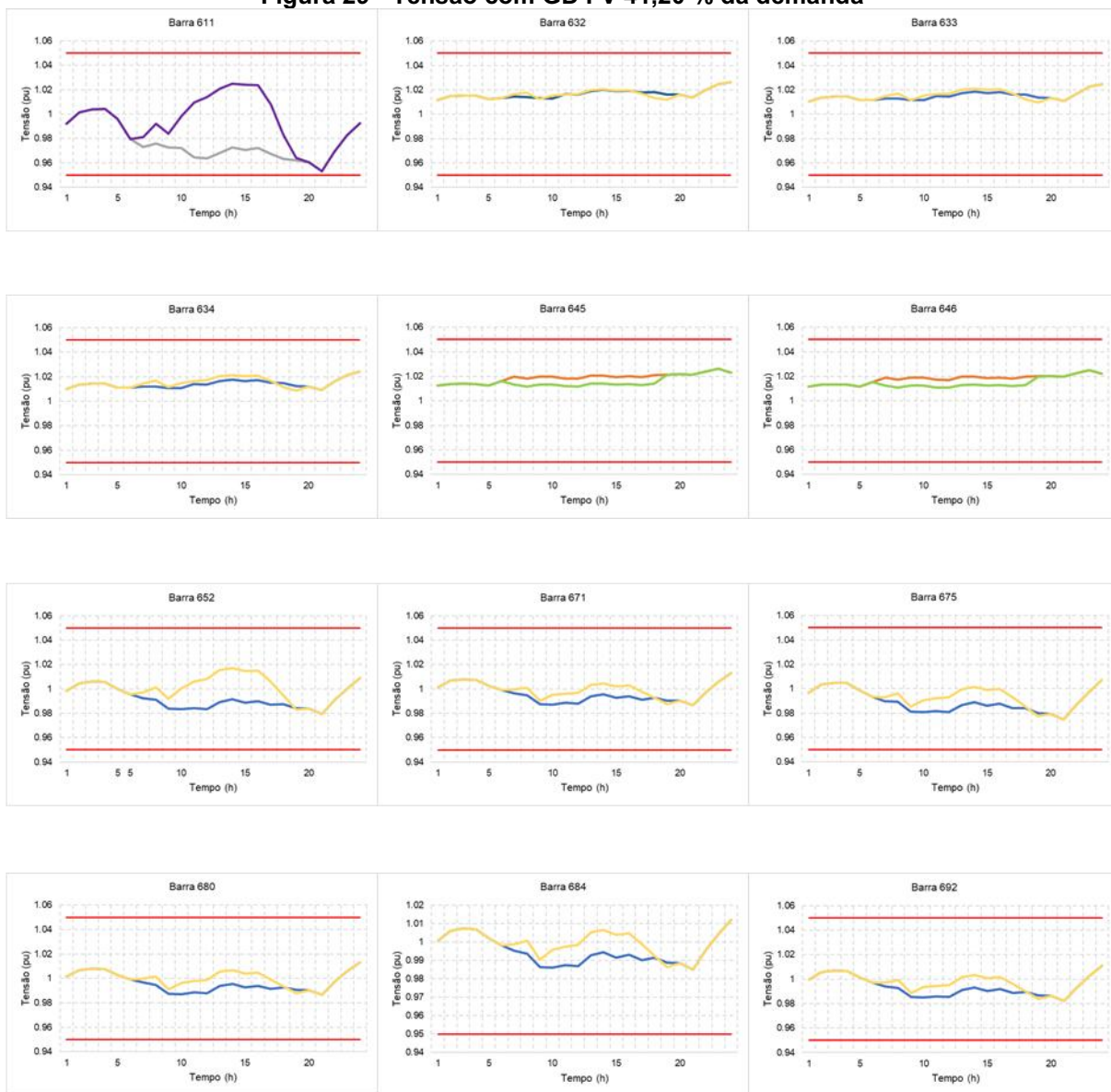
Figura 28 - Tensão nas barras com GD FV 28,84 % da demanda



- Fase A sem GD
- Fase B sem GD
- Fase C sem GD
- Fase A com GD 28,84 % da demanda
- Fase B com GD 28,84 % da demanda
- Fase C com GD 28,84 % da demanda

Fonte: Autoria própria (2021)

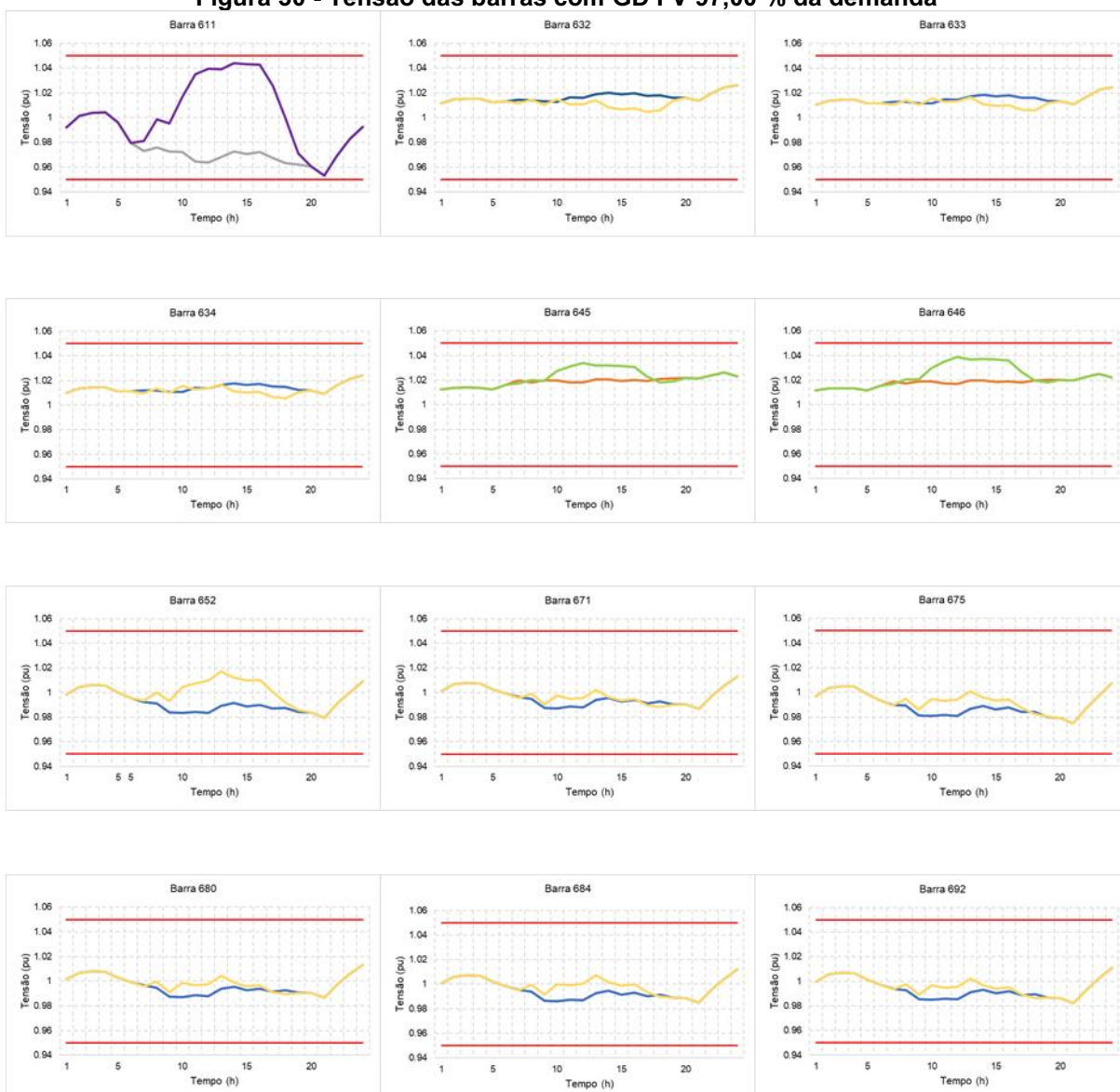
Figura 29 - Tensão com GD FV 41,20 % da demanda



- Fase A sem GD
- Fase B sem GD
- Fase C sem GD
- Fase A com GD 41,20 % da demanda
- Fase B com GD 41,20 % da demanda
- Fase C com GD 41,20 % da demanda

Fonte: Autoria própria (2021)

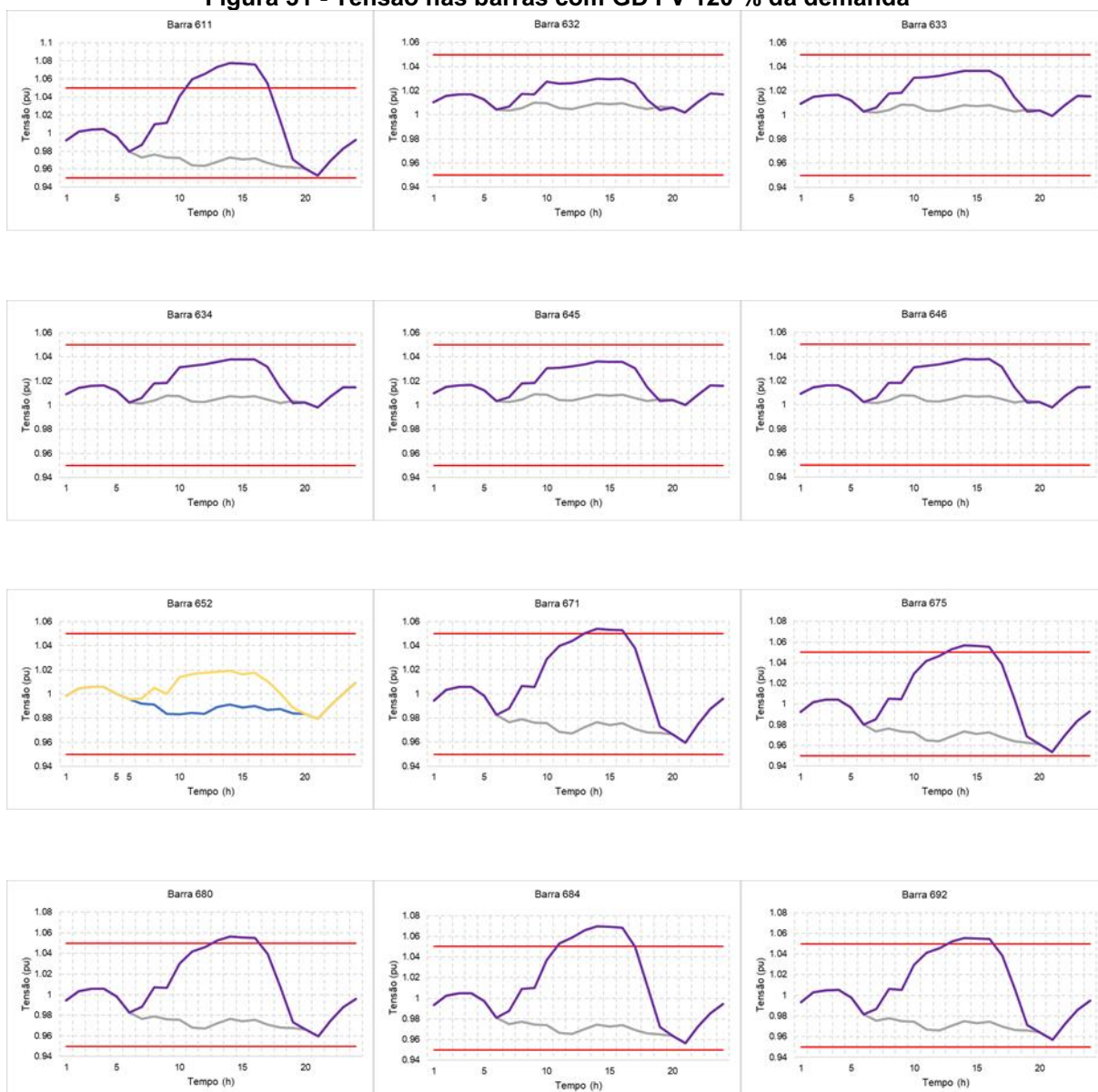
Figura 30 - Tensão das barras com GD FV 97,00 % da demanda



- Fase A sem GD
- Fase B sem GD
- Fase C sem GD
- Fase A com GD 97 % da demanda
- Fase B com GD 97 % da demanda
- Fase C com GD 97 % da demanda

Fonte: Autoria própria (2021)

Figura 31 - Tensão nas barras com GD FV 120 % da demanda



- Fase A sem GD
- Fase C sem GD
- Fase A com GD 120% da demanda
- Fase C com GD 120% da demanda

Fonte: Autoria própria (2021)