



TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

**ANÁLISE DOS IMPACTOS DA INSERÇÃO DE FONTES
FOTOVOLTAICAS NA REDE ELÉTRICA, CONSIDERANDO-
SE O CARÁTER PROBABILÍSTICO DA IRRADIAÇÃO SOLAR
E DA ALOCAÇÃO DOS PAINÉIS SOLARES EM UNIDADES
CONSUMIDORAS**

NATASHA DOS ANJOS HUANG

ORIENTADOR: ANÉSIO DE LELES FERREIRA FILHO

BRASÍLIA, DEZEMBRO DE 2016

**UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA
FACULDADE DE TECNOLOGIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA**

Natasha dos Anjos Huang

**ANÁLISE DOS IMPACTOS DA INSERÇÃO DE FONTES FOTOVOLTAICAS NA
REDE ELÉTRICA, CONSIDERANDO-SE O CARÁTER PROBABILÍSTICO**

Trabalho de Conclusão de Curso submetida ao curso de graduação em Engenharia Elétrica da Universidade de Brasília, como requisito parcial para obtenção do Título de Engenheiro Eletricista.

Orientador: Dr. Anésio de Leles Ferreira Filho.

Brasília, Dezembro de 2016

FICHA CATALOGRÁFICA

HUANG, NATASHA DOS ANJOS

Análise dos Impactos da Inserção de Fontes Fotovoltaicas na Rede Elétrica, Considerando-se o Caráter Probabilístico [Distrito Federal] 2016.

xxii, 93p., 210 x 297 mm (ENE/FT/UnB, Graduação, Trabalho de Conclusão de Curso – Universidade de Brasília. Faculdade de Tecnologia.)

Departamento de Engenharia Elétrica

1.Geração Distribuída

2.Sistemas Fotovoltaicos

3.Grandezas Estocásticas

4.Políticas de Incentivo

I. ENE/FT/UNB

II. Título (série)

REFERÊNCIA BIBLIOGRÁFICA

HUANG, N. A. (2016). Análise dos Impactos da Inserção de Fontes Fotovoltaicas na Rede Elétrica, Considerando-se o Caráter Probabilístico. Trabalho de Conclusão de Curso em Engenharia Elétrica, 2016, Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, DF, 93p.

CESSÃO DE DIREITOS

AUTOR: Natasha dos Anjos Huang

TÍTULO: Análise dos Impactos da Inserção de Fontes Fotovoltaicas na Rede Elétrica, Considerando-se o Caráter Probabilístico

GRAU: Engenheiro Eletricista

ANO: 2016

É concedida à Universidade de Brasília permissão para reproduzir cópias deste trabalho de conclusão de curso e para emprestar ou vender tais cópias somente para propósitos acadêmicos e científicos. O autor reserva outros direitos de publicação e nenhuma parte desse trabalho de conclusão pode ser reproduzida sem autorização por escrito do autor.

Natasha dos Anjos Huang
SHIN QI 13 Conjunto 7 Casa 14, Lago Norte.
71535- 070 Brasília – DF – Brasil.

**ANÁLISE DOS IMPACTOS DA INSERÇÃO DE FONTES FOTOVOLTAICAS NA
REDE ELÉTRICA, CONSIDERANDO-SE O CARÁTER PROBABILÍSTICO**

NATASHA DOS ANJOS HUANG

Trabalho de Conclusão de Curso submetido ao Departamento de Engenharia Elétrica da Faculdade de Tecnologia da Universidade de Brasília, como requisito parcial para obtenção do Título de Engenheiro Eletricista, em 14/12/2016 apresentada e aprovada pela banca examinadora abaixo assinada:

Prof. (Doutor): Anésio de Leles Ferreira Filho, UnB

Orientador

Doutor: Daniel Vieira, ANEEL

Membro Convidado

Prof. (Doutor): Alex Reis, UnB/ FGA

Membro Convidado

Brasília, Dezembro de 2016

AGRADECIMENTOS

Primeiramente a Deus, pela força e disposição para superar dificuldades e alcançar meus objetivos.

À minha família, pelo incentivo e paciência ao longo da minha vida acadêmica. Agradeço também pelos ensinamentos e o carinho de sempre.

Ao professor Anésio, pelas orientações visando a concretização deste trabalho, pela motivação, postura, e por acreditar no meu potencial, exigindo excelência nas atividades realizadas.

Ao Dr. Daniel Vieira pelos conselhos e pelas sugestões, os quais levaram-me a desenvolver um pensamento crítico, considerando-se os conceitos de Engenharia Elétrica.

Ao Marcos Vasconcellos e à equipe da ANEEL, que sempre muito solícitos contribuíram com informações essenciais ao desenvolvimento deste trabalho.

Ao meu namorado Caio, pelas sugestões e pelo companheirismo, além do carinho e motivação sempre despendidos.

Ao meu amigo e colega curso, Felipe Fassina, pelas contribuições e motivação durante a confecção deste trabalho.

Aos colegas de classe, e amigos de vida, que me acompanharam na grande jornada que é o curso de Engenharia Elétrica.

*Este trabalho é dedicado
a todos que fizeram parte
da minha trajetória*

RESUMO

As fontes renováveis têm se mostrado cada vez mais populares por apresentarem viabilidade de projetos de produção de energia elétrica com impactos ambientais reduzidos. Por esta razão, diversos países buscam aumentar o uso de tais fontes, em especial da geração distribuída fotovoltaica (GDFV), por meio da aplicação de políticas de incentivo. A escolha da política atua na maneira como são instalados os sistemas solares e, por consequência, nos seus efeitos nos parâmetros da rede elétrica. Neste sentido, o presente trabalho tem por objetivo nuclear aplicar um método de análise existente a um caso específico e, a partir dele, realizar a identificação dos impactos nos níveis de tensões e correntes da inserção de GDFV em um alimentador radial real, considerando-se as incertezas quanto à alocação dos painéis fotovoltaicos e da curva de irradiância. Em linhas gerais, para se atingir tal objetivo, adota-se o emprego de dados reais no *software OpenDSS*, sem geração distribuída e com diferentes níveis de penetrações de GDFV. A metodologia é aplicada a três políticas de incentivo, a saber, *feed in* pequena e média, e *net metering*. A variação dos locais de inserção dos painéis e da irradiância solar, tornam os resultados das simulações mais próximos ao que de fato ocorre na prática. Este trabalho, portanto, caracteriza-se como uma primeira etapa de uma avaliação que visa identificar qual a mais adequada política de incentivo para cada nível de penetração de GDFV na rede.

Palavras-chave: Energia solar fotovoltaica, dados reais, políticas de incentivo

ABSTRACT

Renewable sources are becoming more popular as they constitute feasible projects, in order to reduce environmental hazards when producing energy. Therefore, several countries seek to generate electrical energy by these means of production, especially in the solar photovoltaic development, which has been diffused due to the creation of incentive policies. The latter impacts on how the solar systems are installed on the power network and, thus, alters the effects arising from the integration of this sort of electricity production. In this sense, the main purpose of this study is to use an existing method in a specific case in order to investigate some of the head impacts on the grid, given the addition of solar photovoltaic, and considering uncertainties related to solar irradiance and systems placement. By using real data as input of a software called OpenDSS, the analysis is made for feed in and net metering policies. Two conditions are analysed: with or without photovoltaic solar panels on the grid. Moreover, the uncertainties considered make simulation results closer to what happens in reality. Furthermore, this study designs a first step to identify which policy is more suitable to each penetration level of distributed solar systems on the power grid.

Keywords: Solar photovoltaic, real data, incentive policies.

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO.....	16
1.1. MOTIVAÇÃO.....	16
1.2. OBJETIVO.....	18
1.3. ESTRUTURA.....	18
2. IMPACTOS TÉCNICOS PROVENIENTES DA INSERÇÃO DE GDFV NA REDE DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA.....	19
2.1. CONSIDERAÇÕES INICIAIS.....	19
2.2. CORRENTE.....	19
2.3. TENSÃO.....	20
2.4. POLÍTICAS DE INCENTIVO TARIFÁRIO À GDFV.....	23
2.4.1. Tarifas <i>feed in</i>	24
2.4.2. <i>Net metering</i>	24
2.4.3. Quotas e certificados de energia renovável	26
2.5. CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	26
3. MÉTODO PARA ANÁLISE DOS IMPACTOS NA REDE DA INSERÇÃO GDFV CONSIDERANDO-SE INCERTEZAS NA SUA GERAÇÃO.....	27
3.1. CONSIDERAÇÕES INICIAIS.....	27
3.2. VISÃO GERAL DO MÉTODO.....	27
3.3. DEFINIÇÃO DOS CENÁRIOS.....	29
3.4. DETERMINAÇÃO DOS IMPACTOS DA GDFV.....	33
3.4.1. Níveis de penetração.....	35
3.4.2. Simulações de Monte Carlo.....	36
3.4.3. Dados do alimentador.....	37
3.4.4. Curvas de carga.....	38
3.4.5. Patamares de consumo.....	39
3.4.6. Irradiância.....	39
3.5. CÁLCULO DOS IMPACTOS DA GDFV.....	42
3.5.1. Tensão.....	42
3.5.2. Corrente.....	43

3.6. FERRAMENTAS COMPUTACIONAIS.....	43
3.6.1. ProgGeoPerdas.....	44
3.6.2. <i>OpenDSS</i>	45
3.7. APLICAÇÃO DO MÉTODO AO ALIMENTADOR TG-01.....	46
3.7.1. Dados do alimentador TG-01.....	48
3.7.2. Definição dos cenários para o TG-01.....	48
3.8. CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	51
4. RESULTADOS E DISCUSSÕES.....	52
4.1. CONSIDERAÇÕES INICIAIS.....	52
4.2. RESULTADO DA IMPLEMENTAÇÃO DO MÉTODO AO ALIMENTADOR TG-01.....	52
4.2.1. Cálculo dos impactos quando da variação da irradiância.....	55
4.2.1.1. Tensão.....	55
4.2.1.2. Corrente.....	63
4.2.2. Cálculo dos impactos quando da variação da alocação de GDFV nas unidades consumidoras.....	67
4.2.2.1. Tensão.....	67
4.2.2.2. Corrente.....	72
4.3. CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	74
5. CONCLUSÕES.....	76
6. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	78
7. APÊNDICE A: CÓDIGOS MATLAB®.....	80

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 - Faixas de tensão de fornecimento. Fonte: (ANEEL, 2014c).....	21
Figura 2.2 – Tipos de tarifas <i>feed in</i> e <i>net metering</i> . Fonte: (VIEIRA, 2016).....	24
Figura 3.1 - Esquemático do método proposto.....	27
Figura 3.2 – Fluxograma do método proposto considerando-se a variação da curva de irradiância.....	34
Figura 3.3 – Fluxograma do método proposto considerando-se a variação das UCs que recebem os painéis fotovoltaicos.....	35
Figura 3.4 – Curvas de cargas da CEB.....	38
Figura 3.5 – Média e desvios padrão da radiação solar fotovoltaica no Distrito Federal. Dados de 1000 dias provenientes de (INMET, 2015).....	40
Figura 3.6 – Influência do horário de verão nas curvas de irradiância.....	41
Figura 3.7 – Interface do software ProgGeoPerdas.....	44
Figura 3.8 – Interface do software <i>OpenDSS</i>	45
Figura 4.1 – Níveis de tensões diários do ramal com 20% de penetração para a política do tipo <i>net metering</i>	52
Figura 4.2 – Tensões diárias no alimentador TG-01 de acordo com o nível de penetração de GDFV.....	55
Figura 4.3 – Frequência de ocorrência em função dos níveis de tensão, para cada política de incentivo em avaliação.....	56
Figura 4.4 – Níveis de tensão em 24 horas do alimentador TG-01 com 20% de penetração para <i>feed in</i> pequena	57
Figura 4.5 – Níveis de tensão em 24 horas do alimentador TG-01 com 20% de penetração para <i>feed in</i> média.....	57

Figura 4.6 – Níveis de tensão em 24 horas do alimentador TG-01 com 20% de penetração <i>para net metering</i>	58
Figura 4.7 – Tensões diárias no ramal de acordo com o nível de penetração de GDFV.....	59
Figura 4.8 – Frequência de ocorrência em função dos níveis de tensão, para cada política de incentivo em avaliação, quando da medição em um ramal.....	60
Figura 4.9 – Níveis de tensão em 24 horas no ramal com 20% de penetração <i>para feed in pequena</i>	61
Figura 4.10 – Níveis de tensão em 24 horas no ramal com 20% de penetração <i>para feed in média</i>	61
Figura 4.11 – Níveis de tensão em 24 horas no ramal com 20% de penetração <i>para net metering</i>	62
Figura 4.12 – Corrente diária no alimentador TG-01 de acordo com o nível de penetração de GDFV.....	63
Figura 4.13 – Corrente em 24 horas de um ponto próximo à subestação do alimentador TG-01 com 20% de penetração <i>para feed in pequena</i>	64
Figura 4.14 – Corrente em 24 horas de um ponto próximo à subestação do alimentador TG-01 com 20% de penetração <i>para feed in média</i>	65
Figura 4.15 – Corrente em 24 horas de um ponto próximo à subestação do alimentador TG-01 com 20% de penetração <i>para net metering</i>	65
Figura 4.16 – Nível de tensão diário na subestação do alimentador TG-01 para 20% de penetração de GDFV, para a política <i>feed in pequena</i> , considerando-se a variação das cargas que recebem painéis.....	67
Figura 4.17 – Nível de tensão diário na subestação do alimentador TG-01 para 20% de penetração de GDFV, para a política <i>feed in média</i> , considerando-se a variação das cargas que recebem painéis.....	67

Figura 4.18 – Nível de tensão diário na subestação do alimentador TG-01 para 20% de penetração de GDFV, para a política <i>net metering</i> , considerando-se a variação das cargas que recebem painéis.....	68
Figura 4.19 – Nível de tensão diário em um ramal do alimentador TG-01 para 20% de penetração de GDFV, para a política <i>feed in</i> pequena, considerando-se a variação das cargas que recebem painéis.....	69
Figura 4.20 – Nível de tensão diário em um ramal do alimentador TG-01 para 20% de penetração de GDFV, para a política <i>feed in</i> média, considerando-se a variação das cargas que recebem painéis.....	70
Figura 4.21 – Nível de tensão diário em um ramal do alimentador TG-01 para 20% de penetração de GDFV, para a política <i>net metering</i> , considerando-se a variação das cargas que recebem painéis.....	70
Figura 4.22 – Correntes diárias no alimentador TG-01 de acordo com 20% de penetração para a política tipo <i>feed in</i> pequena.....	72
Figura 4.23 – Correntes diárias no alimentador TG-01 de acordo com 20% de penetração para a política tipo <i>feed in</i> média.....	72
Figura 4.24 – Correntes diárias no alimentador TG-01 de acordo com 20% de penetração para a política tipo <i>net metering</i>	73

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1 – Faixas de tensão adequada, precária e crítica. Fonte: (ANEEL,2014c).....	22
Tabela 3.1 – Potência total por porcentagem de penetração.....	48
Tabela 3.2 – Quantidade de GDFV instalada por porcentagem de penetração, para cada política de incentivo.....	49
Tabela 4.1 – Coeficientes de variação em porcentagem, por nível de penetração quando da variação da irradiância.....	53
Tabela 4.2 – Coeficientes de variação total em porcentagem, por política de incentivo e por nível de penetração.....	53
Tabela 4.3 – Coeficientes de variação em porcentagem, para 20% de penetração, quando da variação da alocação da geração solar fotovoltaica.....	54
Tabela 4.4 – Coeficientes de variação total em porcentagem, por política de incentivo e por nível de penetração, quando da variação da alocação da geração solar fotovoltaica.....	54

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BT	Baixa Tensão
CEB	Companhia Energética de Brasília S.A.
CV	Coeficiente de Variação
EPRI	<i>Electric Power Research Institute</i>
GD	Geração Distribuída
GDFV	Geração Distribuída Fotovoltaica
IEA	<i>Institute of Energy Agency</i>
INMET	Instituto Nacional de Meteorologia
MME	Ministério de Minas e Energia
MT	Média Tensão
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica
ProGD	Programa de Desenvolvimento da Geração Distribuída de Energia Elétrica
COM	<i>Component Object Model</i>

1. INTRODUÇÃO

1.1. MOTIVAÇÃO

O constante crescimento do consumo energético no mundo é reflexo de um modelo industrial essencialmente autômato e de um estilo de vida cada vez mais conectado (e dependente) de equipamentos eletroeletrônicos. A energia elétrica, portanto, tem se tornado cada vez mais imprescindível, tanto para o indivíduo, quanto para a produção de riquezas na sociedade, em qualquer setor.

Contudo, o setor de energia caracteriza-se como o maior responsável pela emissão de gases estufa (29% das emissões globais), seguido por indústrias (18%), transporte (13%), agricultura (11%), e desmatamento (11%) (UNEP, 2012). Além da emissão dos gases poluentes, os meios mais comumente utilizados para geração de energia elétrica culminam em impactos negativos relevantes como a extração de minerais para as termelétricas, o represamento de água para a construção de hidrelétricas, e a controversa questão acerca dos resíduos oriundos da produção de energia nuclear.

Em função disso, caracteriza-se como necessária a submissão do sistema elétrico a diversas alterações voltadas à preservação do meio ambiente, conforme a demanda energética cresce. Para lidar com tal crescimento, alguns países ao redor do mundo têm adotado metas de geração de energia por meio do uso de fontes renováveis, mais especificamente a eólica, a solar, a geotérmica, a proveniente da queima da biomassa, e a maremotriz. Estas fontes possuem como essência a redução significativa da emissão de poluentes e, ao mesmo tempo, não representam a extração predatória ou definitiva da matéria prima. Dentre estas, a energia solar fotovoltaica se destaca por conquistar cada vez mais espaço na matriz energética mundial. Segundo dados da Agência Internacional de Energia (IEA), em 2050, 11% da oferta mundial de energia poderá ser oriunda da energia solar (5 mil TWh).

A conscientização ambiental tem alcançado fronteiras cada vez mais expressivas no que tange à produção energética mundial. Isto é motivado pelas medidas de incentivo de geração de energia utilizando fontes alternativas, como por exemplo o Protocolo de Kyoto. Como resultado

destas ações, alguns países se destacam por sua capacidade instalada de energia solar. Podem ser citados como exemplos a Alemanha (38,4 GW até 2015), a China (cerca de 43 GW no mesmo período), e os Estados Unidos (27,9 GW também até 2015) (MIT Technology Review, 2016).

Similarmente, no Brasil, percebe-se um aumento na geração de energia solar a qual, atualmente, representa um total de 23 MW de potência instalada com perspectiva de um crescimento, advindo de empreendimentos em construção, de 258 MW nos próximos anos, (ANEEL, 2016). A ampliação deste setor também se justifica pelo recebimento de incentivos financeiros. O Portal Brasil (2015) publicou que o Ministério de Minas e Energia (MME) lançou em 2015 um plano de estímulo para atrair R\$ 100 bilhões em investimentos privados para a geração de energia solar. Em virtude disso, o MME estipulou uma meta de geração de 48 MWh ao ano para o Programa de Desenvolvimento da Geração Distribuída de Energia Elétrica (ProGD). Esta meta incentivaria a instalação de painéis solares em 2,7 milhões de unidades consumidoras. Neste sentido, o país sinaliza que estará entre as 20 nações com maior geração solar em 2018.

Além do evidente aumento da utilização dessa fonte no Brasil, alguns especialistas destacam o seu caráter distribuído. Trata-se de uma fonte cuja extração é dada em pequena escala e próxima às cargas. Tal forma de geração de energia é chamada de Geração Distribuída Solar Fotovoltaica (GDFV). A utilização desta oferece melhorias para o meio ambiente (por sua reduzida a emissão de gases de efeito estufa), para a sociedade, e benefícios técnicos. (VIEIRA, 2016)

Ainda que existam tais vantagens, fazem-se necessários estudos que permitam o acompanhamento de grandezas como a tensão e a corrente quando da inserção das fontes renováveis. Ressalta-se que, para estas grandezas, por exemplo, têm-se exigências técnicas que precisam atender a critérios estabelecidos em resoluções específicas da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Desta forma, afim de que estas sejam cumpridas, é possível encontrar estudos que avaliam o comportamento de alguns parâmetros na rede elétrica.

Dentre os diversos trabalhos existentes nessa linha de pesquisa, destaca-se a criação de métodos dedicados às análises dos impactos oriundos de fontes renováveis na rede. Embora a contribuição destas obras seja de inquestionável relevância ao setor elétrico, nota-se nelas a ausência de uma metodologia que contemple o uso de dados reais e de características estocásticas de algumas grandezas, tal como a irradiância.

1.1. OBJETIVO

O presente trabalho tem por objetivo aplicar um método previamente elaborado a um caso específico, de forma que seja possível realizar uma análise técnica dos impactos nas tensões e correntes da rede elétrica, considerando-se incertezas quanto à alocação dos painéis fotovoltaicos e da curva de irradiância. Para tanto, neste estudo, avaliam-se tais grandezas por meio do emprego de dados reais no *software OpenDSS*, sem geração distribuída e com diferentes níveis de penetrações de GDFV. Estas análises são efetuadas para três políticas de incentivo, a saber, *feed in* pequena e média, e *net metering*.

1.2. ESTRUTURA

Visando atingir o objetivo proposto, a organização do presente trabalho estrutura-se de forma a trazer primeiramente uma apresentação dos aspectos técnicos referentes às grandezas elétricas abordadas, a saber, tensão e corrente, frente à instalação de GDFV na rede (Capítulo 2). Em seguida, no Capítulo 3, é descrita a sistemática do método empregado neste estudo afim de se modelar uma rede real por meio da utilização dos *softwares* ProgGeoPerdas e *OpenDSS*, com dados reais informados pela concessionária. Ressalta-se que a execução fluxo de potência desta rede considera incertezas na irradiância e nos locais de inserção de GDFV, para três cenários diferentes.

Os resultados da aplicação da metodologia adotada em um alimentador real são expostos no Capítulo 4, onde é feita uma análise gráfica e numérica. Por fim, o Capítulo 5 apresenta as conclusões do trabalho.

2. IMPACTOS TÉCNICOS PROVENIENTES DA INSERÇÃO DE GDFV NA REDE DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

2.1. CONSIDERAÇÕES INICIAIS

A instalação de GDFV próxima à carga pode ter como benefícios a redução da energia que circula pelas redes, diminuindo perdas, postergando investimentos e melhorando os níveis de tensão dos alimentadores (VIEIRA, 2016). As vantagens supracitadas colaboram para a melhoria da operacionalização das redes de distribuição. Contudo, o planejamento original dos sistemas de transporte de energia consistia em um fluxo seguindo um único sentido, a saber, das usinas geradoras aos centros urbanos e, em sequência, às unidades consumidoras.

Em se tratando do funcionamento da GDFV, é oportuno ressaltar que o fluxo de energia ocorre também no sentido oposto. Entretanto, quando a energia não é gerada no período em que ela é consumida, existe a possibilidade de sobrecarga de linhas e transformadores, culminando no aumento das perdas, e contribuindo para que as tensões se elevem de maneira indesejada.

Em função disso, o presente capítulo dispõe-se a apresentar conceitos essenciais que definem a qualidade do sistema elétrico. Adicionalmente, expõem-se as políticas de incentivo regulatório, que conduzem a uma interpretação mais completa sobre como tais conceitos afetam a rede. Estes dois itens permitem uma análise dos efeitos oriundos da GDFV, no que tange aos aspectos técnicos da rede elétrica.

2.2. CORRENTE

Em projetos de redes de distribuição, devem ser considerados alguns indicadores que assegurem a qualidade do processo. Tem-se como exemplo a ampacidade, a qual representa a capacidade máxima de corrente elétrica que pode percorrer em condutores, sem que haja dano à isolação e, eventualmente, à rede elétrica.

Para o caso em que há inserção de geração distribuída (GD), pode existir corrente fluindo no sentido inverso (em direção à subestação). Por esta razão, podem existir problemas relacionados à ampacidade dos cabos nos alimentadores. Entende-se, portanto, que alimentadores não projetados para receber GD, podem ser ineficientes para suportar as correntes oriundas das pequenas unidades de geração (CAMARGOS, 2013).

Outro parâmetro diretamente relacionado com a corrente, que funciona como indicador da qualidade da rede, é a potência. Para um arranjo de GDFV, por exemplo, a potência injetada na rede pode não ser a mesma da nominal. A razão para isto ocorrer se deve à conversão de corrente nos inversores, o que acarreta em perdas relacionadas à condução de potência, ou ainda, devido à quantidade de irradiação solar (Braun-Grabolle, 2010). Contudo, é possível produzir um esquema de controle de corrente para o conversor.

O esquema de controle de corrente é extensivamente utilizado nos conversores para GDFV conectados à rede porque possibilitam obter elevado fator de potência e supressão de corrente transitória quando distúrbios de tensão são detectados na rede da concessionária (SHAYANI, 2010).

Por fim, a presença da GDFV diretamente na carga evita custos relacionados com a transmissão e distribuição de energia. Esta economia está relacionada com perdas por efeito Joule, uma vez que existe uma corrente menor percorrendo os alimentadores (SHAYANI, 2010).

2.3. TENSÃO

De acordo com Vieira (2016), os equipamentos elétricos utilizados na constituição da rede são projetados para operarem em faixas específicas de operação. Desta forma, com vistas a fornecer atendimento de qualidade às unidades consumidoras, existem normas que definem faixas de tensão dentro das quais as distribuidoras devem prover energia elétrica durante a maior parte do tempo.

O documento que contém tais informações no Brasil é o Módulo 8 do PRODIST. Nele, são instituídos níveis adequados, precários, e críticos para a tensão em regime permanente no ponto de conexão das unidades consumidoras (ANEEL, 2014). É exigido que a tensão permaneça dentro

da faixa “adequada” durante a maior parte do tempo, porém toleram-se níveis dentro da faixa “precária” em até 3% das medições, e em até 0,5% dentro da “crítica”.

O esquemático da Figura 2.1 apresenta as faixas de tensões estabelecidas pelo regulador.

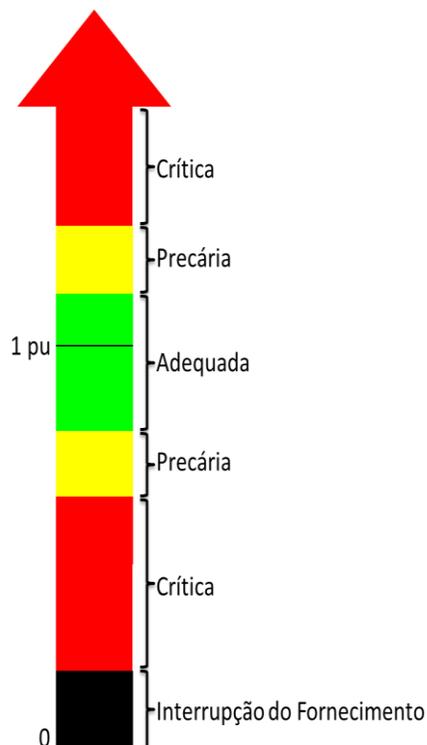


Figura 2.1 – Faixas de tensão de fornecimento. Fonte: (ANEEL, 2014).

O PRODIST determina que as redes de alta tensão, as quais operam entre 69 kV e 138 kV, possuem faixa de tensão adequada se esta estiver em um limite de $\pm 5\%$ da tensão nominal da rede. Já para a faixa denominada precária inferior, a tensão se encontra entre 90% e 95% da tensão nominal, e entre 105% e 107% da nominal para a faixa precária superior. Por fim, valores fora desses intervalos são considerados críticos (VIEIRA, 2016).

Por outro lado, no caso de redes de baixa tensão, os limites são fornecidos em valores absolutos, ou seja, não mais em porcentagem como é feito para redes em alta tensão. É possível conferir na Tabela 2.1 as faixas de tensão de uma rede 220/127V.

Tabela 2.1 – Faixas de tensão adequada, precária e crítica. Fonte: (ANEEL, 2014).

<i>Tensão de Atendimento</i>	<i>220 V</i>	<i>127 V</i>
	Faixa de Variação da Tensão de Leitura (V)	
<i>Adequada</i>	$202 \leq TL \leq 231$	$117 \leq TL \leq 133$
<i>Precária</i>	$191 \leq TL < 202$	$110 \leq TL < 117$
	$231 < TL \leq 233$	$133 < TL \leq 135$
<i>Crítica</i>	$TL < 191$	$TL < 110$
	$TL > 233$	$TL > 135$

Adicionalmente, como mencionado no item 2.2 a inserção de GDFV implica na adição de um fluxo na rede, em um sentido contrário ao original, em que a corrente percorre o alimentador em direção à subestação. Por esta razão, a tensão na carga tende a tornar-se superior àquela na entrada do alimentador, caracterizando situação oposta ao caso da rede sem GD. Evidencia-se, portanto, a necessidade do estudo dos níveis das tensões impactados pela adição da GD.

A revisão literária sinaliza que, para determinar uma metodologia que visa avaliar o impacto nas tensões oriundos da GD de alimentadores, deve-se considerar os cálculos para níveis diferentes de penetração, o tamanho e a localização de cada gerador, entre outros aspectos.

2.4. POLÍTICAS DE INCENTIVO TARIFÁRIO À GDFV

Com o intuito de promover a disseminação de GDFV, vários governos criaram uma série de políticas públicas. Por esta razão, esta seção se propõe a introduzir os meios de regulação no âmbito da geração de energia por meio da incidência solar.

As políticas de incentivo mais adotadas no mundo são *feed in*, *net metering*, quotas e certificados de energia renovável (VIEIRA, 2016). Entretanto, *feed in* e *net metering* são as mais comumente utilizadas ao redor do mundo para a regulação da GDFV. Isso se deve ao fato de elas terem sido, inicialmente, voltadas às pequenas centrais elétricas integradas em telhados ou no solo. Países como Alemanha, Itália, e Estados Unidos adotam estas duas políticas.

2.4.1. Tarifas *feed in*

Segundo a ANEEL (2010), o sistema *feed in* consiste no pagamento de uma tarifa mais vantajosa destinada às centrais geradoras que fazem uso de fontes renováveis de energia, quando comparadas com as fontes convencionais. Neste sentido, a *feed in* tem como propósito viabilizar a implantação destes empreendimentos, visto que eles possuem altos custos de produção.

Ainda que o objetivo desta política seja trazer benefícios aos geradores de energia elétrica limpa, a *feed in* não incentiva a geração de forma otimizada. O horário de geração pode não coincidir com os de principal demanda, e os casos em que as usinas geradoras não são instaladas em locais próximos às cargas caracterizam-se como exemplos (VIEIRA, 2016).

A razão pela qual isso acontece está diretamente relacionada aos valores fixo pagos pela eletricidade gerada. A tarifa fixa não estimula um mercado competitivo entre os empreendedores e entre as fontes alternativas. A geração, portanto, não se sujeita às variações de mercado, uma vez que a remuneração independe do mercado de eletricidade (GREENPEACE, 2008).

Desta feita, muitos governos adotaram políticas com base compensação entre a energia consumida e a injetada na rede. A este método, dá-se o nome de *net metering*, o qual se destaca pela simplicidade, baixos custos, e facilidade de implementação (VIEIRA, 2016).

2.4.2. *Net Metering*

De acordo com Vieira (2016), a *net metering* é uma política de incentivo à GDFV que permite às unidades consumidoras deduzirem a energia ativa gerada, no todo ou em parte do seu consumo de energia elétrica.

Além disso, segundo Vieira (2016):

Quase todas as políticas de *net metering* podem também ser classificadas com relação aos locais onde a GDFV será instalada e nos quais os créditos gerados poderão ser consumidos (ASU, 2014):

a) *Net metering* Convencional: os créditos gerados em um sistema de geração conectado a certa unidade consumidora podem ser utilizados somente nessa mesma unidade;

b) *Net metering* Agregado: os créditos gerados em um sistema de geração conectado a certa unidade consumidora podem ser utilizados somente por esta unidade ou por unidades consumidoras localizadas no mesmo terreno ou em terrenos contíguos;

c) *Net metering* Virtual: os créditos gerados em um sistema de geração conectado a certa unidade consumidora podem ser utilizados em qualquer unidade consumidora, normalmente do mesmo proprietário;

d) *Net metering* Comunitário: a geração pode ser instalada em lugar distante da unidade consumidora e os créditos podem ser utilizados em qualquer unidade, podendo-se atribuir porcentagens de créditos de uma determinada usina a diferentes consumidores.

Assim, para todos os casos em que houver geração excedente, a valoração se destina à obtenção de créditos nas faturas de energia elétrica.

Além disso, o consumidor pode optar por vender o excedente para a distribuidora ou comercializadora a uma tarifa pré fixada pelo governo. Esta tática não se caracteriza como *feed in*, uma vez que somente a energia sobressalente seria vendida, porém também não se trata de um sistema de *net metering*, pelo mesmo motivo. A este tipo de política, dá-se o nome de autoconsumo (VIEIRA, 2016).

A Figura 2.2 ilustra as diferentes implementações de modelos *net metering* e *feed in*.

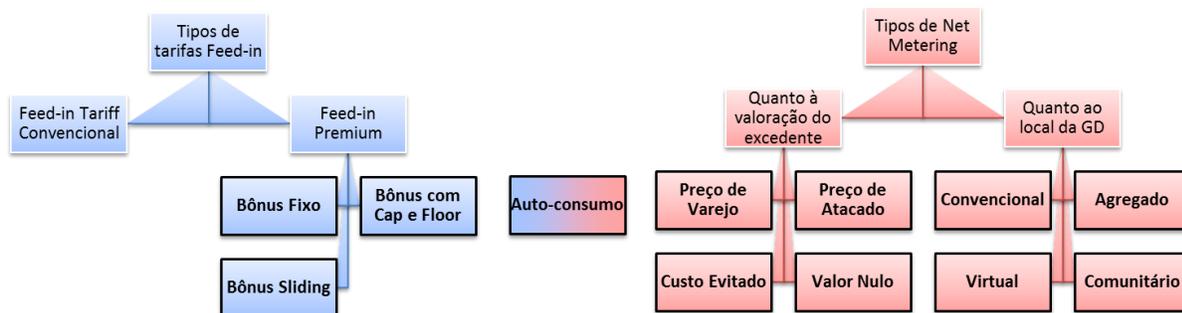


Figura 2.2 – Tipos de tarifas *feed in* e *net metering*. Fonte: (VIEIRA, 2016).

Outras formas de incentivo à GDFV também são adotadas mundialmente. Elas têm como objetivo permitir que a geração proveniente de fontes renováveis seja desenvolvida pela competição entre os investidores e obedecendo às regras de mercado.

2.4.3. Quotas e certificados de energia renovável

O mecanismo de quotas determina que uma porcentagem da energia comercializada seja proveniente de determinada fonte ou tecnologia (Wiser et al., 2011). O objetivo desta política é impulsionar a geração de energia elétrica por meio de fontes renováveis. Neste sentido, a distribuidora de energia teria que comprar algum percentual da energia gerada por suas unidades consumidoras. Tal energia tem seu preço mais elevado do que aquela proveniente da geração tradicional e,

portanto, para garantir o cumprimento dessa obrigação e criar um mecanismo que permita que esse preço seja valorado por mecanismos de mercado, os governos criam Certificados de Energia Renovável (VIEIRA, 2016).

A política de quotas e certificados possibilita a formação de um mercado competitivo, diminuindo valores de investimento. Contudo, para casos em que a meta estabelecida é ultrapassada, tem-se a ausência de um mecanismo mantenedor da produção de energia limpa. Por esta razão, pode-se causar instabilidade no sistema elétrico, o qual não oferece segurança a longo prazo (GREENPEACE, 2008).

2.5. CONSIDERAÇÕES FINAIS

O presente capítulo apresentou uma visão geral dos impactos da GDFV abordados neste trabalho. Adicionalmente, foram enumeradas outras políticas de incentivo regulatório mais presentes no panorama mundial. De posse destas informações, juntamente com o conhecimento acerca da inserção da GDFV (alocação dos painéis, potência de geração, quantidade de unidades, etc.), pode-se analisar os impactos causados na rede elétrica quando da inserção de geração distribuída solar fotovoltaica, como a tensão e a corrente (VIEIRA, 2016).

3. MÉTODO PARA ANÁLISE DOS IMPACTOS NA REDE DA INSERÇÃO DE GDFV CONSIDERANDO-SE INCERTEZAS NA SUA GERAÇÃO

3.1. CONSIDERAÇÕES INICIAIS

Este capítulo apresenta uma metodologia baseada no “método para determinação do tipo de incentivo regulatório que potencializa os benefícios da GDFV na rede”, proposto por Vieira (2016). Esta adaptação é dedicada à análise dos impactos da inserção de GDFV na rede, para diferentes níveis de penetração e políticas de incentivo, considerando-se a variação da irradiância solar e a seleção das cargas que recebem os painéis fotovoltaicos. Desta forma, o capítulo é dividido em seis partes:

- i) Apresentação da visão geral do método e características mais relevantes (Seção 3.2);
- ii) Definição das políticas de incentivo e dos cenários contemplados pelo método (Seção 3.3);
- iii) Determinação dos impactos da inserção de GDFV (Seção 3.4);
- iv) Cálculo dos efeitos nas tensões e correntes (Seção 3.5);
- v) Introdução às ferramentas computacionais empregadas para execução do fluxo de potência no alimentador (Seção 3.6); e
- vi) Aplicação do método ao alimentador TG-01 (Seção 3.7).

3.2. VISÃO GERAL DO MÉTODO

O método em questão sugere que sejam escolhidos cenários, os quais serão distinguidos pela política de incentivo adotada. Cada uma destas implica em como é feita a instalação de GDFV no alimentador.

Em seguida, tem-se a etapa de determinação dos impactos na rede elétrica, quando da inserção de GDFV no alimentador, e considerando-se as políticas escolhidas. Além de definir tais impactos, a

seção se propõe a investigar o comportamento de alguns dos parâmetros que sofrem efeitos decorrentes da instalação de geração solar fotovoltaica. Estes parâmetros são importantes para a análise da qualidade da rede elétrica, a saber, tensão e corrente.

Por fim, os impactos são analisados e comparados entre cada uma das políticas de incentivo avaliadas.

A Figura 3.1 ilustra um esquemático com as etapas do método proposto.

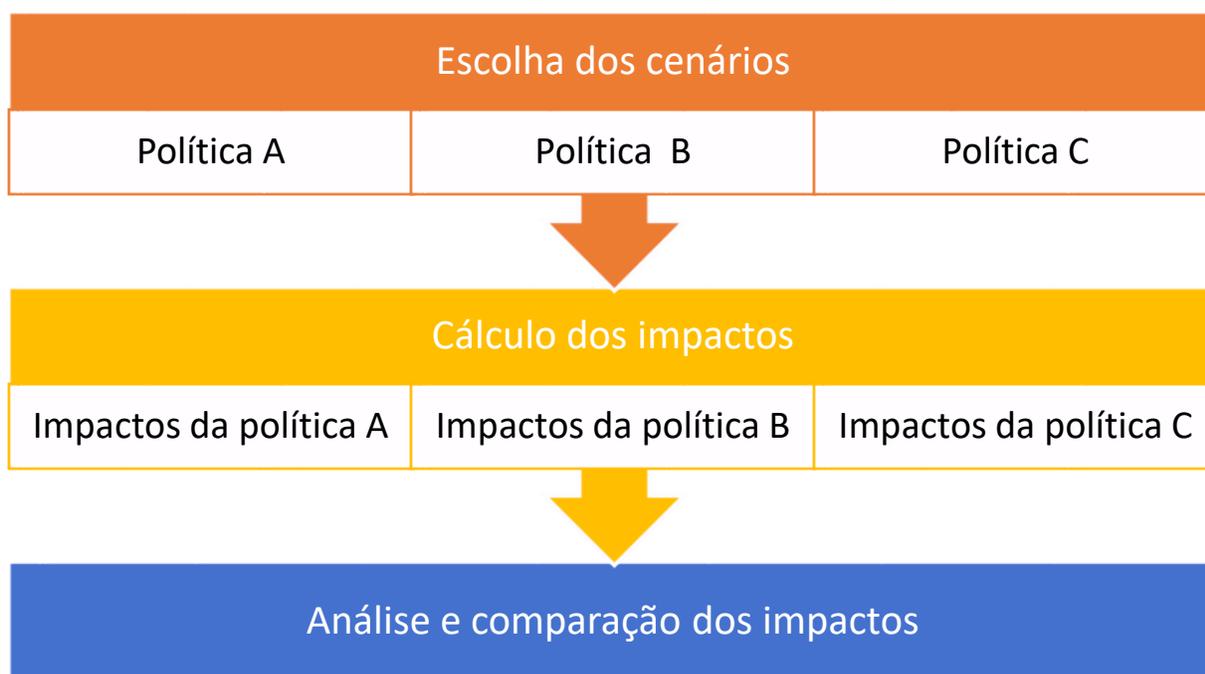


Figura 3.1 - Esquemático do método proposto. Fonte: (VIEIRA, 2016).

Adicionalmente, o método proposto contempla incertezas na geração como o caráter estocástico da irradiância (tratada com rigor estatístico) e a arbitrariedade na escolha das unidades consumidoras que receberão painéis fotovoltaicos. Por esta razão, o método proposto permite a obtenção de resultados mais condizentes com a realidade.

A cada uma destas situações é destinado um procedimento diferente. Para se contabilizar os efeitos da GDFV no tocante à variação da irradiância, consideram-se simulações de Monte Carlo. Neste critério, são executadas diversas simulações para cada cenário escolhido. O método adota um valor

de irradiação que varia de um dia para outro, segundo dados de medição do INMET. Contudo, no caso em que há a variação dos locais onde são instaladas as GDFV, escolhem-se aleatoriamente residências e comércios para cada configuração do sistema, e a análise é feita considerando-se um único dia com uma curva de irradiância média.

A seguir, têm-se as demais simplificações adotadas no presente trabalho:

- i) As curvas de carga utilizadas nas simulações são fornecidas pela concessionária e são especificadas para cada carga.
- ii) Apesar da variação por dia da irradiância, esta é igual para todos os painéis instalados. Isto é, não há influência geográfica da GDFV dentro do alimentador;
- iii) A geração fotovoltaica apresenta fator de potência unitário e eficiência do sistema de 80% (considerando-se perdas por sujeira, efeito joule, e sombreamentos);
- iv) Existem dois modelos que definem as cargas. O modelo 1 indica impedância constante. Já o modelo 2 possui potência ativa constante e reativa quadrática. Para todas as cargas, considera-se o fator de potência igual a 0,92 indutivo;
- v) O alimentador é radial, trifásico e desequilibrado. Ele possui reguladores e apresenta tensão na barra de referência (barra da subestação) definida em 1 pu; e
- vi) O consumo do alimentador é considerado constante nas simulações para a avaliação dos impactos.

3.3. DEFINIÇÃO DOS CENÁRIOS

A metodologia ora proposta permite analisar os efeitos das aplicações de diferentes políticas de incentivo regulatório. “A determinação do cenário tem consequência direta no resultado da análise dos impactos, uma vez que a GDFV é instalada de maneira diferente conforme a política adotada” (VIEIRA, 2016). Neste estudo, foram selecionadas para uma avaliação comparativa as políticas *feed in* pequena e média, e a *net metering*.

Inicialmente, deve-se determinar a potência de GDFV que implicaria num nível de penetração de 100% (GD_{Max}) para o alimentador em questão. O cálculo dessa potência é dado pela equação (3.1).

$$GD_{Max} = \frac{CT * k}{PR * n_{dias} * Irr} \quad (3.1)$$

Onde:

CT: Consumo total mensal do alimentador;

k: Constante solar na superfície terrestre, definida em 1 kW/m²;

PR: *Performance Ratio*, definida em 80%;

n_{dias}: Número de dias em um mês (30 dias); e

Irr: Irradiação local obtida de NREL (2015a).

Adicionalmente, faz-se uso do conceito de GD_{pen} , de forma a determinar o número de unidades consumidoras que possuem GDFV instalada. Tal definição corresponde à potência instalada para cada penetração, e pode ser calculada por meio da equação (3.2).

$$GD_{Pen} = Pen * GD_{Max} \quad (3.2)$$

Onde:

GD_{Pen} : quantidade (em kW) de GDFV a ser instalada nas diferentes unidades consumidoras do alimentador para que seja obtido um nível de penetração *Pen* (em %);

Pen: nível de penetração de GDFV (entre 0 e 1); e

GD_{Max} : Potência de GDFV que resulta em 100% de penetração [kW].

A potência por penetração, GD_{pen} , permite o cálculo da quantidade de GDFV a ser instalada. Para a ocorrência em que se aplica a política de *feed in* pequena, divide-se a GD_{Max} por um valor fixo de 5 kW, relativo à potência instalada em cada unidade consumidora escolhida. No caso em que a

feed in média é adotada, deve-se dividir a GD_{Max} por 10 kW. Contudo, para a política *net metering*, o cálculo da quantidade de GDFV é feito de maneira distinta.

Em se tratando da política *net metering*, o valor da potência instalada em cada unidade consumidora corresponde à demanda da mesma. Portanto, para esta política, somam-se as demandas das unidades consumidoras, até que se atinja GD_{pen} . Para as situações em que não se atinge o número exato da GD_{pen} , adiciona-se mais uma carga à soma total, e divide-se a potência excedente entre todas unidades escolhidas.

Após a definição da quantidade de potência total de GDFV a ser instalada no alimentador, o valor de GD_{Max} é distribuído entre as diferentes unidades consumidoras de acordo com a política de incentivo e com o nível de penetração adotados.

Tome como exemplo um alimentador cuja potência máxima é $GD_{Max} = 10 MW$. Neste caso, para uma penetração de 50%, a potência injetada seria de 5 MW. Considera-se ainda a escolha da política *feed in* pequena, para a qual cada sistema instalado nas unidades consumidoras é de 5 kW. Ter-se-ia, portanto, a potência de 5 MW distribuída entre todas as cargas até o nível de penetração desejado. Logo, como resultado, existiriam 1000 cargas com sistemas de 5 kW.

A energia gerada em um determinado instante do dia é calculada de acordo com a equação (3.3).

$$E_t = Rad * \eta * A * \Delta t \quad (3.3)$$

Onde:

E_t : Energia gerada no instante t (kWh);

Rad : Radiação solar no instante t (kW/m²);

η : Eficiência dos módulos solares fotovoltaicos;

A : Área total ocupada pelos módulos solares fotovoltaicos; e

Δt : Intervalo de tempo (h). No presente trabalho, os cálculos são sempre realizados em intervalos constantes de uma hora.

Percebe-se da equação (3.3) que a energia gerada pelos sistemas solares depende das características do painel utilizado, quais sejam, eficiência dos módulos e área que estes ocupam. A relação entre estes fatores pode ser descrita pela equação (3.4).

$$\eta = \frac{P}{A} \quad (3.4)$$

Das equações (3.3) e (3.4), é possível calcular a energia produzida pela GDFV, considerando-se a potência instalada e a radiação solar no local. Esta relação é mostrada pela equação (3.5).

$$E_t = Rad * P * \Delta t \quad (3.5)$$

De posse destas informações, torna-se possível avaliar as diferentes formas de inserção de GDFV na rede elétrica. Para tanto, de acordo com Vieira (2016), propõe-se a criação de três cenários distintos, a saber:

- (i) *Net metering*: neste cenário, a GDFV será instalada em unidades consumidoras obedecendo aos patamares de consumo de cada unidade. Nesse caso, a probabilidade de que uma determinada residência ou comércio instale uma geração é aleatória, contudo, uma vez determinado que certa unidade consumidora instalará um sistema, a potência de GDFV será proporcional ao consumo daquela unidade;
- (ii) *Feed in Potência Baixa*: em locais onde a principal política de incentivo à GDFV é um esquema de tarifas do tipo *feed in*, cria-se a tendência à instalação, nas redes de distribuição, de sistemas de tamanho próximo ao limite máximo para o qual se tem a tarifa mais atrativa [...]. Para simular o efeito desse tipo de política nos impactos que a GDFV causa nas redes, este cenário insere GDFV com potência fixa de 5 kW em locais espalhados pelo alimentador; e
- (iii) *Feed in Potência Média*: o limite de potência máxima da faixa para a qual é oferecida a tarifa *feed in* mais atrativa varia entre os países. Certas regiões optam por incentivar prioritariamente sistemas de tamanho mais baixo, pulverizando-se a GDFV, enquanto outras suportam sistemas de potência um pouco mais elevada. Com o objetivo de se comparar o efeito dessas escolhas no impacto da geração solar na rede, criou-se este cenário, que se concretizará pela instalação de sistemas de 10 kW distribuídos de maneira aleatória no alimentador.

Os três cenários foram criados com o intuito de destacar as diferenças na forma de instalação da GDFV e, então, compará-las no que diz respeito aos impactos causados na rede.

3.4. DETERMINAÇÃO DOS IMPACTOS DA GDFV

O método adotado tem por essência a definição dos impactos na rede de distribuição, causados pela GDFV. Considera-se o tamanho da geração a ser inserida – determinado em conformidade com os cenários definidos na seção 3.3.

O processo utilizado por esta metodologia pode ser ilustrado por um fluxograma. Consideram-se alguns aspectos para sua definição:

- (i) Para cada cenário definido, determina-se os impactos da GDFV na rede elétrica, a saber, tensão e corrente, por penetração;
- (ii) Existe a variação de dois parâmetros: irradiância e alocação da GDFV;
- (iii) Para a variação da irradiância, as simulações consideram períodos de 24 horas, durante 1000 dias;
- (iv) Para a avaliação de alocação de GDFV diferentes, as simulações contemplam o cálculo dos impactos por hora durante o período de um dia de análise. Repete-se este processo com 5 grupos de cargas diferentes;
- (v) Faz-se o cálculo do fluxo de potência com características físicas constantes do alimentador, e informações das cargas fornecidas pela distribuidora; e
- (vi) O tamanho da GDFV varia de acordo com o incentivo regulatório em análise.

As Figuras 3.2 e 3.3 ilustram os fluxogramas do método a ser aplicado para a variação da curva de irradiância e das unidades consumidoras a receberem painéis fotovoltaicos.

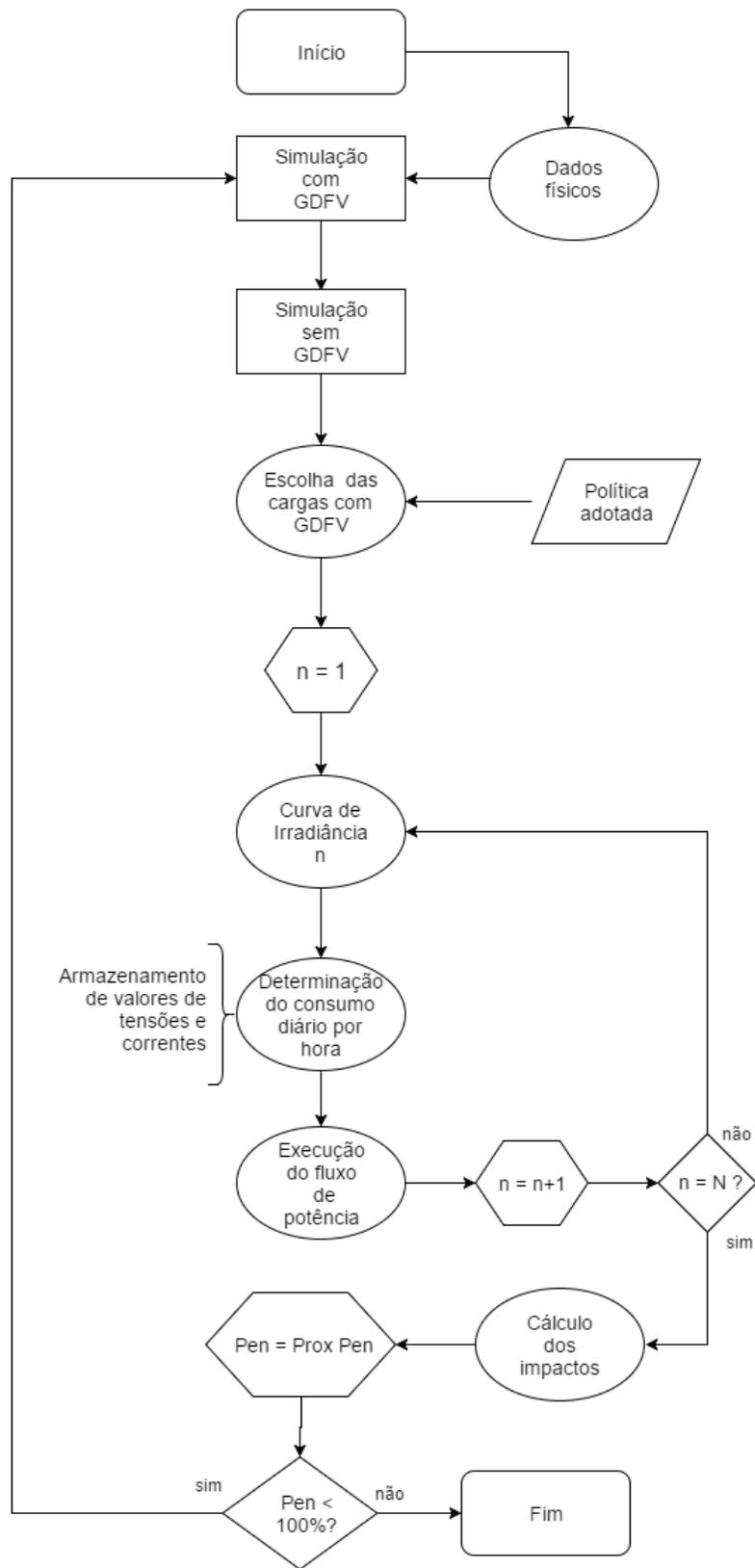


Figura 3.2 – Fluxograma do método proposto considerando-se a variação da curva de irradiância.

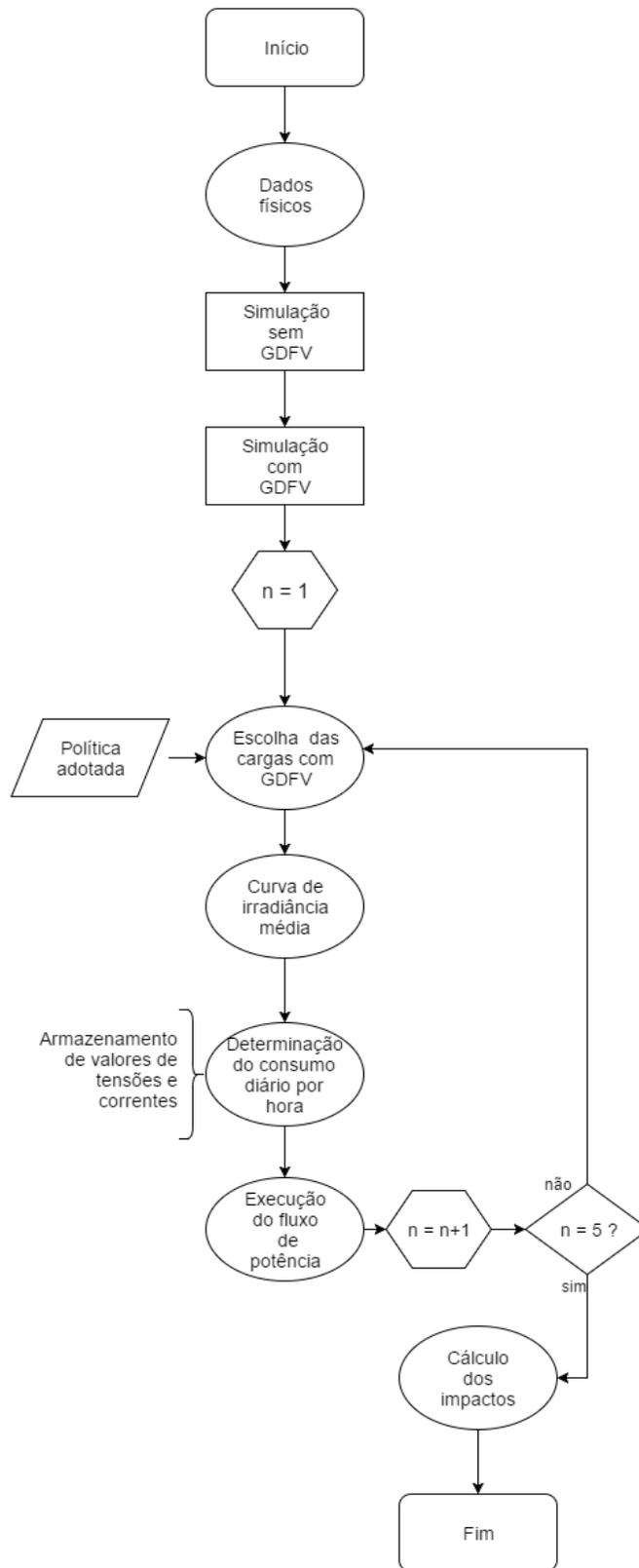


Figura 3.3 – Fluxograma do método proposto considerando-se a variação das UCs que recebem os painéis fotovoltaicos.

O fluxo da Figura 3.2 é o mesmo para os três cenários em análise. Para cada um destes, determina-se o comportamento de tensões e correntes em cada nível de penetração, quando da variação da curva de irradiância. Já na Figura 3.3, considera-se 20% de penetração, alterando-se a seleção de cargas com GDFV. A escolha de 20% de penetração para o segundo caso se justifica pela estimativa de um arranjo que seria mais próximo de existir na prática.

Faz-se necessária, portanto, a divisão da análise de acordo com os níveis de penetração. Em virtude disso, permite-se que os agentes reguladores permutem entre os tipos de incentivo. O procedimento para o cálculo dos níveis de penetração é exibido na seção seguinte.

Finalmente, os resultados oriundos do método passam por uma etapa de comparação que permite a identificação das políticas de incentivo que culminam em melhorias na rede. Cabe enfatizar que não se trata de uma análise voltada à seleção da política mais adequada, pois para este objetivo, seriam necessárias algumas outras etapas que não fazem parte do escopo deste trabalho.

3.4.1. Níveis de penetração

De acordo com Vieira (2016), é possível calcular o nível de penetração de um sistema solar fotovoltaico como a relação entre a energia gerada e a consumida, em um certo período de tempo. A determinação do nível de penetração é feita de acordo a equação (3.6)

$$Pen_1 = \frac{E_G}{E_C} \quad (3.6)$$

Onde:

E_G : É a energia total gerada pelos sistemas solares fotovoltaicos [kWh]; e

E_C : É a energia total consumida pelas unidades consumidoras [kWh].

Simulações diferentes são feitas para cada nível de penetração. Entretanto, a execução do fluxo de potência depende de critérios que garantem a veracidade dos dados de entrada e dos resultados.

3.4.2. Simulações de Monte Carlo

De acordo com o que é descrito por Vieira (2016),

O Método de Monte Carlo consiste na realização de diversas simulações com amostragens aleatórias para se obter dados numéricos (Goodman, 2000). A quantidade de simulações de Monte Carlo a serem realizadas pode ser pré-fixada ou, alternativamente, pode-se adotar um critério estatístico de parada para as simulações. Uma das formas mais eficientes de se realizar esse processo é por meio do acompanhamento do Coeficiente de Variação estatístico (CV) das grandezas analisadas (Pareja, 2009). O CV representa o erro relativo dos valores obtidos.

O valor do CV pode ser calculado pela equação (3.7)

$$CV = \frac{\sigma}{\mu\sqrt{n}} \quad (3.7)$$

Onde:

σ : Desvio Padrão;

μ : Média; e

n: Número de simulações realizadas.

O método é voltado à análise do comportamento dos impactos da GDFV em duas grandezas diferentes, quais sejam, tensão e corrente. O CV, portanto, é calculado para cada uma destas, e ao final, encontra-se o CV total pela equação (3.8).

$$CV = \max(CV_{correntes}, CV_{tensões}) \quad (3.8)$$

Onde:

CV : Coeficiente de variação utilizado como critério de parada das simulações de Monte Carlo;

$CV_{tensões}$: Coeficiente de variação das perdas de energia elétrica do alimentador; e

$CV_{correntes}$: Coeficiente de variação da capacidade máxima (potência de pico) atendida pelo alimentador.

Para cada nível de penetração, o cálculo dos impactos provenientes do fluxo de potência considera o valor de CV obtido. Faz-se necessária, portanto, a apresentação de alguns conceitos para a realização do cálculo. A seção seguinte discorre sobre os dados do alimentador utilizados para a determinação dos impactos avaliados neste trabalho.

3.4.3. Dados do alimentador

A realização do fluxo de potência considera informações técnicas acerca dos componentes do circuito. Desta feita, expõem-se as seguintes variáveis:

- (i) Tensão na barra de referência
 - a. Valor utilizado como referência para cálculo das demais grandezas do circuito
- (ii) Configuração do alimentador
 - a. Bitola e comprimento dos condutores
 - b. Especificações dos transformadores
- (iii) Potência nas unidades consumidoras com GDFV
 - a. Patamar de carga diário, considerando-se o consumo e a curva de carga
 - b. Energia gerada pelo sistema solar, incluindo o tamanho deste e a incidência solar da região (VIEIRA,2016).

A variável (i) é utilizada como tensão de referência por poder ser controlada. Já para (ii), os valores são conhecidos pela distribuidora e são fixos para as condições avaliadas. Por fim, os subitens da variável (iii) são previamente definidos pela concessionária e pelas particularidades dos estudos de caso. Contudo, as curvas de irradiância são obtidas dos dados do INMET e alternadas durante as simulações.

Assim como a potência, outros parâmetros como curva de carga e patamar de consumo são obtidos por meio dos dados físicos de energia, fornecidos pela distribuidora. Estas informações são os dados de entrada para a execução dos softwares.

3.4.4. Curvas de carga

O arquivo contendo as curvas de carga do alimentador é gerado da simulação da rede modelada no software ProgGeoPerdas. De posse destas informações, torna-se possível apresentar os tipos de curvas de carga utilizados no alimentador em análise.

As diversas tipologias representam diferentes faixas de mercado da distribuidora. A Figura 3.4 ilustra as tipologias usadas pela Companhia Energética de Brasília (CEB), distribuidora analisada no presente trabalho.

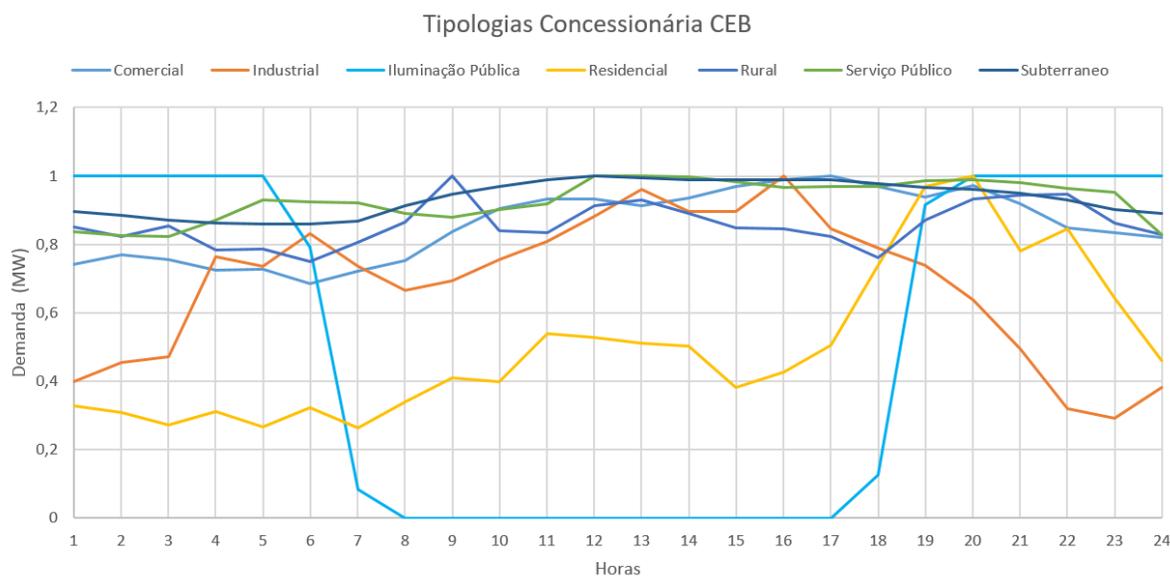


Figura 3.4 – Curvas de cargas da CEB.

Desta forma, percebe-se que existe um tipo de curva relacionado a cada carga. O software utilizado para a modelagem do circuito se encarrega de fazer esta associação. Portanto, o método contempla

uma curva de carga fixada para cada unidade consumidora, porém não é considerado critério probabilístico destas curvas.

3.4.5. Patamares de consumo

É exigido pela ANEEL que sejam realizadas campanhas de medição visando a caracterização das cargas conectadas à rede. Estes processos devem seguir procedimentos previamente definidos (ANEEL, 2015). Particularmente, o método proposto tem como foco os consumidores BT (tensão inferior a 2,3 kV), para os quais a campanha deve separar as unidades consumidoras por classe de consumo em residencial, comercial, industrial, entre outras. Em cada uma delas, existem grupos separados por faixa de consumo.

A divisão do consumo em faixas permite inferir estatisticamente a probabilidade de que uma unidade consumidora apresente seu consumo dentro de uma faixa predefinida (VIEIRA, 2016). Entretanto, o método adotado neste trabalho não contempla o caráter estatístico dos patamares de consumo. Esta decisão se justifica pelo fato de que os dados empregados nas simulações são reais, fornecidos pela concessionária.

Os dados de patamares de consumo, assim como no caso das curvas de carga, são obtidos da modelagem da rede no software ProgGeoPerdas. Ressalta-se, ainda, que são preservadas as informações de caráter confidencial, uma vez que os arquivos utilizados nas simulações usam nomes padronizados nas barras declaradas pela distribuidora.

3.4.6. Irradiância

O instituto nacional de meteorologia (INMET) disponibiliza informações referentes a diversos parâmetros meteorológicos de estações automáticas distribuídas pelo país. Estas estações fazem o acompanhamento da pressão atmosférica, temperatura, umidade relativa do ar, precipitação, direção e velocidade do vento, além da irradiação solar (VIEIRA, 2016).

Com base em dados de irradiação solar da estação do Distrito Federal, tratam-se as informações considerando apenas aquelas que são resultados relevantes da medição. Em seguida, dos dados restantes, tiram-se a média e o desvio padrão para cada hora do dia.

A Figura 3.5 apresenta tais valores para a condição de 1000 dias observados.

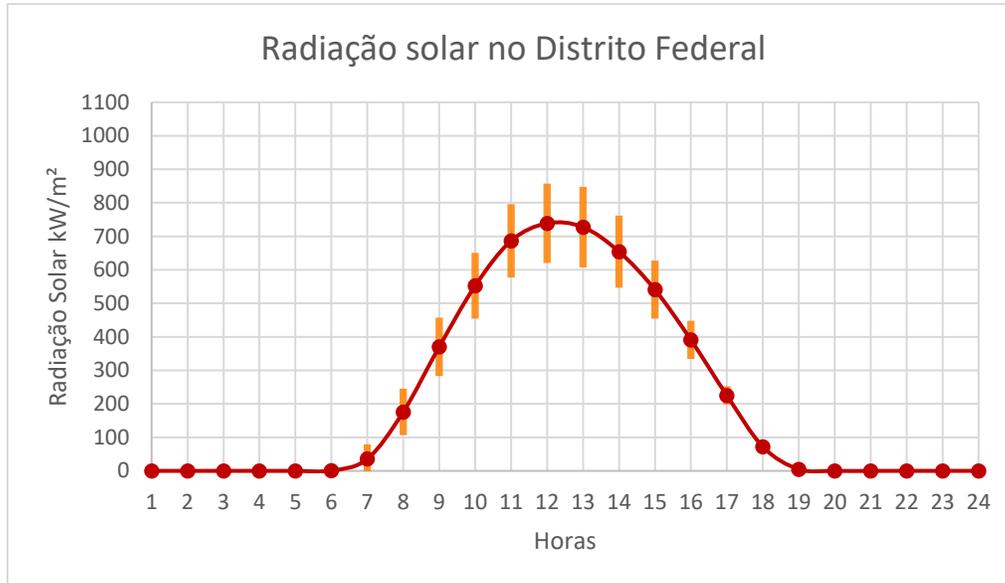


Figura 3.5 – Média e desvios padrão da radiação solar fotovoltaica no Distrito Federal. Dados referentes a medição de 1000 dias, provenientes de (INMET, 2015).

A curva em vermelho da Figura 3.5 representa os valores médios destes dias. Existem trabalhos na área os quais utilizam os valores médios para o cálculo do fluxo de potência e obtenção dos impactos da GDFV. Entretanto, visando-se uma melhor representação da realidade, o presente método considera que, para cada hora do dia, a radiação solar pode receber qualquer valor, de acordo com as curvas de irradiação solar medidas em cada dia. Por esta razão, opta-se por variar a irradiância considerando-se o método de Monte Carlo.

Cabe ressaltar, porém, que o período de medição da radiação solar contempla alguns períodos em que se têm o horário de verão em vigência. A Figura 3.6 ilustra a influência do horário de verão na curva de irradiância.

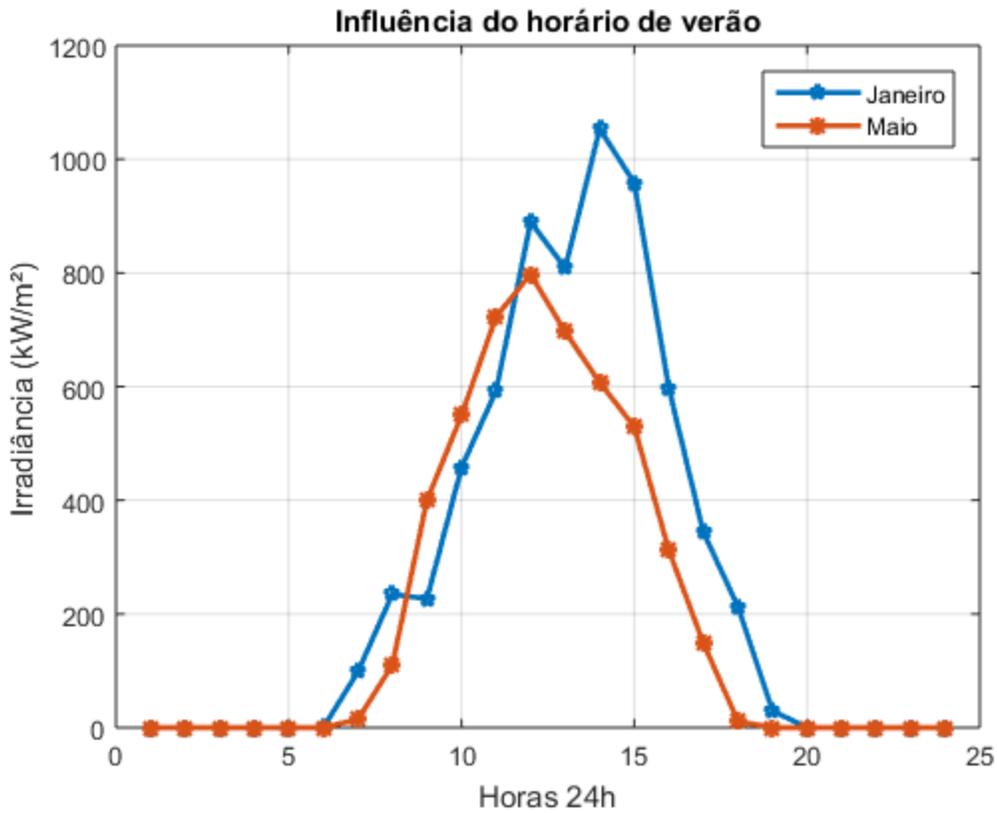


Figura 3.6 – Influência do horário de verão nas curvas de irradiância.

Nota-se da Figura 3.6 que as curvas de irradiância apresentam uma discrepância considerável. Este fato corrobora para uma análise coerente com a realidade.

3.5. CÁLCULO DOS IMPACTOS DA GDFV

3.5.1. Tensão

Calculam-se os níveis de tensão nas unidades consumidoras selecionadas com a presença de GDFV. Estas tensões são comparadas com aquelas para o caso sem a geração solar. Adota-se, por exemplo, o valor de 1 p.u. para a barra referente à subestação. Em seguida, escolhe-se um ponto do alimentador para análise, no caso base e nas situações para diferentes níveis de penetração. Neste sentido, torna-se possível avaliar o impacto nas tensões quando da presença de GDFV.

A metodologia também considera os níveis de tensão em conformidade com o que é determinado pelo Módulo 8 do PRODIST. Desta maneira, permite-se a investigação das tensões fora do limite. Como descrito na seção 2.3, as faixas entre 1 kV e 69 kV contemplam, aproximadamente -8% e +5% do nível superior e inferior, respectivamente. Já as faixas entre 69 kV e 138 kV, o limite permitido é de $\pm 5\%$ da tensão nominal da rede. Estes intervalos são avaliados no método proposto.

A tensão na barra para cada penetração pode ser calculada pela equação (3.9).

$$V^{Pen} = \frac{1}{N} \sum_{k=1}^N \frac{1}{24} \sum_{h=1}^{24} V(h) \quad (3.9)$$

Onde:

V^{Pen} : Valor das tensões no nível de penetração;

$V(h)$: Valor da tensão da fase A em determinada hora; e

N : Número de simulações.

3.5.2. Corrente

De forma análoga às tensões, os níveis de corrente são calculados primeiramente para o caso base (sem GDFV) e, em seguida, calcula-se os valores de corrente para diferentes penetrações de GDFV.

A corrente por nível de penetração pode ser calculada pela equação (3.10).

$$I^{Pen} = \frac{1}{N} \sum_{k=1}^N \frac{1}{24} \sum_{h=1}^{24} I(h) \quad (3.10)$$

Onde:

I^{Pen} : Valor de corrente no nível de penetração;

$I(h)$: Valor da corrente da fase A em determinada hora; e

N : Número de simulações.

3.6. FERRAMENTAS COMPUTACIONAIS

A execução da metodologia adotada depende diretamente das ferramentas computacionais. São considerados para o método o tamanho da geração inserida e as informações que permitem o cálculo do fluxo de potência.

Neste trabalho, utilizam-se os softwares ProgGeoPerdas e *OpenDSS*. O primeiro realiza a modelagem da rede do alimentador a partir dos dados enviados pela concessionária. O último executa o fluxo de potência do alimentador, considerando as configurações de GDFV inseridas.

3.6.1. ProgGeoPerdas

Desenvolvido pela ANEEL, o software ProgGeoPerdas é uma ferramenta cujo objetivo é contabilizar as perdas técnicas nas redes de distribuição do Brasil. A sua interface gráfica é apresentada na Figura 3.7.

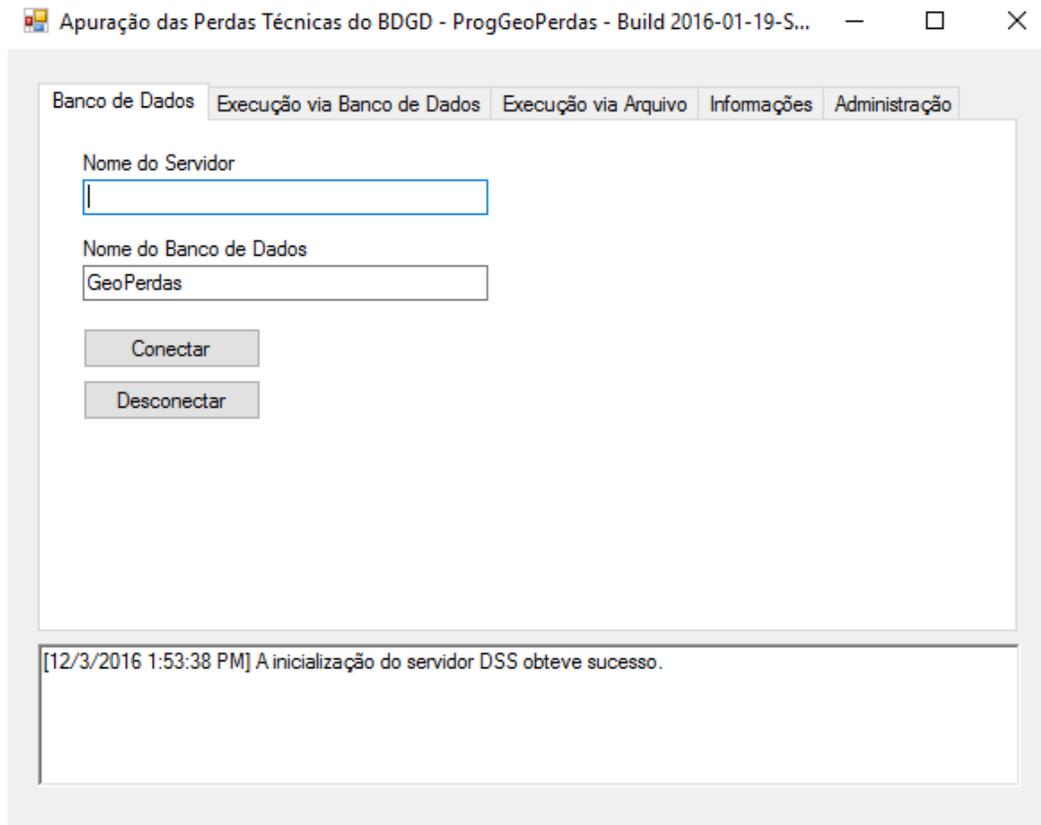


Figura 3.7 – Interface do software ProgGeoPerdas

O funcionamento desta ferramenta se inicia pela leitura dos dados físicos fornecidos pelas concessionárias. Os dados lidos localizam-se em um servidor de banco de dados *SQL* (ferramenta computacional do Windows) e contém informações das curvas de carga, dos patamares de consumo, transformadores, bitolas dos condutores, reguladores de tensão e características dos ramais de alimentação.

A partir da obtenção destes dados, e por meio de uma conexão entre o ProgGeoPerdas com outro *software* utilizado (*OpenDSS*), a execução do programa realiza a modelagem da rede e executa o

fluxo de potência. Com isso, são disponibilizadas as informações de perdas técnicas e não técnicas do circuito.

Ressalta-se que o método adotado neste trabalho utiliza apenas os arquivos gerados da rede modelada pelo ProgGeoPerdas. A execução do fluxo é feita diretamente no *software OpenDSS*, uma vez que este estudo se destina à avaliação de outras grandezas.

3.6.2. *OpenDSS*

O programa *OpenDSS (Distribution System Simulator)*, criado pela EPRI (*Electric Power Research Institute*), tem por essência executar simulações de sistemas de potência, inclusive na área de *smart grids* (Radatz, 2015).

A Figura 3.8 ilustra a interface do programa.

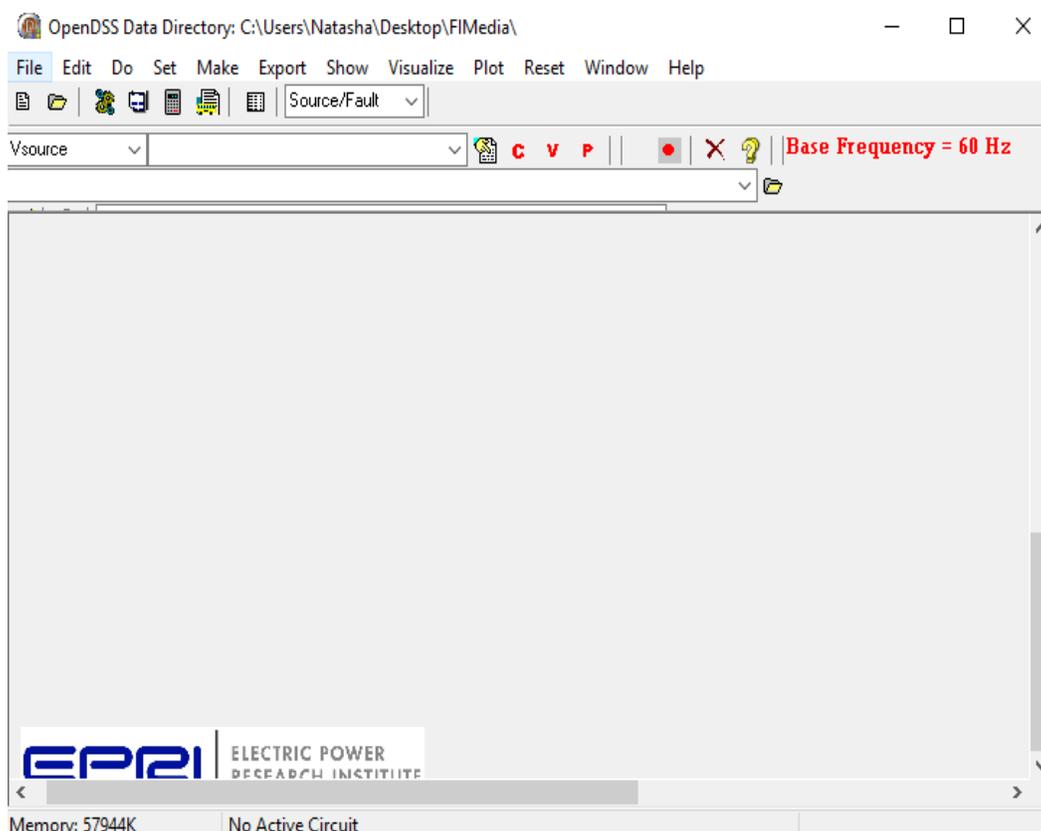


Figura 3.8 – Interface do software *OpenDSS*

Pode-se executar o fluxo de potência de diversas formas. Dentre elas, destacam-se o modo padrão, diário ou anual, e Monte Carlo, por exemplo (Radartz, 2015). A estes modos de operação, aplica-se o método de *Newton* para a execução do fluxo de potência. Contudo, cabe ressaltar que a utilização do método de Monte Carlo no *OpenDSS* se destina ao estudo de falta e, portanto, esse modo não foi empregado neste trabalho.

Adicionalmente, o *OpenDSS* utiliza o método de *KLU* *solve* - ferramenta matemática que calcula a matriz de admitâncias nodais. É permitido, também, inverter estas matrizes, de modo a otimizar a solução do fluxo de potência.

Da gama de opções que o programa proporciona, ressalta-se a interface COM (*Component Object Model*), essencial para a aplicação do método. Esta interface permite a comunicação do *OpenDSS* com ferramentas de programação avançadas, como o *MatLab*® e o *Python*, por exemplo. Os algoritmos implementados no *MatLab*® para a aplicação deste método encontram-se no Apêndice A.

Desta forma, a utilização do programa *OpenDSS* se justifica primeiramente pela sua característica de simular circuitos reais e complexos, permitindo uma análise de dados verossímeis. Ele é também capaz de trabalhar com o uso de geração distribuída. Adicionalmente, este *software* é utilizado pela ANEEL para a análise de perdas. Por fim, além de ser uma ferramenta livre (*open source*), é permitida a automatização das funcionalidades do *software* pela interface COM.

3.7. APLICAÇÃO DO MÉTODO AO ALIMENTADOR TG-01

A aplicação do método supracitado pode ser aplicada em qualquer alimentador. Neste trabalho, escolhe-se o TG-01, localizado em Brasília – DF. Este alimentador da área de concessão da Companhia Energética de Brasília (CEB), atende unidades consumidoras residenciais e comerciais. Ele contém cargas MT e BT, nas regiões administrativas de Taguatinga e Águas Claras.

3.7.1. Dados do alimentador TG-01

Dos arquivos gerados da modelagem do alimentador em questão pelo ProgGeoPerdas, constata-se que ele atende 1582 unidades consumidoras comerciais e 4932 residenciais. Ressalta-se que as informações utilizadas neste processo são fornecidas pela concessionária CEB e a reguladora ANEEL.

Desta feita, tem-se que as especificidades da rede como curvas de carga, e potência das barras, por exemplo, são definidos pela modelagem da rede. Por causa da grande quantidade de dados, estas informações são dispostas *online* por meio do *link*: goo.gl/mSVzhm.

3.7.2. Definição dos cenários para o TG-01

A aplicação do método requer a escolha de pontos de observação dos resultados. Neste caso, foram escolhidos dois pontos, a saber, na entrada do alimentador e em um ramal – afastado da subestação. Para ambas as referências, são adotados como cenários as políticas de incentivo da maneira que é descrita na seção 3.3.

Além disso, devem ser escolhidas as unidades consumidoras com sistemas solares em seus telhados. Tal escolha é feita de maneira arbitrária no programa Excel, por meio da função *rand*. Para o caso em que apenas se varia a irradiância, o conjunto de cargas para um dado nível de penetração compreende as cargas do nível anterior. Por exemplo, sorteia-se o conjunto de 10% de cargas para uma determinada política e, em seguida, adiciona-se um novo conjunto de cargas para formar o arquivo que contém os 20% de cargas. Desta forma, metade das cargas para 20% de penetração são iguais as cargas para 10%.

No entanto, a condição de variação das cargas que recebem a GDFV exige que, para cada simulação, exista um conjunto distinto de cargas. Deste modo, para 20% de penetração, são realizadas cinco simulações para cada política de incentivo com cinco conjuntos diferentes de unidades consumidoras.

A realização do fluxo de potência do alimentador TG-01 permite a identificação do resultado do consumo total mensal do alimentador (43,13 MW/dia). O valor de irradiância local utilizado nas simulações é de 5,2 kWh/m²/dia. Assim, substituindo os valores na equação (3.1), tem-se que:

$$GD_{Max} = \frac{43.130.000 * 1}{0,8 * 5,2} = 10,37 \text{ MW}$$

Neste estudo, o valor encontrado de GD_{Max} é arredondado para 10,5 MW, visando a simplificação dos cálculos.

A partir do valor de GD_{Max} , calcula-se os valores de GD_{pen} para cada nível de penetração analisado podem ser obtidos pela equação (3.2). A Tabela 3.1 apresenta a potência total instalada por nível de penetração.

Tabela 3.1 - Potência total por porcentagem de penetração

Penetração (%)	Potência total (MW)
0	0
10	1,05
20	2,10
50	5,25
70	7,35
100	10,5

O resultado da alocação de GD_{pen} para cada penetração indica a quantidade de sistemas de GDFV instalada. A Tabela 3.2 mostra a quantidade de GDFV por penetração para as diferentes políticas.

Tabela 3.2 – Quantidade de GDFV instalada por porcentagem de penetração, para cada política de incentivo.

Nº de comércios e residências com GDFV			
Penetração (%)	<i>Feed In Pequena</i>	<i>Feed In Média</i>	<i>Net Metering</i>
0	0	0	0
10	210	105	440
20	420	210	1064
50	1050	525	2973
70	1470	735	3731
100	2100	1050	5692

Os resultados da aplicação do método ao alimentador TG-01 são obtidos empregando-se o limite de 1000 execuções do fluxo de potência por nível de penetração, quando da variação da irradiância. Já para a escolha de GDFV em unidades consumidoras, a simulação contempla o período de 24 horas. São consideradas cinco alocações de GDFV diferentes para um nível de penetração de 20% e por política de incentivo.

Entretanto, para testar a convergência dos dados obtidos em ambos os casos, calculam-se os coeficientes de variação das medidas de tensão e corrente.

A representação dos erros de medida pelo CV é importante para a verificação da validade dos resultados encontrados. Isso significa que, caso a diferença entre os impactos calculados sob duas políticas distintas seja menor que o CV, então não há diferença estatisticamente válida entre os impactos causados por essas duas políticas (VIEIRA, 2016). Neste trabalho, opta-se por calcular diferenças entre duas curvas por meio do cálculo do erro máximo em porcentagem, dada pela equação (3.11)

$$E_{max} = 100 * \max \left(\left| \frac{V1 - V2}{V1} \right| \right) \quad (3.11)$$

Onde:

E_{max} : Erro máximo encontrado; e

V1, V2: Valores a serem comparados.

3.8. CONSIDERAÇÕES FINAIS

O método proposto incorpora dados e procedimentos essenciais para determinar os impactos da GDFV em redes de distribuição de energia elétrica. Consideram-se elementos estatísticos nas operações em sistemas complexos, como um alimentador. Por fim, apresentam-se os resultados da aplicação desta mesma metodologia ao alimentador real TG-01.

4. RESULTADOS E DISCUSSÕES

4.1. CONSIDERAÇÕES INICIAIS

O presente capítulo apresenta os impactos nas tensões e nas correntes da inserção de GDFV em um alimentador real, considerando-se, separadamente, as incertezas na irradiância e na alocação de painéis fotovoltaicos em unidades consumidoras. A análise destes resultados permite a identificação dos efeitos causados pela inserção de GDFV na rede elétrica, para diferentes políticas de incentivo.

Inicialmente, são avaliados alguns gráficos com o objetivo de se destacar as possíveis diferenças presentes nos níveis de tensões e correntes adquiridos por meio de simulações em que se emprega: i) os valores médios das curvas de irradiância medidas em 1000 dias; e ii) os valores máximos, médios e mínimos destas grandezas oriundas das execuções dos fluxos de potência para cada uma das 1000 curvas de irradiância.

Em seguida, são expostos e analisados os resultados dos cálculos das tensões e correntes, para diferentes níveis de penetração de GDFV, frente às variações da irradiância e dos locais que possuem painéis, separadamente.

Por fim, são apresentados os resultados das simulações para 20% de penetração, variando-se as unidades consumidoras que recebem os painéis fotovoltaicos. Estes resultados são mostrados no formato de gráficos, contendo valores máximos, médios e mínimos de tensões e correntes.

4.2. RESULTADOS DA IMPLEMENTAÇÃO DO MÉTODO AO ALIMENTADOR TG-01

A Figura 4.1 apresenta as curvas diárias de tensão máxima, mínima e médias, para a política de incentivo *net metering*, com uma penetração de 20%. As curvas denominadas “tensão máxima”, “tensão mínima” e “tensão média” correspondem às estatísticas obtidas utilizando-se as 1000 simulações de fluxo de potência para cada valor de irradiância. Já a “tensão média para a média

da irradiância” refere-se à tensão diária proveniente de uma única simulação com uma curva de irradiância média.

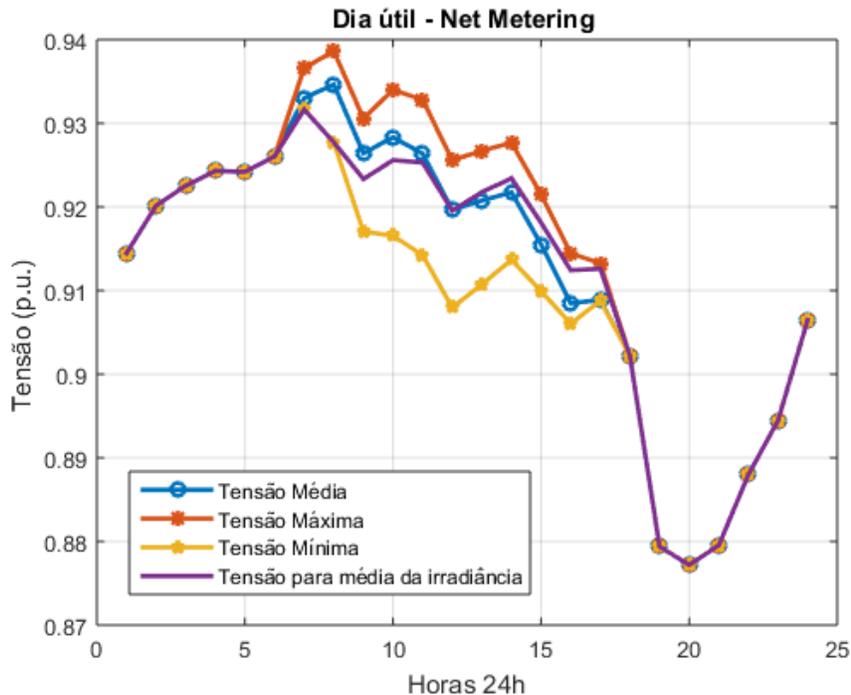


Figura 4.1 – Níveis de tensões diários do ramal com 20% de penetração para a política do tipo *net metering*.

Da Figura 4.1 é possível observar discrepâncias entre as curvas de tensão em questão. No tocante à avaliação das curvas médias, cabe enfatizar que o erro máximo entre os respectivos pontos alcança 0,74%. Ainda que pequena, esta diferença evidencia a necessidade da utilização das simulações de Monte Carlo. Nota-se ainda que as curvas se cruzam por volta de meio dia – hora de maior incidência solar. Quanto à comparação entre as curvas máximas e mínimas com a tensão média para a média da irradiância, têm-se os seguintes erros: 0,9% e 1,26%.

Depreende-se da análise da Figura 4.1, que a forma de emprego da variação da irradiância impacta nos resultados de tensão. Desta feita, quando da análise dos impactos da inserção de GDFV na rede, no presente trabalho, faz-se uso das curvas provenientes dos cálculos dos valores médios das 1000 simulações.

A Tabela 4.1 contém os valores de CV para cada caso e por penetração, para cada política de incentivo

Tabela 4.1 – Coeficientes de variação em porcentagem, por nível de penetração quando da variação da irradiância.

<i>Penetração (%)</i>	<i>Net Metering</i>		<i>Feed In Pequena</i>		<i>Feed In Média</i>	
	Tensão	Corrente	Tensão	Corrente	Tensão	Corrente
10	0,000006	0,0007	0,000068	0,000162	0,000028	0,000032
20	0,000012	0,0014	0,000151	0,007488	0,000139	0,000169
50	0,000029	0,0033	0,000252	0,007191	0,000313	0,014642
70	0,000035	0,0036	0,000335	0,007093	0,000346	0,014570
100	0,000052	0,0034	0,000405	0,006984	0,000416	0,014277

Inferre-se da Tabela 4.1 os CVs totais para cada política de incentivo. Este resultado pode ser obtido da equação (3.8), e é descrito na Tabela 4.2.

Tabela 4.2 – Coeficientes de variação total em porcentagem, por política de incentivo e por nível de penetração

<i>Penetração (%)</i>	<i>Net Metering</i>	<i>Feed In Pequena</i>	<i>Feed In Média</i>
10	0,0007	0,000162	0,000032
20	0,0014	0,007488	0,000169
50	0,0033	0,007191	0,014642
70	0,0036	0,007093	0,014570
100	0,0034	0,006984	0,014277

Observa-se na Tabela 4.2 que os CVs tanto da tensão quanto da corrente encontram-se dentro da faixa estabelecida neste trabalho como padrão, a saber, abaixo de 1%. Inferre-se, portanto, que as 1000 simulações realizadas são suficientes para se obter um erro consideravelmente pequeno.

A Tabela 4.3 apresenta valores de CV com 20% de penetração, para cada política de incentivo à instalação de GDFV.

Tabela 4.3 – Coeficientes de variação em porcentagem, para 20% de penetração, quando da variação da alocação da geração solar fotovoltaica.

<i>Penetração (%)</i>	<i>Net Metering</i>		<i>Feed In Pequena</i>		<i>Feed In Média</i>	
	Tensão	Corrente	Tensão	Corrente	Tensão	Corrente
20	0,00164	0,02735	0,00035	0,03089	0,00095	0,08411

Analogamente, calculam-se os coeficientes de variação totais para cada política, por meio da equação (3.8). Estes valores estão mostrados na Tabela 4.4

Tabela 4.4 – Coeficientes de variação total em porcentagem, por política de incentivo e por nível de penetração, quando da variação da alocação da geração solar fotovoltaica.

<i>Penetração (%)</i>	<i>Net Metering</i>	<i>Feed In Pequena</i>	<i>Feed In Média</i>
20	0,02735	0,03089	0,08411

Da mesma forma, os valores contidos na Tabela 4.4 são inferiores a 0,031%. Por esta razão, os coeficientes de variação calculados quando da variação dos locais que possuem painéis situam-se no intervalo padrão deste trabalho.

4.2.1. Cálculo dos impactos quando da variação da irradiância

4.2.1.1. Tensão

A Figura 4.2 ilustra o comportamento da influência da inserção de GDFV nos níveis de tensão no ponto próxima da subestação.

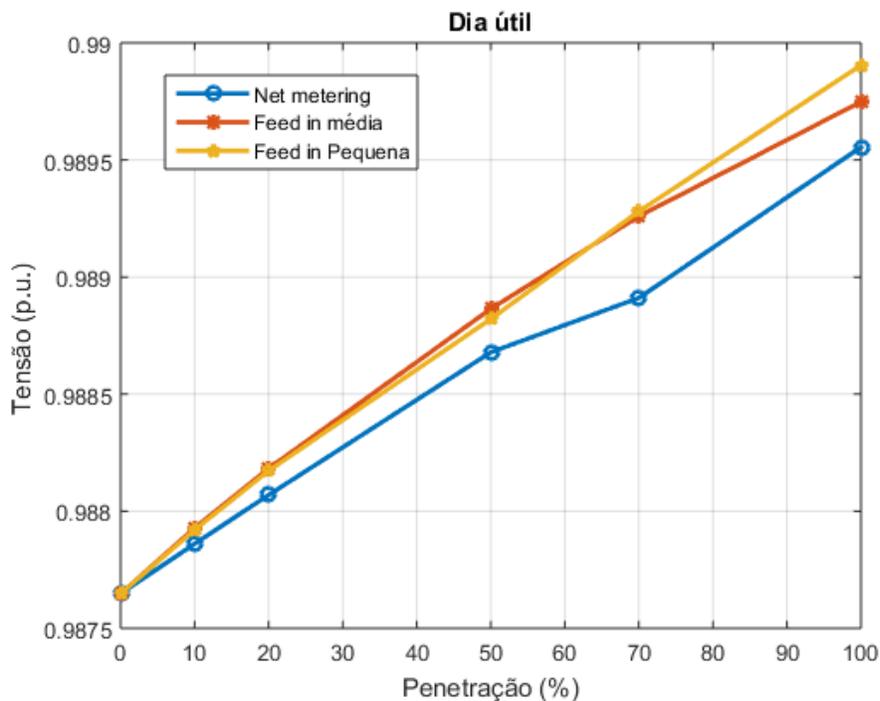


Figura 4.2 – Tensões diárias no alimentador TG-01 de acordo com o nível de penetração de GDFV.

Conforme mencionado no capítulo 3, para a criação deste gráfico, calcula-se a média de tensão para cada hora dos 1000 dias analisados e, em seguida, identifica-se a média considerando-se as 24 horas de um dia.

As demais curvas que representam a tensão para as três políticas de incentivo abordadas, mostram seus níveis de tensão sempre acima da curva do caso base. Depreende-se que com a inserção de GDFV em qualquer política de incentivo em questão, a tensão medida na subestação cresce com aumento de penetração. Contudo, apesar do crescente comportamento da tensão, o máximo nível

alcançado, em 100% de penetração (0,9899 pu), se mantém abaixo do limite permitido, qual seja, 1 pu com uma margem de $\pm 5\%$.

É oportuno notar que, embora a Figura 4.2 mostre que as curvas de *feed in* estão afastadas das obtidas para *net metering*, os patamares que diferem os resultados de cada política são muito próximos entre si.

A Figura 4.3 apresenta o gráfico de frequência de ocorrência em função dos níveis de tensão, para cada política de incentivo em avaliação, considerando-se o ponto próximo à subestação.

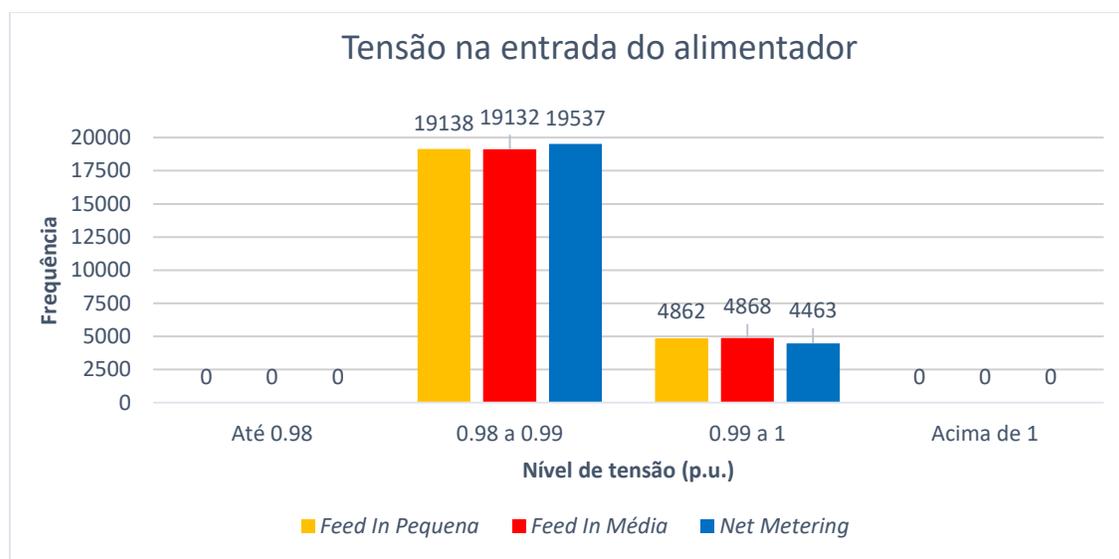


Figura 4.3 – Frequência de ocorrência em função dos níveis de tensão, para cada política de incentivo em avaliação.

Destaca-se da Figura 4.3 que, para todas as políticas em questão, 80% das tensões estão entre 0,98 e 0,99 pu, e 20% entre 0,98 e 1 pu. Além disso, é possível notar que, para todas as políticas de incentivo, 100% das tensões encontram-se acima de 0,98 pu.

As Figuras 4.4, 4.5, e 4.6 exibem para 20% de penetração, as tensões máximas, mínimas, média e sem GDFV para a *feed in* pequena, *feed in* média, e *net metering*, respectivamente.

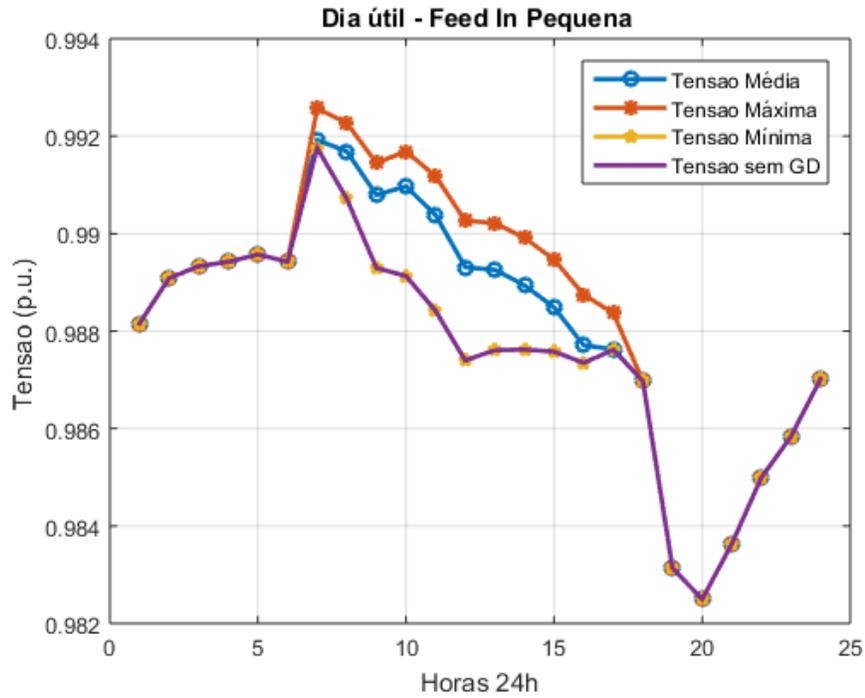


Figura 4.4 – Níveis de tensão em 24 horas do alimentador TG-01 com 20% de penetração para *feed in* pequena.

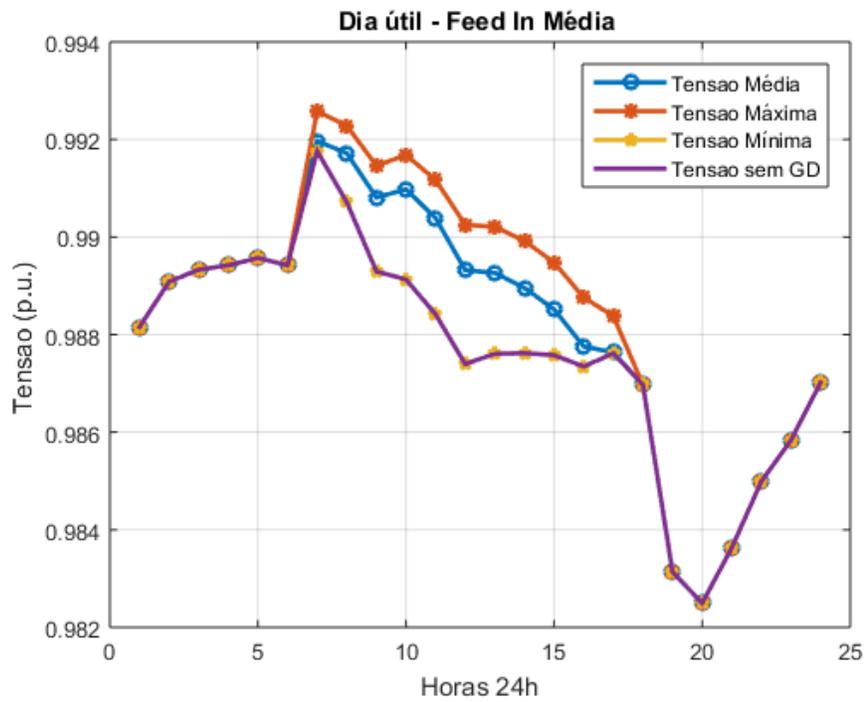


Figura 4.5 – Níveis de tensão em 24 horas do alimentador TG-01 com 20% de penetração para *feed in* média.

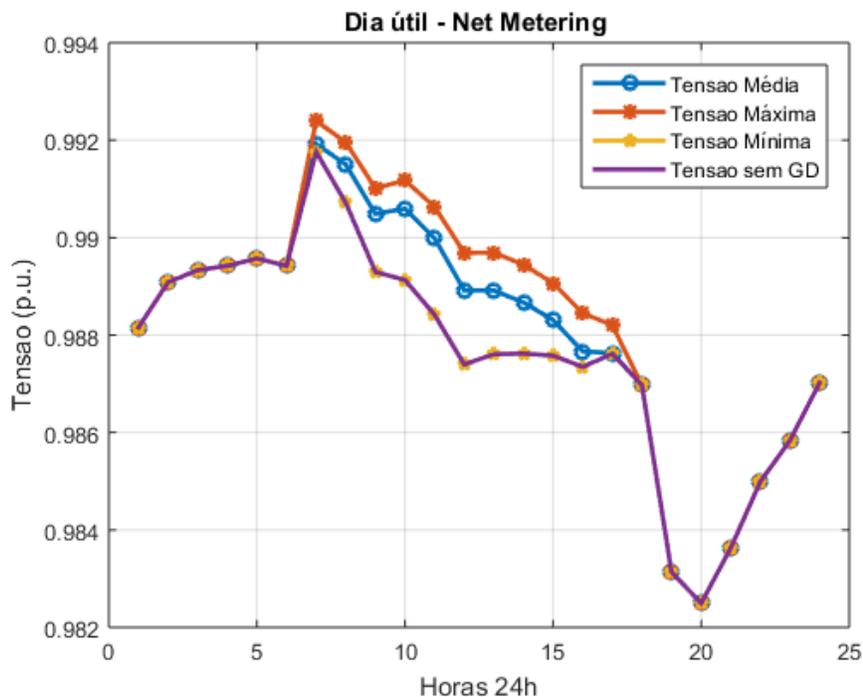


Figura 4.6 – Níveis de tensão em 24 horas do alimentador TG-01 com 20% de penetração para *net metering*.

A simulação retorna 1000 curvas com o nível de tensão para as 24 horas do dia. Destas curvas, obtém-se aquelas com as tensões máxima, mínima e média, para cada política. Há também a curva que representa o nível de tensão para o caso em que não há GDFV instalada (caso base).

Das Figuras 4.4, 4.5, e 4.6, observa-se que todas as curvas estão dentro do intervalo de tensão permitido. Além disso, a tensão mínima para todas as políticas se aproxima do caso base, denotando erro praticamente nulo ao longo do dia.

Observa-se, também, que a tensão mínima não é menor que a tensão no caso base, indicando que dada a instalação de GDFV, o nível de tensão na entrada do alimentador não diminui. Ele apenas se mantém, ou cresce, atingindo a curva de tensão máxima para o caso limite. Isto é, existiu pelo menos um dia muito nublado ou sem sol cuja curva de irradiância coincidiu com aquela para o caso em que não há GDFV inserida na rede.

É oportuno destacar a semelhança entre os gráficos para a *feed in* pequena, a *feed in* média e *net metering*. A curva de tensão máxima é igual para as três políticas. As curvas da média das tensões apresentam um erro máximo de 0,04% entre as políticas para os horários de incidência solar –

período em que ocorre divergências entre as curvas. Logo, pode-se dizer que as curvas são semelhantes.

Por fim, nota-se que nos três gráficos a curva de tensão máxima difere do caso base por um erro de 0,23%, e de 0,16% para a de tensão média.

A Figura 4.7 ilustra as tensões para cada tipo de política de um ramal do alimentador (o mais afastado da subestação).

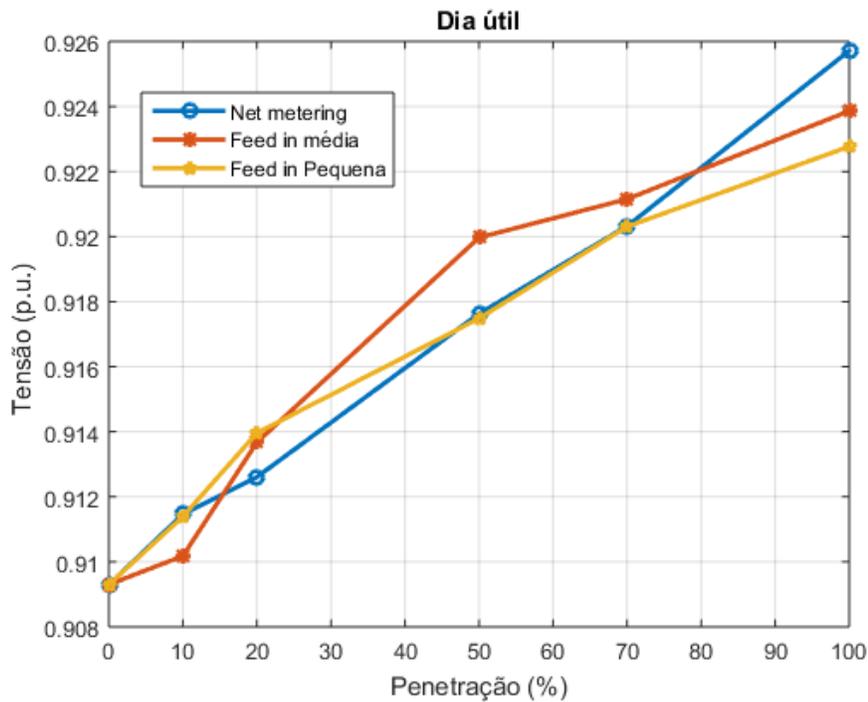


Figura 4.7 – Tensões diárias no ramal de acordo com o nível de penetração de GDFV.

Depreende-se, pois, da Figura 4.7, que o local em análise não apresenta níveis de tensões dentro dos padrões permitidos. Contudo, ressalta-se que a inserção de GDFV implica na melhora de tais níveis, mesmo que esta variação seja relativamente pequena.

Adicionalmente, destaca-se que a tensão medida em um ramal apresenta característica crescente, denotando comportamento semelhante quando da análise desta na entrada do alimentador (referência). Todavia, observa-se da Figura 4.7 que, para elevados níveis de penetração, a política de incentivo que mais contribui para o aumento da tensão no ramal é a *net metering*. Já para a

medição na referência, a Figura 4.2 mostra o maior acréscimo deste parâmetro quando da aplicação da *feed in* pequena.

A Figura 4.8 ilustra o gráfico de frequência de ocorrência em função dos níveis de tensão, para cada política de incentivo em avaliação, considerando-se a medição no ramal.

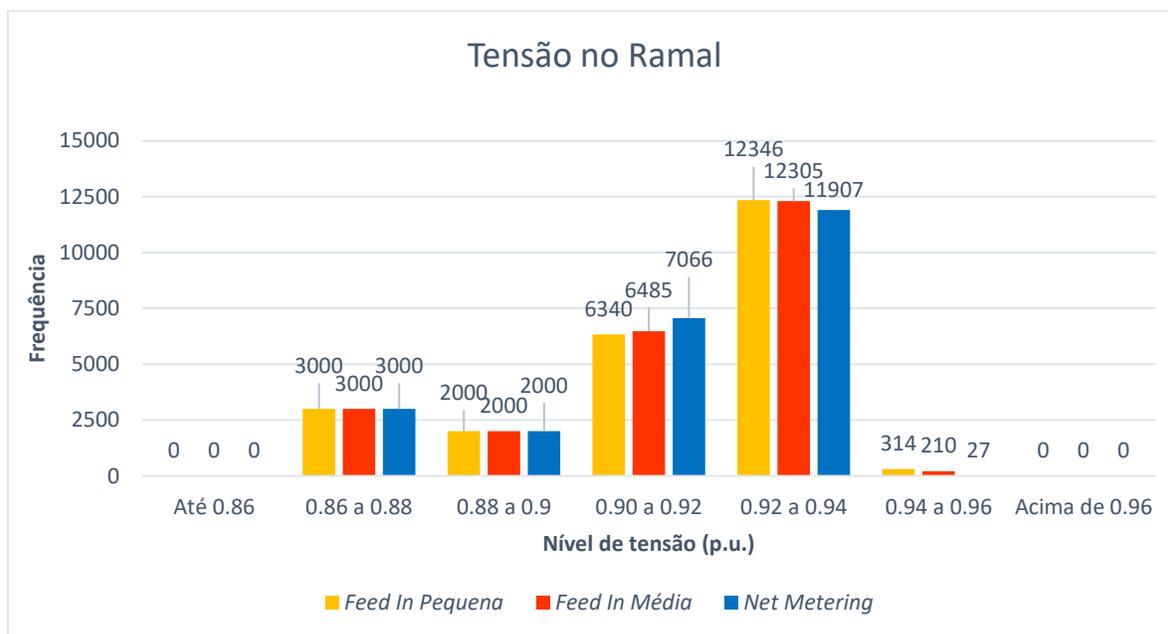


Figura 4.8 – Frequência de ocorrência em função dos níveis de tensão, para cada política de incentivo em avaliação, quando da medição em um ramal.

Observa-se da Figura 4.8 que a tensão medida no ramal varia entre 0,86 pu e 0,96 pu. Além disso, nota-se que durante a maior parte do tempo, para os três casos, a tensão se mantém entre os níveis de 0,92 e 0,94 pu, representando cerca de 50% das ocorrências. Ou seja, para uma configuração de 20% de penetração de GDFV, observa-se que, durante metade do tempo medido, a tensão em um ramal se mantém dentro da faixa adequada, definida pelo PRODIST. Contudo, tal fato não é observado na Figura 4.7, uma vez que ela apresenta a média das 24000 horas medidas por penetração e, por isso, faz uma aproximação não tão fiel ao que acontece na prática.

As Figuras 4.9, 4.10, e 4.11 apresentam, para uma medição no ramal, o gráfico das tensões máxima, mínima, média e sem GDFV para a *feed in* pequena, *feed in* média, e *net metering*, quando da penetração de 20%.

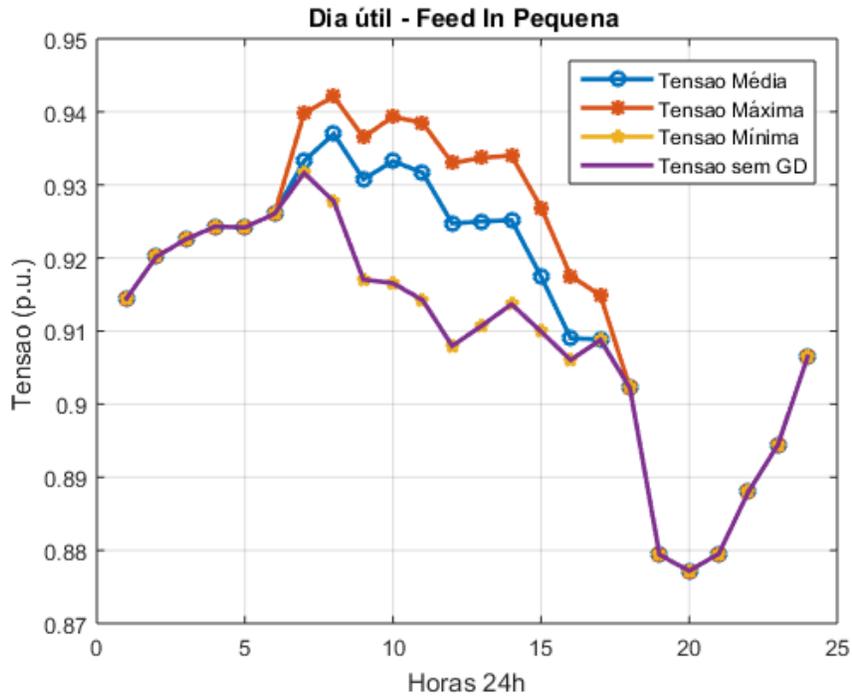


Figura 4.9 – Níveis de tensão em 24 horas no ramal com 20% de penetração para *feed in* pequena.

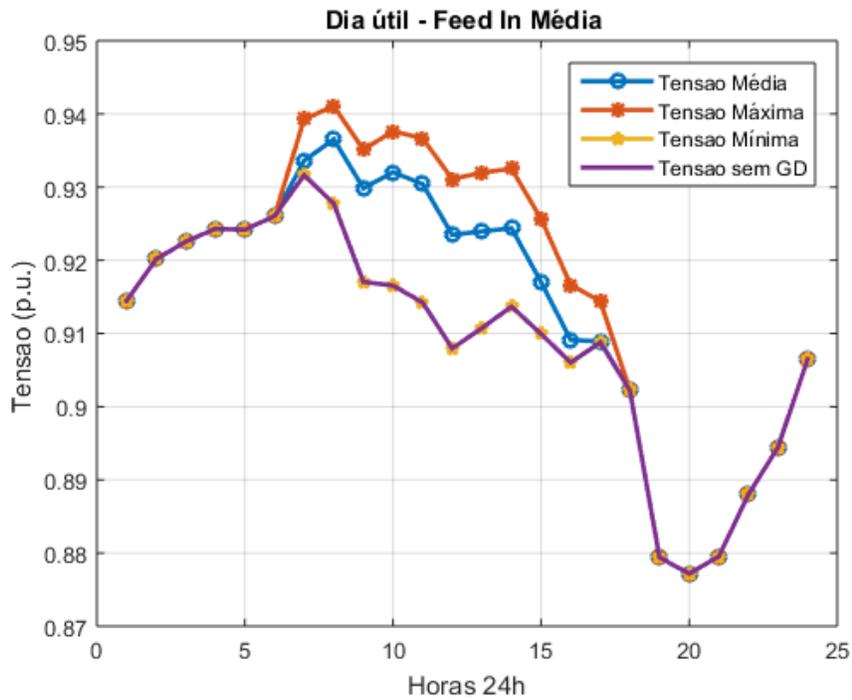


Figura 4.10 – Níveis de tensão em 24 horas no ramal com 20% de penetração para *feed in* média.

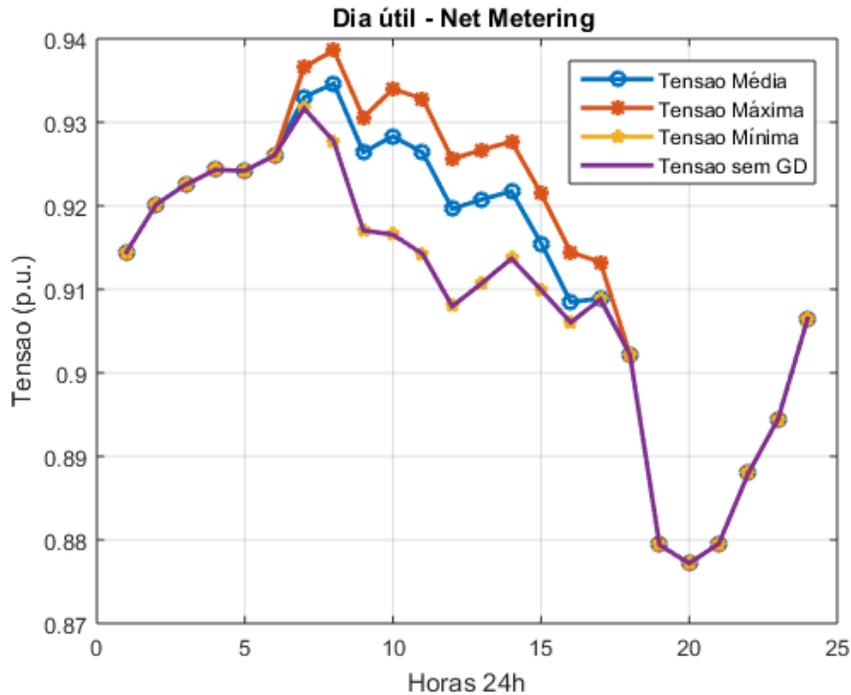


Figura 4.11 – Níveis de tensão em 24 horas no ramal com 20% de penetração para *net metering*.

Ressalta-se das Figuras 4.9, 4.10, e 4.11, que as tensões se encontram fora do intervalo permitido pelo PRODIST. Contudo, nota-se uma melhoria no nível destas tensões no momento em que se tem incidência solar.

Além disso, observa-se dos gráficos que a tensão mínima medida é idêntica àquela sem GDFV. Entretanto, as curvas que representam a tensão máxima são diferentes entre as políticas adotadas, apresentando um erro máximo de 0,79%. Já para as curvas de tensão média dos três casos, o erro é de 0,57%.

4.2.1.2. Corrente

A Figura 4.12 apresenta o gráfico do comportamento da corrente quando da inserção de GDFV nos níveis de tensão no ponto próximo da subestação.

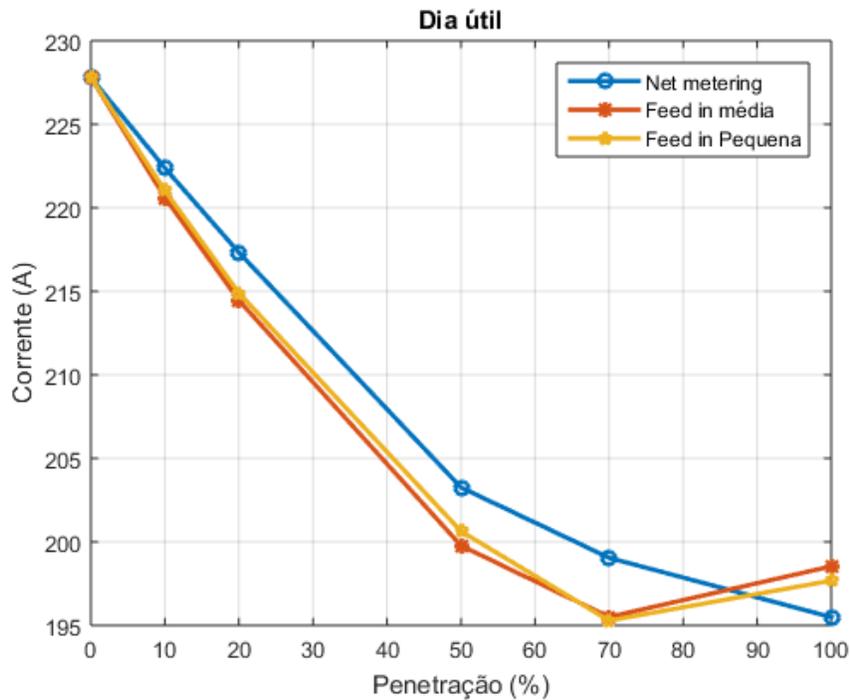


Figura 4.12 – Corrente diária no alimentador TG-01 de acordo com o nível de penetração de GDFV.

De forma análoga aos gráficos das tensões por penetração das Figuras 4.2 e 4.7, utiliza-se a média das correntes por cada hora dos 1000 dias simulados e, em seguida, toma-se a média para a construção da Figura 4.12.

Ressalta-se que as curvas que representam as correntes das políticas de incentivo se mantêm abaixo da curva para o caso base (referencial sem GDFV, com 0% de penetração). Por esta razão, pode-se inferir do gráfico que a inserção de GDFV implica na redução da corrente média diária. É oportuno ressaltar que, para as políticas de *feed in*, a diminuição ocorre até aproximadamente 70% de inserção de GDFV, enquanto a *net metering* se mostra sempre decrescente.

Este fato pode ser decorrente do tamanho dos sistemas fotovoltaicos que são inseridos na rede, uma vez que as políticas de *feed in* apresentam sistemas de tamanho fixo, o que pode implicar em uma corrente de contra fluxo maior ou igual à convencional. Já para a política de *net metering*, existe o acompanhamento dos patamares de consumo de cada unidade consumidora, e o efeito de uma grande corrente de contra fluxo não é constatado neste cenário.

Contudo, cabe-se destacar que o menor valor de corrente da política *net metering* difere em 0,1% do valor para *feed in* pequena, e de 0,005% da *feed in* média. Isto é, o menor perfil de corrente atingido é semelhante para os três cenários.

As Figuras 4.13, 4.14, e 4.15 ilustram os comportamentos da corrente máxima, mínima, média, e sem GDFV, na entrada do alimentador, considerando-se as políticas de incentivo *feed in* pequena, *feed in* média, e *net metering*, respectivamente.

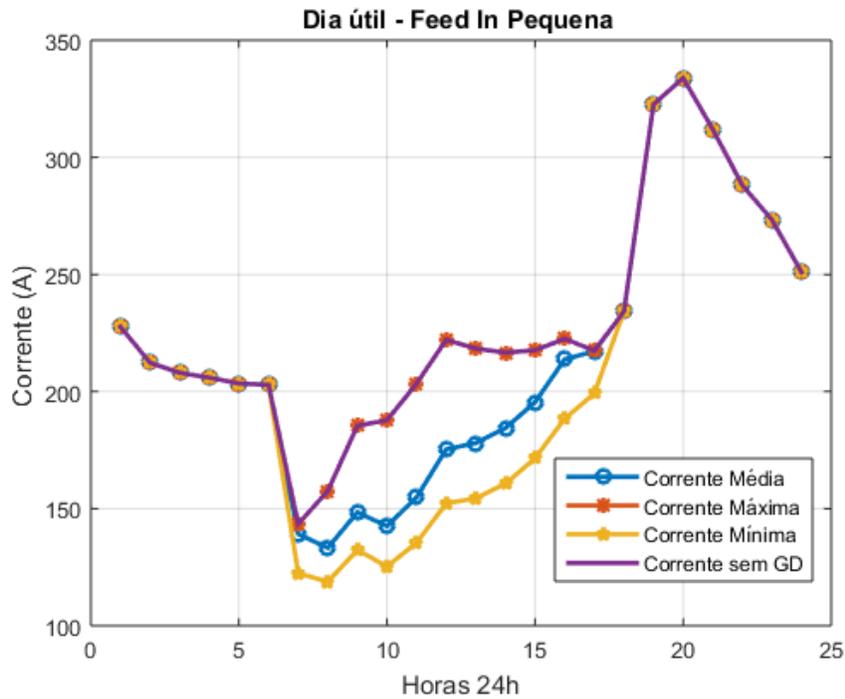


Figura 4.13 – Corrente em 24 horas de um ponto próximo à subestação do alimentador TG-01 com 20% de penetração para *feed in* pequena.

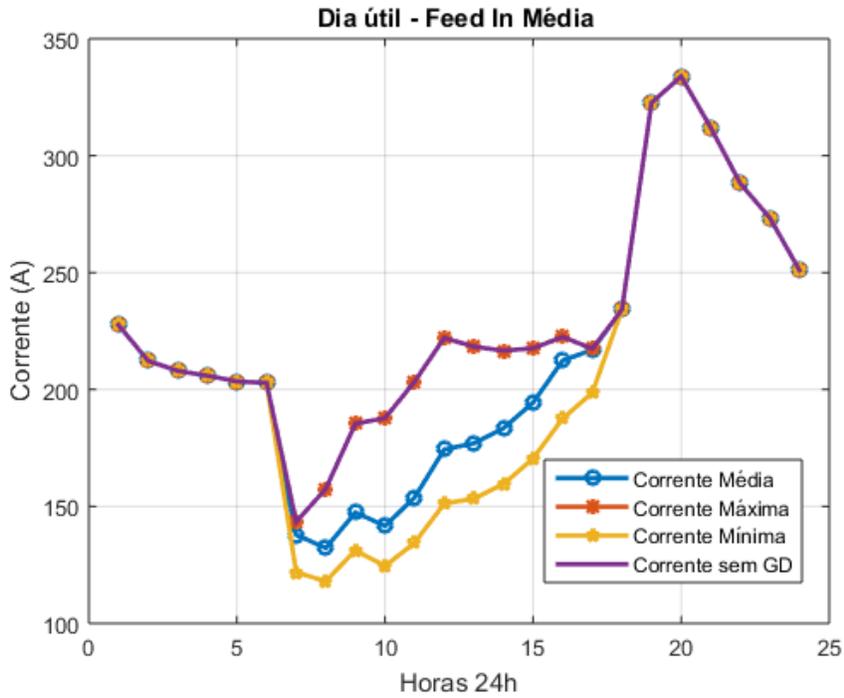


Figura 4.14 – Corrente em 24 horas de um ponto próximo à subestação do alimentador TG-01 com 20% de penetração para *feed in* média.

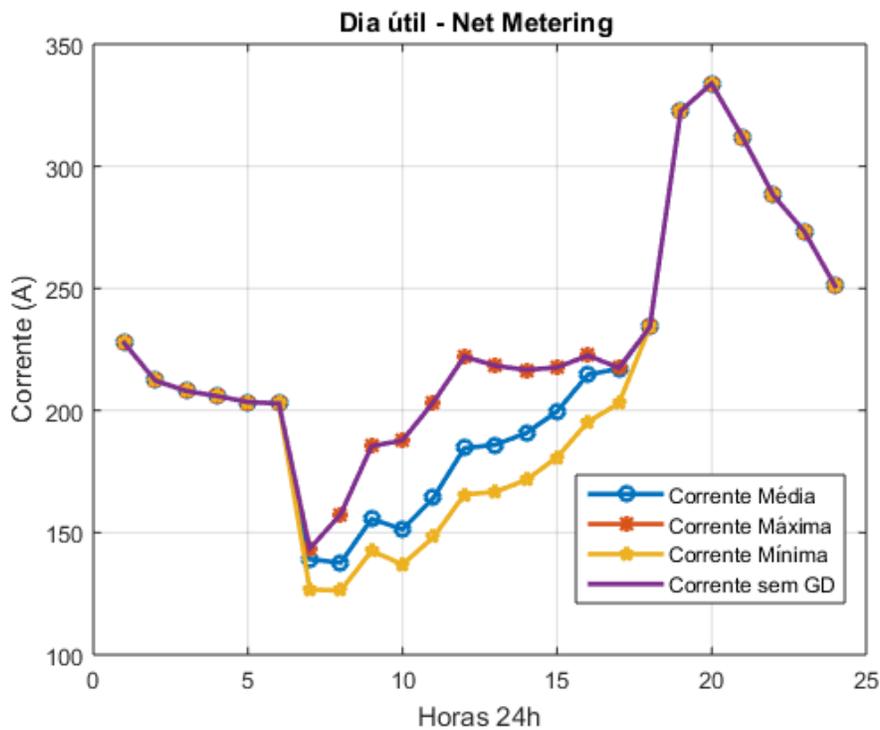


Figura 4.15 – Corrente em 24 horas de um ponto próximo à subestação do alimentador TG-01 com 20% de penetração para *net metering*.

Destaca-se, das Figuras 4.13, 4.14, e 4.15, a influência na corrente para os horários de incidência solar. De forma contrária aos mesmos gráficos da tensão, a curva do caso base coincide com a curva de corrente máxima, para os três gráficos. Pode-se dizer, portanto, que as curvas de corrente máxima são iguais para todas as políticas.

Além disso, analogamente ao caso da tensão, as medições de corrente por dia apresentam pelo menos uma ocorrência em que a irradiação solar é próxima daquela para o caso em que não existe GDFV na rede. Portanto, a corrente apresenta a curva máximo igual ao caso de referência.

A semelhança se estende para as curvas de corrente mínima e média entre as políticas *feed in* (erro máximo de 0,7% e 0,9%). Por outro lado, para a política *net metering*, as curvas de corrente mínima e média apresentam erros máximos de 6,8% e 10,2%, respectivamente, quando comparada com as curvas para *feed in*.

4.2.2. Cálculo dos impactos quando da variação da alocação de GDFV nas unidades consumidoras

4.2.2.1. Tensão

As Figuras 4.16, 4.17, e 4.18 apresentam o comportamento da tensão ao longo de 24 horas considerando-se a variação da alocação dos painéis, com uma penetração de 20%, para as políticas de incentivo *feed in* pequena, média e *net metering*, respectivamente.

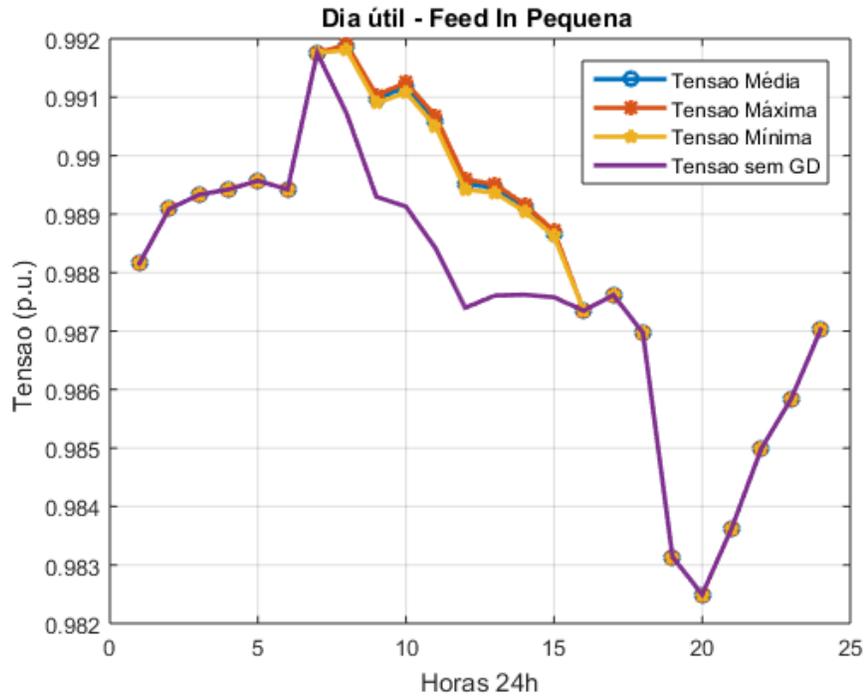


Figura 4.16 – Nível de tensão diário na subestação do alimentador TG-01 para 20% de penetração de GDFV, para a política *feed in* pequena, considerando-se a variação das cargas que recebem painéis.

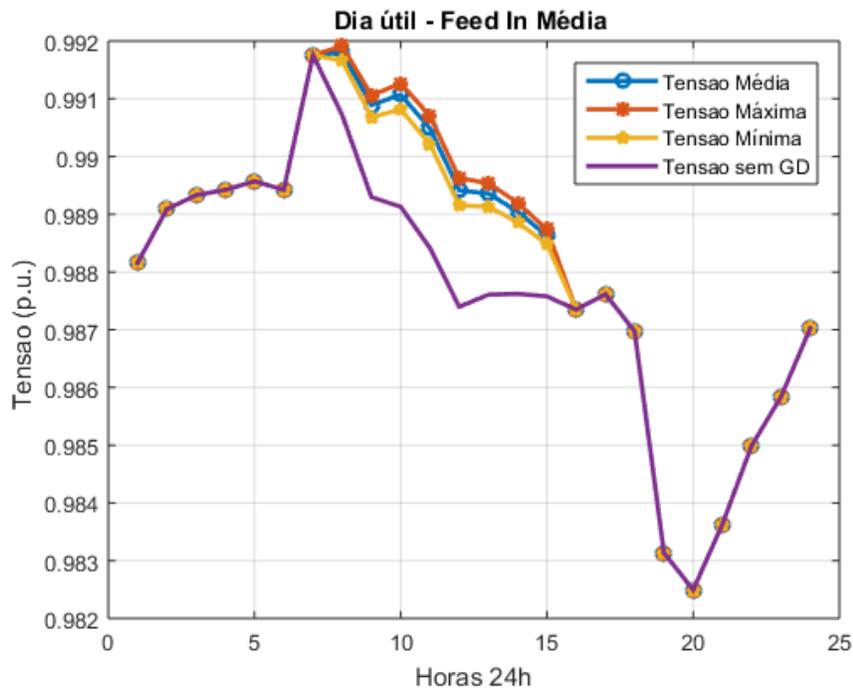


Figura 4.17 – Nível de tensão diário na subestação do alimentador TG-01 para 20% de penetração de GDFV, para a política *feed in* média, considerando-se a variação das cargas que recebem painéis.

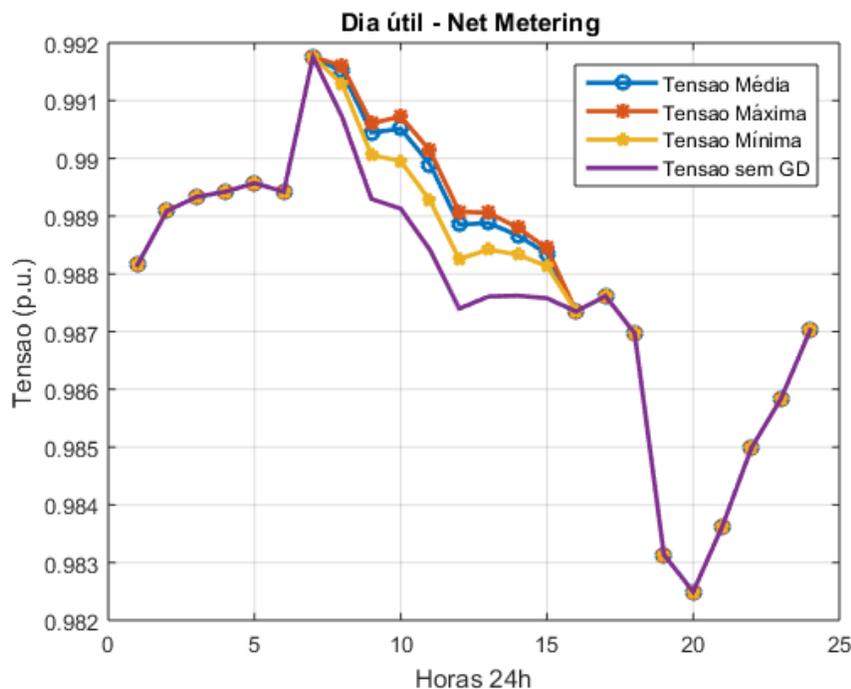


Figura 4.18 – Nível de tensão diário na subestação do alimentador TG-01 para 20% de penetração de GDFV, para a política *net metering*, considerando-se a variação das cargas que recebem painéis.

Os gráficos das Figuras 4.16, 4.17, e 4.18 são confeccionados a partir de cinco configurações diferentes de alocação de GDFV para uma penetração de 20% por política de incentivo. Destes grupos, retiram-se as curvas que representam as tensões máxima, mínima e média.

Evidencia-se dos gráficos da Figura 4.16 que as curvas máxima, mínima e média são muito próximas. Ademais, percebe-se que a inserção de painéis em 20% de penetração implica em uma elevação dos níveis de tensão. Entretanto, esta alteração é praticamente insignificante, porque o ponto avaliado é muito próximo à subestação. Isso pode ser constatado pelo cálculo do erro entre as curvas de tensão mínima e a sem GDFV é de 0,21% para a *feed in* pequena, 0,18% para a *feed in* média, e 0,09% para a *net metering*.

Desta forma, pode-se dizer que as curvas de tensão mínima são bastante próximas da curva referente ao caso base. Contudo, utiliza-se uma curva média de radiação solar para a variação das cargas que recebem GDFV, diferentemente do caso em que se varia as curvas de irradiância e, portanto, justifica-se o fato de a curva de tensão mínima não ser igual àquela em que não há GDFV inserida na rede.

As curvas presentes na Figura 4.17 exibem comportamento muito parecido ao da Figura 4.16. Já na Figura 4.18, similarmente ao sinalizado para *feed in* pequena e média, as curvas de tensão máxima e média, apresentam pequenas divergências, com um valor máximo de 0,22% e 0,21%, respectivamente, em relação ao caso base, para os horários de incidência solar. Apesar de um pouco discrepante das demais, a curva de tensão mínima não exibe significativas mudanças em relação ao que é apresentado nas Figuras 4.16 e 4.17.

Neste sentido, depreende-se dos gráficos que a tensão ao longo do dia oscila entre 0,9825 e 0,9919 pu. Isto quer dizer que a tensão medida no alimentador está dentro do intervalo permitido, para o caso em que são variados os locais da GDFV.

As Figuras 4.19, 4.20, e 4.21 ilustram os perfis de tensão em um ramal para 20% de penetração, para cada política de incentivo, considerando-se a variação dos locais de inserção dos painéis.

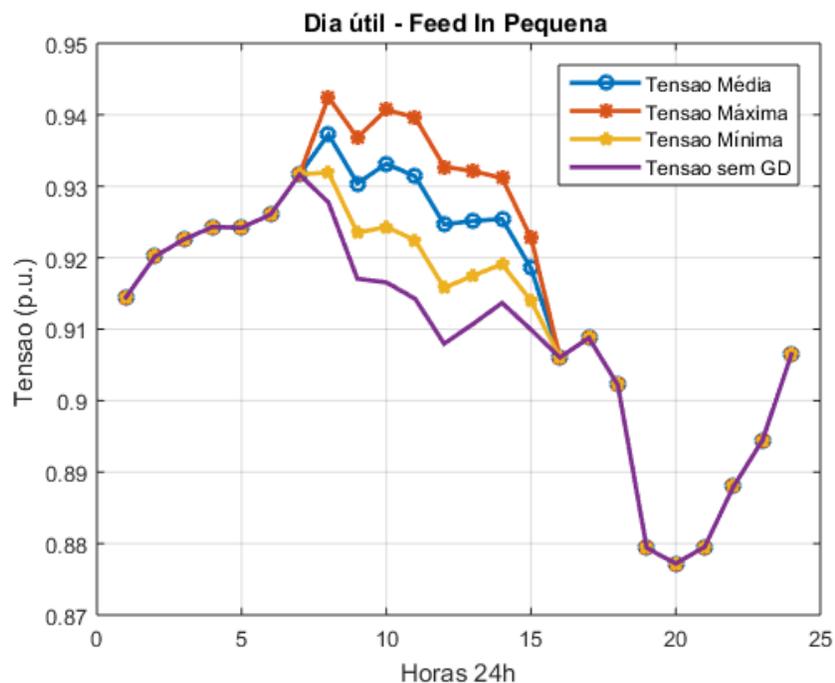


Figura 4.19 – Nível de tensão diário em um ramal do alimentador TG-01 para 20% de penetração de GDFV, para a política *feed in* pequena, considerando-se a variação das cargas que recebem painéis.

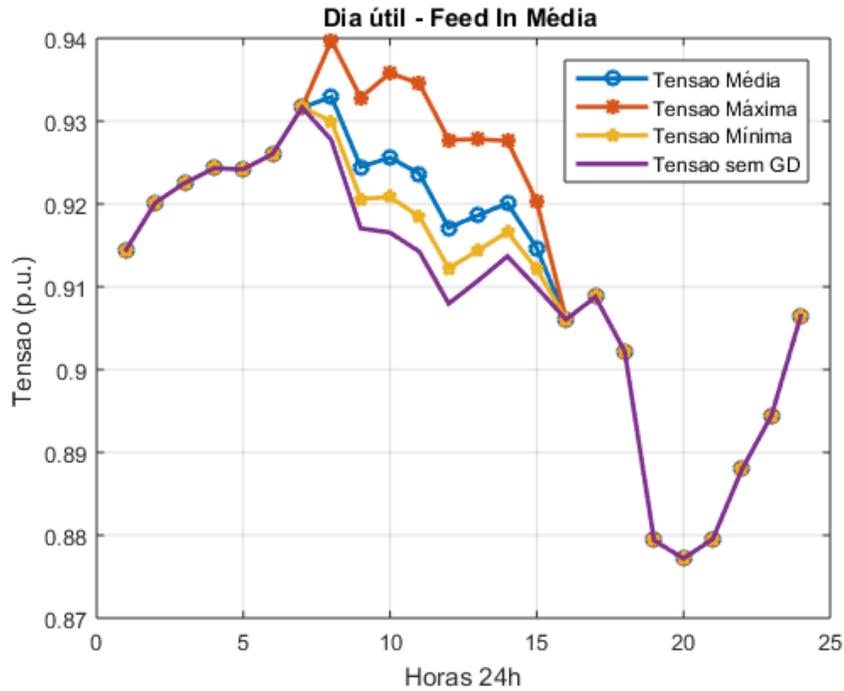


Figura 4.20 – Nível de tensão diário em um ramal do alimentador TG-01 para 20% de penetração de GDFV, para a política *feed in média*, considerando-se a variação das cargas que recebem painéis.

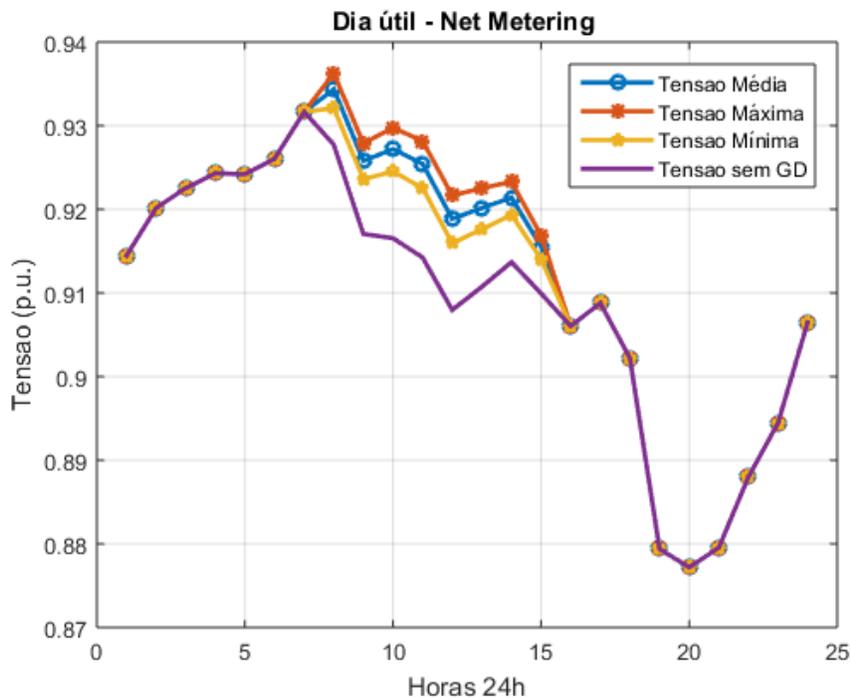


Figura 4.21 – Nível de tensão diário em um ramal do alimentador TG-01 para 20% de penetração de GDFV, para a política *net metering*, considerando-se a variação das cargas que recebem painéis.

Ressalta-se das Figuras 4.19, 4.20, e 4.21 que, assim como observado no caso em que há variação da irradiância solar, a tensão no ramal para diferentes locais de inserção dos painéis não se encontra no intervalo permitido pelo PRODIST.

Também pode ser destacado que as curvas referentes às tensões mínimas apresentam um erro, em relação à curva base, de 0,88% para a *feed in* pequena, 0,46% para a *feed in* média, e de 0,90% para a *net metering*. Os erros apresentados são maiores do que aqueles referentes às tensões medidas na entrada do alimentador, representadas pelas Figuras 4.16, 4.17, e 4.18. Neste caso, o aumento do erro se justifica pelo fato de variar-se apenas o local da GDFV, e não mais as curvas de irradiância. Isto é, os gráficos ilustram resultados oriundos de uma curva média de radiação solar e, portanto, os resultados mínimos de tensão encontrados são maiores em relação ao caso base.

Assim como ocorreu para as de tensões mínimas, as curvas de tensões máximas e médias para o ramal, apresentam valores de erros maiores. Para as tensões médias, existe uma divergência de 1,84% para a *feed in* pequena, de 1,02% para a *feed in* média, e de 1,20% para a *net metering*. Com relação aos valores de tensões máximas, estes valores são 2,7%, 0,47%, e 1,5%, respectivamente.

Adicionalmente, dentre as três políticas analisadas, a *feed in* pequena apresenta a maior elevação nos níveis de tensão do ramal, para 20% de penetração de GDFV, considerando-se diferentes locais de inserção dos painéis.

4.2.2.2. Corrente

As Figuras 4.22, 4.23, e 4.24 apresentam as correntes diárias, para uma penetração de 20%, considerando-se as três políticas de incentivo.

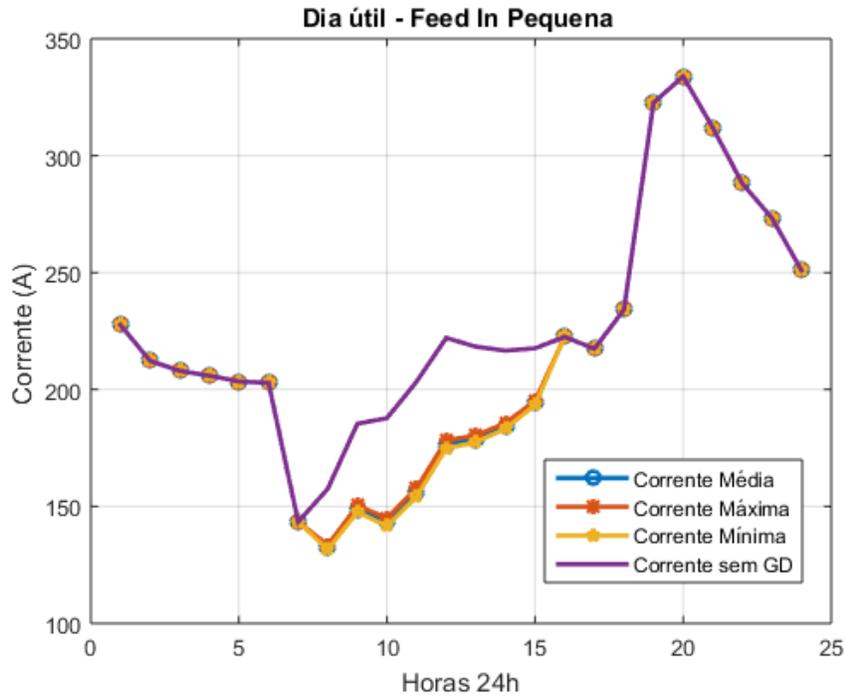


Figura 4.22 – Correntes diárias no alimentador TG-01 de acordo com 20% de penetração para a política tipo *feed in* pequena.

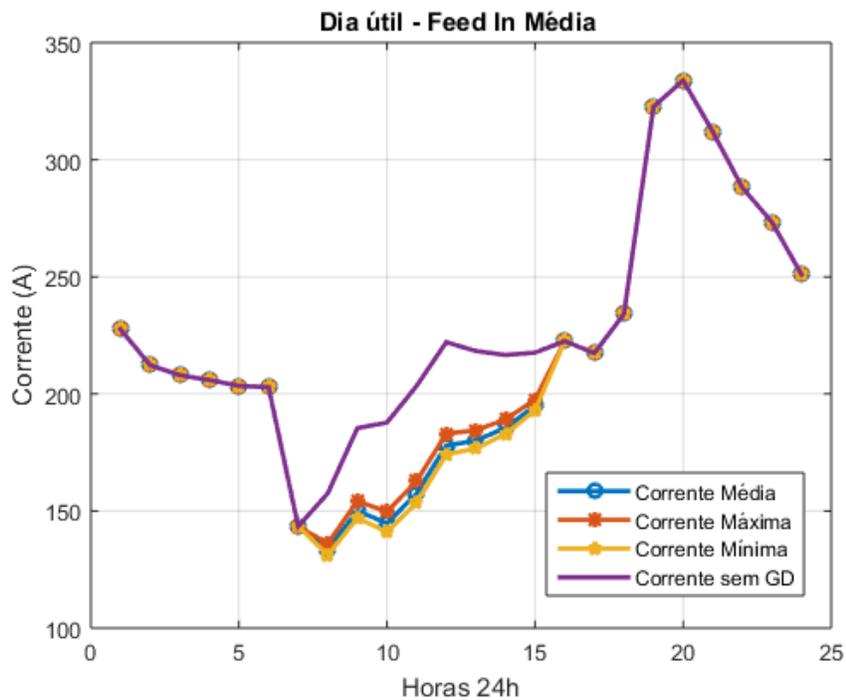


Figura 4.23 – Correntes diárias no alimentador TG-01 de acordo com 20% de penetração para a política tipo *feed in* média.

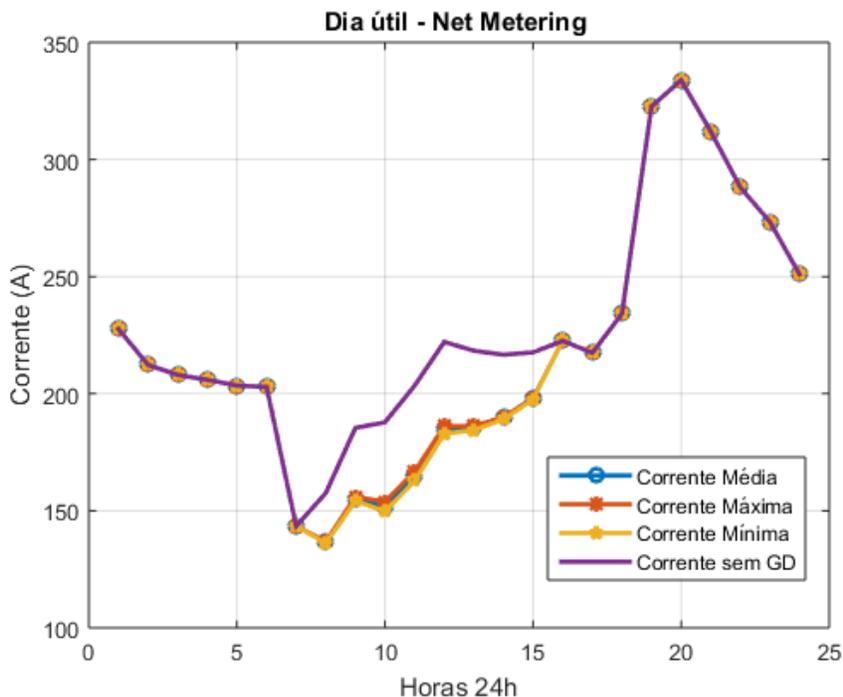


Figura 4.24 – Correntes diárias no alimentador TG-01 de acordo com 20% de penetração para a política tipo *net metering*.

Primeiramente, observa-se das Figuras 4.22, 4.23, e 4.24 que, para uma penetração de 20% de GDFV, o perfil de corrente diminui para os horários de incidência solar. Além disso, nota-se comportamentos semelhantes para as correntes diárias entre as três políticas adotadas.

É possível perceber, também, que a curva relativa à corrente máxima não coincide com a curva do caso base. De fato, existe um erro entre estas curvas de 29,5% para a *feed in* pequena, 25,4% para a *feed in* média, e 22% para a *net metering*. Este fato é justificado pelo motivo apresentado referente aos mesmos gráficos de tensão. Nota-se, portanto, um perfil diferente de corrente quando comparado com o caso em que varia-se somente a irradiância.

De forma similar, as curvas que representam as correntes médias e mínimas encontram-se afastadas da curva do caso base. Entretanto, apresentam erros significativos quando comparadas com as curvas de corrente máxima. Tais erros são de 2,4% para a *feed in* pequena, 6,1% para a *feed in* média, e de 2,7% para a *net metering*.

4.3. CONSIDERAÇÕES FINAIS

O presente capítulo empregou o método proposto ao alimentador TG-01, visando a comparação entre algumas políticas de incentivo à instalação da GDFV. Tal aferição considerou dois parâmetros impactados quando da existência de geração solar fotovoltaica, e em consonância com as políticas adotadas. Para tanto, a análise realizada contemplou a verificação dos níveis de tensão e dos perfis de corrente.

As simulações consideraram o caráter estocástico da irradiância e a aleatoriedade na alocação de GDFV em unidades consumidoras. Para cada um destes casos, os resultados adquiridos permitiram inferir que a inserção de GDFV implica em aumento nos níveis de tensão e na redução dos perfis de corrente, para todas as políticas de incentivo. Este comportamento se intensificou conforme a penetração aumentava, para a maioria dos gráficos.

Por fim, a aplicação do método proposto permitiu concluir que, para o alimentador analisado, as influências dos impactos de tensões e correntes foram mais significativas do ponto de vista do ramal do que na entrada do alimentador, embora a medição em ambos os pontos tenha retornado melhorias nos impactos escolhidos neste trabalho.

5. CONCLUSÕES

O presente trabalho realizou a aplicação a um caso específico do método proposto por Vieira (2016). Foi permitida a avaliação, em três cenários diferentes, de impactos causados pela adição de geração solar fotovoltaica. Pode-se, portanto, identificar a configuração que retorna maiores benefícios técnicos à rede de distribuição de energia elétrica, de acordo com a política de incentivo.

O Capítulo 2 exibiu alguns aspectos técnicos vinculados aos impactos na tensão e na corrente, decorrentes da inserção de GDFV. Adicionalmente, foram apresentados alguns dos principais incentivos regulatórios à geração solar fotovoltaica, enfatizando-se os modelos das tarifas *feed in*, de *net metering*, e de quotas e certificados de energia renovável.

O Capítulo 3 apresentou a metodologia elaborada no presente estudo, que visa investigar o comportamento dos perfis de tensão e corrente, considerando-se incertezas na irradiância e localização das unidades consumidoras com painéis fotovoltaicos. Esta análise é proposta afim de avaliar a qualidade do sistema de distribuição, quando dos diferentes cenários escolhidos.

Feito isso, o método proposto foi aplicado para um alimentador real que atende unidades consumidoras comerciais e residenciais (Capítulo 4). Os dados utilizados nas simulações são oriundos i) das informações cedidas pela concessionária responsável (CEB), ii) de dados estatísticos de irradiação solar medidos pelo INMET, e iii) de sorteios de cargas feitos no programa Excel. Foram adotados três modelos de política de incentivo à GDFV: *net metering* (sistemas proporcionais ao consumo) e tarifas *feed in* pequena (com sistemas de 5 kW) e média (com sistemas de 10kW).

Dos resultados presentes no Capítulo 4, da aplicação do método ao alimentador TG-01 para o caso em que as curvas de irradiância são variadas, destaca-se que do ponto de vista da subestação, ainda que tarifa *feed in* pequena apresente os maiores benefícios técnicos para tensões, a diferença com as outras políticas é muito pequena, em todos os níveis de penetração. Apesar das instalações dos painéis fotovoltaicos, as tensões se mantiveram dentro do intervalo permitido pelo Módulo 8 do PRODIST.

Por outro lado, a *feed in* pequena apresenta melhorias nos níveis de corrente até 70% de penetração. Após este valor, a política do tipo *net metering* se mostra mais eficiente na redução dos perfis de corrente.

Em se tratando da medição em um ramal (ponto afastado da entrada do alimentador), constata-se que a política de *net metering* apresenta crescimento constante. Trata-se da política que mais eleva a tensão em 100% de penetração. Entretanto, 50% de penetração foi suficiente para que a *feed in* média eleve o nível de tensão a valores permitidos pela norma. Para as demais políticas em questão, foi necessária uma penetração da ordem de 70%. Desta maneira, nota-se, pelas diferenças dos resultados, que pontos próximos às cargas sofrem influência direta da variação da irradiância nos perfis de tensão.

Adicionalmente, os resultados de tensão para a variação das unidades consumidoras com GDFV evidenciaram que na subestação, não existe diferença significativa nos níveis de tensão entre as políticas. Porém, para 20% de penetração, todas a adoção de todas as políticas culmina na elevação dos níveis de tensão. Similarmente, os perfis de corrente não diferem muito entre as políticas de incentivo, mas se comparados com o caso base, detecta-se a redução da corrente.

Da mesma forma, quando da análise em um ramal, a melhoria do nível de tensão permite que, em média, esta grandeza se mantenha dentro dos níveis permitidos estipulados pelo PRODIST, para os três cenários. Cabe ressaltar, porém, que a incerteza das unidades consumidoras com GDFV não altera significativamente o perfil de tensão.

Por fim, este trabalho alcançou o objetivo proposto, apresentando o método adotado, que proporcionou a identificação dos impactos da GDFV nas tensões e correntes, para diferentes cenários, contemplando algumas incertezas na geração. Por ser versátil, o método possibilita a avaliação de diferentes incentivos regulatórios e, ainda, pode ser aplicado em qualquer alimentador. Nesse sentido, este trabalho representa uma etapa na identificação da política de incentivo que mais estimule o crescimento da geração elétrica por sistemas fotovoltaicos.

Ressalta-se, porém, que para uma abordagem ainda mais verossímil, indica-se incluir no método o caráter estocástico de outras variáveis, como as curvas de carga e patamares de consumo. Ademais, recomenda-se uma análise considerando-se a variação simultânea dos resultados variáveis que influenciam os impactos.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. *BIG - Banco de Informações de Geração*. Disponível em < <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>>. Acesso em 10 de outubro de 2016.

ANEEL, 2014. *PRODIST - Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica - Revisão 6 - Versão aprovada pela Resolução Normativa nº 641/2014*. Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST. Brasília: Agência Nacional de Energia Elétrica Agência Nacional de Energia Elétrica.

ANEEL, 2015. *PRODIST - Módulo 2 – Planejamento da Expansão do Sistema de Distribuição - Versão aprovada pela Resolução Normativa nº 655/2015*. Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST. Brasília, DF: Agência Nacional de Energia Elétrica Agência Nacional de Energia Elétrica.

ASU, 2014. *Energy Policy Innovation Council*. [Online] Disponível em: <<https://energypolicy.asu.edu/wp-content/uploads/2014/01/Community-Virtual-and-Aggregate-net-metering-brief-sheet.pdf>>. Acesso em 11 de outubro de 2016.

Braun-Grabolle, Priscilla (2010). A integração de sistemas solares fotovoltaicos em larga escala no sistema elétrico de distribuição urbana. Centro Tecnológico da Universidade Federal de Santa Catarina, SC, 257 p.

CAMARGOS, R. S. C. (2013). Análise técnica de impactos e limite de penetração da geração distribuída fotovoltaica em uma rede radial de distribuição. Estudo de caso para o alimentador da embaixada da Itália em Brasília. Trabalho de Conclusão de Curso em Engenharia Elétrica, 2013, Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, DF, 220p.

GREENPEACE. *A caminho da sustentabilidade energética*. Disponível em: <<http://www.greenpeace.org/brasil/Global/brasil/report/2008/5/a-caminho-da-sustentabilidade.pdf>> Acesso em 20 de outubro 2016.

Goodman, J., 2000. *Principles of Scientific Computing*. [Online] Disponível em: <<http://www.cs.nyu.edu/courses/fall06/G22.2112-001/MonteCarlo.pdf>>. Acesso em 3 de novembro de 2016.

IEA – International Energy Agency. *Key World Energy Statistics 2011*. Disponível em: <www.iea.org>. Acesso em 12 de outubro de 2016.

IEA, 2015. *Photovoltaic Power Systems Programme - Annual Report 2014*. ISBN 978-3-906042-34-3. Disponível em <<http://www.iea-pvps.org/index.php?id=6>>. IEA

INMET, 2015. *Instituto Nacional de Meteorologia*. Disponível em : <<http://www.inmet.gov.br/>>. Acesso em 20 de setembro de 2016.

MIT Technology Review – Massachusetts Institute of Technology. *China Is on an Epic Solar Power Binge*. Disponível em: <<https://www.technologyreview.com/s/601093/china-is-on-an-epic-solar-power-binge/>>. Acesso em 10 de outubro de 2016.

Pareja, L.A.G., 2009. *Fluxo de Potência em Redes de Distribuição de Energia Elétrica Considerando Incertezas*. Tese de Doutorado. Ilha Solteira: UNESP Universidade Estadual Paulista Júlio de Mesquita Filho - UNESP (Doutorado em Engenharia Elétrica).

PORTAL BRASIL. *Sustentabilidade - Projeto prevê investimento privado de R\$ 100 bi em energia solar até 2030*. Disponível em: <<http://www.brasil.gov.br/infraestrutura/2015/12/projeto-preve-investimento-privado-de-r-100-bi-em-energia-solar-ate-2030>>. Acesso em 9 de outubro de 2016.

Radatz, Paulo Ricardo Radatz de Freitas. *Modelos avançados de análise de redes elétricas inteligentes utilizando o software OpenDSS* / P. R. R. F. Radatz - São Paulo, 2015.191 p.

SHAYANI, R. A. (2010). *Método para Determinação do Limite de Penetração da Geração Distribuída Fotovoltaica em Redes de Distribuição Radial*. Tese de Doutorado em Engenharia Elétrica, Publicação PPGENE.TD051/10, Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, DF, 161p.

UNEP, 2012. *The Emissions Gap Report 2012 - A UNEP Synthesis Report*. Nairobi: United Nations Environment Programme (UNEP) Organização das Nações Unidas - ONU.

VIEIRA, D. (2016). *Método Para Determinação Do Tipo De Incentivo Regulatório à Geração Distribuída Solar Fotovoltaica que Potencializa seus Benefícios Técnicos na Rede*. Tese de Doutorado em Engenharia Elétrica, Publicação 11/2016, Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, DF.

Watts, D., Valdés, M.F., Jara, D. & Watson, A., 2014. Potential residential PV development in Chile: The effect of Net Metering and Net Billing schemes for grid-connected PV systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, (41), pp.1037-51.

Wiser, R., Barbose, G. & Holt, E., 2011. Supporting solar power in renewables portfolio standards: Experience from the United States. *Energy Policy*, (39), pp.3894-905.

APÊNDICE A: ALGORITMOS DO MATLAB®

VARIAÇÃO DA CURVA DE IRRADIÂNCIA

```
clear all;
clc;
TG-01_Irrad; %Dados de irradiância armazenados no arquivo TG-01_Irrad.m
DSSObj = actxserver('OpenDSSEngine.DSS');
if ~DSSObj.Start(0),
disp('Unable to start the OpenDSS Engine');
return
end
DSSText = DSSObj.Text;
DSSCircuit = DSSObj.ActiveCircuit;
DSSBus = DSSCircuit.ActiveBus;
DSSLines = DSSObj.ActiveCircuit.Lines;
DSSActiveCktElement = DSSObj.ActiveCircuit.ActiveCktElement;

%-----%
%TG-01
%Matriz irradiância média B com 1000 linhas e 24 colunas
%Os PVs estão declarados no OpenDSS e modificados aqui
%Os PVs estão seguindo a mesma curva de eficiência
%Multiplicador irradi=1.227 (resultando em kW/m²)

DSSText.Command='Compile
(C:\Users\Natasha\Documents\TCC_Simulacoes\alimentador ceb TG-
01\Master_DU01_5160_TG-01_-TMBSR1PVT--.dss)';

for j=1:1000 % Este for executa a simulação de 1000 dias

    irradd1=sprintf('%0.2f ',B(j,:)); % Este comando transforma a linha 'j' da
matriz 'irradd' definida acima em um texto
    texto_irrad=sprintf('Edit Loadshape.Irrad npts=24 interval=1
mult=[%s]',irradd1); %este comando une o texto criado na linha anterior ao
restante do comando necessário à edição da curva de radiação no OpenDSS
    DSSText.Command=texto_irrad;

    %a seguir são os painéis a terem sua irradiância modificada

    %FEED IN MÉDIA 20%

DSSText.Command='    Edit    PVSsystem.PV1    bus1="B19499385835766-1-
TR3840_75T.2.3.0"    kv=0.38 kVA=11 irradd=1.226944 Pmpp=10 temperature=25
PF=1    Daily=Irrad';
DSSText.Command='    Edit    PVSsystem.PV2    bus1="B19514565835544-1-
TR1757_112T.1.2.3.0"    kv=0.38 kVA=11 irradd=1.226944 Pmpp=10
temperature=25 PF=1    Daily=Irrad';
```

```

DSSText.Command=' Edit PVSystem.PV3 bus1="B5835486-TR1386_112T.3.0"
kv=0.219393102 kVA=11 irrads=1.226944 Pmpp=10 temperature=25 PF=1
Daily=Irrad';
DSSText.Command=' Edit PVSystem.PV4 bus1="B19505205836571-1-
TR1546_75T.2.3.0" kv=0.38 kVA=11 irrads=1.226944 Pmpp=10 temperature=25
PF=1 Daily=Irrad';
DSSText.Command=' Edit PVSystem.PV5 bus1="B19508565836350-1-
TR1135_75T.1.0" kv=0.219393102 kVA=11 irrads=1.226944 Pmpp=10
temperature=25 PF=1 Daily=Irrad';
DSSText.Command=' Edit PVSystem.PV6 bus1="B19501975836006-1-
TR1578_112T.2.3.0" kv=0.38 kVA=11 irrads=1.226944 Pmpp=10 temperature=25
PF=1 Daily=Irrad';
DSSText.Command=' Edit PVSystem.PV7 bus1="B19504975835644-1-
TR1546_75T.1.2.3.0" kv=0.38 kVA=11 irrads=1.226944 Pmpp=10 temperature=25
PF=1 Daily=Irrad';
DSSText.Command=' Edit PVSystem.PV8 bus1="B19524225835563-1-
TR5069_75T.2.3.0" kv=0.38 kVA=11 irrads=1.226944 Pmpp=10 temperature=25
PF=1 Daily=Irrad';
DSSText.Command=' Edit PVSystem.PV9 bus1="B19525805835945-1-
TR0942_150T.1.0" kv=0.219393102 kVA=11 irrads=1.226944 Pmpp=10
temperature=25 PF=1 Daily=Irrad';
DSSText.Command=' Edit PVSystem.PV10 bus1="B19503215836466-1-
TR0948_75T.2.3.0" kv=0.38 kVA=11 irrads=1.226944 Pmpp=10 temperature=25
PF=1 Daily=Irrad';
DSSText.Command=' Edit PVSystem.PV11 bus1="B19525945836307-1-
TR0942_150T.2.0" kv=0.219393102 kVA=11 irrads=1.226944 Pmpp=10
temperature=25 PF=1 Daily=Irrad';
DSSText.Command=' Edit PVSystem.PV12 bus1="B19520715836038-1-
TR0026_112T.1.2.3.0" kv=0.38 kVA=11 irrads=1.226944 Pmpp=10
temperature=25 PF=1 Daily=Irrad';
DSSText.Command=' Edit PVSystem.PV13 bus1="B19524385836425-1-
TR0215_75T.1.2.0" kv=0.38 kVA=11 irrads=1.226944 Pmpp=10 temperature=25
PF=1 Daily=Irrad';
DSSText.Command=' Edit PVSystem.PV14 bus1="B5835889-TR0659_150T.1.0"
kv=0.219393102 kVA=11 irrads=1.226944 Pmpp=10 temperature=25 PF=1
Daily=Irrad';
DSSText.Command=' Edit PVSystem.PV15 bus1="B19502515836350-1-
TR1135_75T.1.2.3.0" kv=0.38 kVA=11 irrads=1.226944 Pmpp=10 temperature=25
PF=1 Daily=Irrad';
DSSText.Command=' Edit PVSystem.PV16 bus1="B19510625835900-1-
TR3545_75T.1.2.3.0" kv=0.38 kVA=11 irrads=1.226944 Pmpp=10 temperature=25
PF=1 Daily=Irrad';
DSSText.Command=' Edit PVSystem.PV17 bus1="B19523335836435-1-
TR1250_75T.1.0" kv=0.219393102 kVA=11 irrads=1.226944 Pmpp=10
temperature=25 PF=1 Daily=Irrad';
DSSText.Command=' Edit PVSystem.PV18 bus1="B19519985836507-1-
TR4129_75T.2.3.0" kv=0.38 kVA=11 irrads=1.226944 Pmpp=10 temperature=25
PF=1 Daily=Irrad';
DSSText.Command=' Edit PVSystem.PV19 bus1="B19526205835742-1-
TR6769_75T.1.0" kv=0.219393102 kVA=11 irrads=1.226944 Pmpp=10
temperature=25 PF=1 Daily=Irrad';
DSSText.Command=' Edit PVSystem.PV20 bus1="B19510725835691-1-
TR0306_225T.2.3.0" kv=0.38 kVA=11 irrads=1.226944 Pmpp=10 temperature=25
PF=1 Daily=Irrad';
DSSText.Command=' Edit PVSystem.PV21 bus1="B19523755751157-1-
TR2390_75T.1.2.3.0" kv=0.38 kVA=11 irrads=1.226944 Pmpp=10 temperature=25
PF=1 Daily=Irrad';

```

```

DSSText.Command=' Edit PVSystem.PV22 bus1="B5836532-TR0803_150T.2.0"
kv=0.219393102 kVA=11 irrads=1.226944 Pmpp=10 temperature=25 PF=1
Daily=Irrad';
DSSText.Command=' Edit PVSystem.PV23 bus1="B19511785835894-1-
TR0659_150T.1.0" kv=0.219393102 kVA=11 irrads=1.226944 Pmpp=10
temperature=25 PF=1 Daily=Irrad';
DSSText.Command=' Edit PVSystem.PV24 bus1="B19526015836447-1-
TR0942_150T.1.0" kv=0.219393102 kVA=11 irrads=1.226944 Pmpp=10
temperature=25 PF=1 Daily=Irrad';
DSSText.Command=' Edit PVSystem.PV25 bus1="B5836026-TR5069_75T.2.0"
kv=0.219393102 kVA=11 irrads=1.226944 Pmpp=10 temperature=25 PF=1
Daily=Irrad';
DSSText.Command=' Edit PVSystem.PV26 bus1="B19525875836076-1-
TR0942_150T.2.0" kv=0.219393102 kVA=11 irrads=1.226944 Pmpp=10
temperature=25 PF=1 Daily=Irrad';
DSSText.Command=' Edit PVSystem.PV27 bus1="B19505395836215-1-
TR1578_112T.2.3.0" kv=0.38 kVA=11 irrads=1.226944 Pmpp=10 temperature=25
PF=1 Daily=Irrad';
DSSText.Command=' Edit PVSystem.PV28 bus1="B5835627-TR1578_112T.2.0"
kv=0.219393102 kVA=11 irrads=1.226944 Pmpp=10 temperature=25 PF=1
Daily=Irrad';
DSSText.Command=' Edit PVSystem.PV29 bus1="B19508365835791-1-
TR0092_75T.1.2.3.0" kv=0.38 kVA=11 irrads=1.226944 Pmpp=10 temperature=25
PF=1 Daily=Irrad';
DSSText.Command=' Edit PVSystem.PV30 bus1="B19526125835590-1-
TR6769_75T.1.2.3.0" kv=0.38 kVA=11 irrads=1.226944 Pmpp=10 temperature=25
PF=1 Daily=Irrad';
DSSText.Command=' Edit PVSystem.PV31 bus1="B19510435835782-1-
TR1540_112T.2.3.0" kv=0.38 kVA=11 irrads=1.226944 Pmpp=10 temperature=25
PF=1 Daily=Irrad';
DSSText.Command=' Edit PVSystem.PV32 bus1="B5835590-1-TR6769_75T.2.0"
kv=0.219393102 kVA=11 irrads=1.226944 Pmpp=10 temperature=25 PF=1
Daily=Irrad';
DSSText.Command=' Edit PVSystem.PV33 bus1="B19513765835579-1-
TR0788_112T.2.3.0" kv=0.38 kVA=11 irrads=1.226944 Pmpp=10 temperature=25
PF=1 Daily=Irrad';
DSSText.Command=' Edit PVSystem.PV34 bus1="B19528055835985-1-
TR0092_75T.1.2.3.0" kv=0.38 kVA=11 irrads=1.226944 Pmpp=10 temperature=25
PF=1 Daily=Irrad';
DSSText.Command=' Edit PVSystem.PV35 bus1="B19499575835963-1-
TR3841_75T.1.0" kv=0.219393102 kVA=11 irrads=1.226944 Pmpp=10
temperature=25 PF=1 Daily=Irrad';
DSSText.Command=' Edit PVSystem.PV36 bus1="B5835909-TR0026_112T.2.0"
kv=0.219393102 kVA=11 irrads=1.226944 Pmpp=10 temperature=25 PF=1
Daily=Irrad';
DSSText.Command=' Edit PVSystem.PV37 bus1="B19529185835671-1-
TR1242_150T.1.2.3.0" kv=0.38 kVA=11 irrads=1.226944 Pmpp=10
temperature=25 PF=1 Daily=Irrad';
DSSText.Command=' Edit PVSystem.PV38 bus1="B5836011-TR1546_75T.1.0"
kv=0.219393102 kVA=11 irrads=1.226944 Pmpp=10 temperature=25 PF=1
Daily=Irrad';
DSSText.Command=' Edit PVSystem.PV39 bus1="B19521015835713-1-
TR1477_112T.1.2.3.0" kv=0.38 kVA=11 irrads=1.226944 Pmpp=10
temperature=25 PF=1 Daily=Irrad';
DSSText.Command=' Edit PVSystem.PV40 bus1="B19504775836487-1-
TR0573_112T.1.0" kv=0.219393102 kVA=11 irrads=1.226944 Pmpp=10
temperature=25 PF=1 Daily=Irrad';

```

```

DSSText.Command=' Edit PVSystem.PV41 bus1="B19521235836168-1-
TR1511_75T.1.0" kv=0.219393102 kVA=11 irrads=1.226944 Pmpp=10
temperature=25 PF=1 Daily=Irrad';
DSSText.Command=' Edit PVSystem.PV42 bus1="B19504115836575-1-
TR0330_75T.2.0" kv=0.219393102 kVA=11 irrads=1.226944 Pmpp=10
temperature=25 PF=1 Daily=Irrad';
DSSText.Command=' Edit PVSystem.PV43 bus1="B19522155836431-1-
TR0215_75T.2.0" kv=0.219393102 kVA=11 irrads=1.226944 Pmpp=10
temperature=25 PF=1 Daily=Irrad';
DSSText.Command=' Edit PVSystem.PV44 bus1="B19514935835921-1-
TR0849_112T.2.3.0" kv=0.38 kVA=11 irrads=1.226944 Pmpp=10 temperature=25
PF=1 Daily=Irrad';
DSSText.Command=' Edit PVSystem.PV45 bus1="B19529005835423-1-
TR0167_225T.1.0" kv=0.219393102 kVA=11 irrads=1.226944 Pmpp=10
temperature=25 PF=1 Daily=Irrad';
DSSText.Command=' Edit PVSystem.PV46 bus1="B19514595836400-1-
TR1543_112T.2.0" kv=0.219393102 kVA=11 irrads=1.226944 Pmpp=10
temperature=25 PF=1 Daily=Irrad';
DSSText.Command=' Edit PVSystem.PV47 bus1="B19503955836231-1-
TR2007_112T.2.0" kv=0.219393102 kVA=11 irrads=1.226944 Pmpp=10
temperature=25 PF=1 Daily=Irrad';
DSSText.Command=' Edit PVSystem.PV48 bus1="B19514595836400-1-
TR1543_112T.1.2.3.0" kv=0.38 kVA=11 irrads=1.226944 Pmpp=10
temperature=25 PF=1 Daily=Irrad';
DSSText.Command=' Edit PVSystem.PV49 bus1="B19500685836001-1-
TR0297_75T.1.2.3.0" kv=0.38 kVA=11 irrads=1.226944 Pmpp=10 temperature=25
PF=1 Daily=Irrad';
DSSText.Command=' Edit PVSystem.PV50 bus1="B19511085835695-1-
TR0306_225T.1.0" kv=0.219393102 kVA=11 irrads=1.226944 Pmpp=10
temperature=25 PF=1 Daily=Irrad';
DSSText.Command=' Edit PVSystem.PV51 bus1="B6324702-TR0157_1000T.2.0"
kv=0.219393102 kVA=11 irrads=1.226944 Pmpp=10 temperature=25 PF=1
Daily=Irrad';
DSSText.Command=' Edit PVSystem.PV52 bus1="B19507085836477-1-
TR1071_112T.1.0" kv=0.219393102 kVA=11 irrads=1.226944 Pmpp=10
temperature=25 PF=1 Daily=Irrad';
DSSText.Command=' Edit PVSystem.PV53 bus1="B19511305835897-1-
TR3545_75T.2.3.0" kv=0.38 kVA=11 irrads=1.226944 Pmpp=10 temperature=25
PF=1 Daily=Irrad';
DSSText.Command=' Edit PVSystem.PV54 bus1="B19525065835752-1-
TR0466_112TF.2.3.0" kv=0.38 kVA=11 irrads=1.226944 Pmpp=10 temperature=25
PF=1 Daily=Irrad';
DSSText.Command=' Edit PVSystem.PV55 bus1="B19512595836542-1-
TR0881_112T.1.0" kv=0.219393102 kVA=11 irrads=1.226944 Pmpp=10
temperature=25 PF=1 Daily=Irrad';
DSSText.Command=' Edit PVSystem.PV56 bus1="B19522255836432-1-
TR1500_112T.1.0" kv=0.219393102 kVA=11 irrads=1.226944 Pmpp=10
temperature=25 PF=1 Daily=Irrad';
DSSText.Command=' Edit PVSystem.PV57 bus1="B19513945836547-1-
TR0701_112T.2.3.0" kv=0.38 kVA=11 irrads=1.226944 Pmpp=10 temperature=25
PF=1 Daily=Irrad';
DSSText.Command=' Edit PVSystem.PV58 bus1="B19503355836214-1-
TR1578_112T.1.2.3.0" kv=0.38 kVA=11 irrads=1.226944 Pmpp=10
temperature=25 PF=1 Daily=Irrad';
DSSText.Command=' Edit PVSystem.PV59 bus1="B19526825836081-1-
TR0466_112TF.1.2.3.0" kv=0.38 kVA=11 irrads=1.226944 Pmpp=10
temperature=25 PF=1 Daily=Irrad';

```

```

DSSText.Command=' Edit PVSystem.PV60 bus1="B19508045836589-1-
TR1545_112T.2.0" kv=0.219393102 kVA=11 irrads=1.226944 Pmpp=10
temperature=25 PF=1 Daily=Irrad';
DSSText.Command=' Edit PVSystem.PV61 bus1="B19521545836553-1-
TR1293_75T.3.0" kv=0.219393102 kVA=11 irrads=1.226944 Pmpp=10
temperature=25 PF=1 Daily=Irrad';
DSSText.Command=' Edit PVSystem.PV62 bus1="B19524645836434-1-
TR2390_75T.2.3.0" kv=0.38 kVA=11 irrads=1.226944 Pmpp=10 temperature=25
PF=1 Daily=Irrad';
DSSText.Command=' Edit PVSystem.PV63 bus1="B19527375836207-1-
TR0466_112TF.3.0" kv=0.219393102 kVA=11 irrads=1.226944 Pmpp=10
temperature=25 PF=1 Daily=Irrad';
DSSText.Command=' Edit PVSystem.PV64 bus1="B19521225836168-1-
TR1511_75T.2.3.0" kv=0.38 kVA=11 irrads=1.226944 Pmpp=10 temperature=25
PF=1 Daily=Irrad';
DSSText.Command=' Edit PVSystem.PV65 bus1="B19511305835897-1-
TR3545_75T.2.3.0" kv=0.38 kVA=11 irrads=1.226944 Pmpp=10 temperature=25
PF=1 Daily=Irrad';
DSSText.Command=' Edit PVSystem.PV66 bus1="B19522285836432-1-
TR1500_112T.3.0" kv=0.219393102 kVA=11 irrads=1.226944 Pmpp=10
temperature=25 PF=1 Daily=Irrad';
DSSText.Command=' Edit PVSystem.PV67 bus1="B5836577-TR1463_75T.1.0"
kv=0.219393102 kVA=11 irrads=1.226944 Pmpp=10 temperature=25 PF=1
Daily=Irrad';
DSSText.Command=' Edit PVSystem.PV68 bus1="B19503355836214-1-
TR1578_112T.2.0" kv=0.219393102 kVA=11 irrads=1.226944 Pmpp=10
temperature=25 PF=1 Daily=Irrad';
DSSText.Command=' Edit PVSystem.PV69 bus1="B19516905836289-1-
TR0788_112T.1.0" kv=0.219393102 kVA=11 irrads=1.226944 Pmpp=10
temperature=25 PF=1 Daily=Irrad';
DSSText.Command=' Edit PVSystem.PV70 bus1="B19520035836396-1-
TR4129_75T.2.3.0" kv=0.38 kVA=11 irrads=1.226944 Pmpp=10 temperature=25
PF=1 Daily=Irrad';
DSSText.Command=' Edit PVSystem.PV71 bus1="B19505005836229-1-
TR1546_75T.2.0" kv=0.219393102 kVA=11 irrads=1.226944 Pmpp=10
temperature=25 PF=1 Daily=Irrad';
DSSText.Command=' Edit PVSystem.PV72 bus1="B5835874-
TRFP2114_150T.1.2.3.0" kv=0.38 kVA=11 irrads=1.226944 Pmpp=10
temperature=25 PF=1 Daily=Irrad';
DSSText.Command=' Edit PVSystem.PV73 bus1="B19501855835625-1-
TR1578_112T.1.0" kv=0.219393102 kVA=11 irrads=1.226944 Pmpp=10
temperature=25 PF=1 Daily=Irrad';
DSSText.Command=' Edit PVSystem.PV74 bus1="B19507775835867-1-
TR0364_9999TF.2.3.0" kv=0.38 kVA=11 irrads=1.226944 Pmpp=10
temperature=25 PF=1 Daily=Irrad';
DSSText.Command=' Edit PVSystem.PV75 bus1="B19527375836207-1-
TR0466_112TF.1.0" kv=0.219393102 kVA=11 irrads=1.226944 Pmpp=10
temperature=25 PF=1 Daily=Irrad';
DSSText.Command=' Edit PVSystem.PV76 bus1="B5836524-TR3545_75T.1.0"
kv=0.219393102 kVA=11 irrads=1.226944 Pmpp=10 temperature=25 PF=1
Daily=Irrad';
DSSText.Command=' Edit PVSystem.PV77 bus1="B19528155836319-1-
TR0781_150T.2.0" kv=0.219393102 kVA=11 irrads=1.226944 Pmpp=10
temperature=25 PF=1 Daily=Irrad';
DSSText.Command=' Edit PVSystem.PV78 bus1="B19518105836221-1-
TR0310_112T.1.2.3.0" kv=0.38 kVA=11 irrads=1.226944 Pmpp=10
temperature=25 PF=1 Daily=Irrad';

```

```

DSSText.Command=' Edit PVSSystem.PV79 bus1="B19501785835787-1-
TR0948_75T.1.2.3.0" kv=0.38 kVA=11 irrads=1.226944 Pmpp=10 temperature=25
PF=1 Daily=Irrad';
DSSText.Command=' Edit PVSSystem.PV80 bus1="B19500525836107-1-
TR0297_75T.1.2.3.0" kv=0.38 kVA=11 irrads=1.226944 Pmpp=10 temperature=25
PF=1 Daily=Irrad';
DSSText.Command=' Edit PVSSystem.PV81 bus1="B19519145835675-1-
TR0390_150T.2.0" kv=0.219393102 kVA=11 irrads=1.226944 Pmpp=10
temperature=25 PF=1 Daily=Irrad';
DSSText.Command=' Edit PVSSystem.PV82 bus1="B19528995835404-1-
TR0167_225T.2.0" kv=0.219393102 kVA=11 irrads=1.226944 Pmpp=10
temperature=25 PF=1 Daily=Irrad';
DSSText.Command=' Edit PVSSystem.PV83 bus1="B19504075836479-1-
TR0330_75T.2.3.0" kv=0.38 kVA=11 irrads=1.226944 Pmpp=10 temperature=25
PF=1 Daily=Irrad';
DSSText.Command=' Edit PVSSystem.PV84 bus1="B19526495835745-1-
TR2181_112T.2.3.0" kv=0.38 kVA=11 irrads=1.226944 Pmpp=10 temperature=25
PF=1 Daily=Irrad';
DSSText.Command=' Edit PVSSystem.PV85 bus1="B19528635836081-1-
TR0466_112TF.2.3.0" kv=0.38 kVA=11 irrads=1.226944 Pmpp=10 temperature=25
PF=1 Daily=Irrad';
DSSText.Command=' Edit PVSSystem.PV86 bus1="B17096658250290-1-
TR1055_30T.1.2.3.0" kv=0.38 kVA=11 irrads=1.226944 Pmpp=10 temperature=25
PF=1 Daily=Irrad';
DSSText.Command=' Edit PVSSystem.PV87 bus1="B19499385835766-1-
TR3840_75T.2.3.0" kv=0.38 kVA=11 irrads=1.226944 Pmpp=10 temperature=25
PF=1 Daily=Irrad';
DSSText.Command=' Edit PVSSystem.PV88 bus1="B19523125835936-1-
TR2716_75T.3.0" kv=0.219393102 kVA=11 irrads=1.226944 Pmpp=10
temperature=25 PF=1 Daily=Irrad';
DSSText.Command=' Edit PVSSystem.PV89 bus1="B19520325804813-1-
TR1575_75T.2.3.0" kv=0.38 kVA=11 irrads=1.226944 Pmpp=10 temperature=25
PF=1 Daily=Irrad';
DSSText.Command=' Edit PVSSystem.PV90 bus1="B5836051-TR0788_112T.2.0"
kv=0.219393102 kVA=11 irrads=1.226944 Pmpp=10 temperature=25 PF=1
Daily=Irrad';
DSSText.Command=' Edit PVSSystem.PV91 bus1="B19522165835732-1-
TR0215_75T.3.0" kv=0.219393102 kVA=11 irrads=1.226944 Pmpp=10
temperature=25 PF=1 Daily=Irrad';
DSSText.Command=' Edit PVSSystem.PV92 bus1="B19529315835399-1-
TR0167_225T.1.2.3.0" kv=0.38 kVA=11 irrads=1.226944 Pmpp=10
temperature=25 PF=1 Daily=Irrad';
DSSText.Command=' Edit PVSSystem.PV93 bus1="B19527395836081-1-
TR0466_112TF.2.3.0" kv=0.38 kVA=11 irrads=1.226944 Pmpp=10 temperature=25
PF=1 Daily=Irrad';
DSSText.Command=' Edit PVSSystem.PV94 bus1="B19509715836030-1-
TR2021_75T.1.0" kv=0.219393102 kVA=11 irrads=1.226944 Pmpp=10
temperature=25 PF=1 Daily=Irrad';
DSSText.Command=' Edit PVSSystem.PV95 bus1="B5835583-TR1500_112T.1.0"
kv=0.219393102 kVA=11 irrads=1.226944 Pmpp=10 temperature=25 PF=1
Daily=Irrad';
DSSText.Command=' Edit PVSSystem.PV96 bus1="B19511255836484-1-
TR0366_112TF.1.0" kv=0.219393102 kVA=11 irrads=1.226944 Pmpp=10
temperature=25 PF=1 Daily=Irrad';
DSSText.Command=' Edit PVSSystem.PV97 bus1="B19516105836259-1-
TR0659_150T.1.0" kv=0.219393102 kVA=11 irrads=1.226944 Pmpp=10
temperature=25 PF=1 Daily=Irrad';

```

```

DSSText.Command=' Edit PVSSystem.PV98 bus1="B19503515835965-1-
TR1386_112T.3.0" kv=0.219393102 kVA=11 irrads=1.226944 Pmpp=10
temperature=25 PF=1 Daily=Irrad';
DSSText.Command=' Edit PVSSystem.PV99 bus1="B5836150-1-TR0659_150T.1.0"
kv=0.219393102 kVA=11 irrads=1.226944 Pmpp=10 temperature=25 PF=1
Daily=Irrad';
DSSText.Command=' Edit PVSSystem.PV100 bus1="B19511665835705-1-
TR0659_150T.1.0" kv=0.219393102 kVA=11 irrads=1.226944 Pmpp=10
temperature=25 PF=1 Daily=Irrad';
DSSText.Command=' Edit PVSSystem.PV101 bus1="B19526875835749-1-
TR0466_112TF.2.3.0" kv=0.38 kVA=11 irrads=1.226944 Pmpp=10 temperature=25
PF=1 Daily=Irrad';
DSSText.Command=' Edit PVSSystem.PV102 bus1="B19505745835638-1-
TR1071_112T.1.2.3.0" kv=0.38 kVA=11 irrads=1.226944 Pmpp=10
temperature=25 PF=1 Daily=Irrad';
DSSText.Command=' Edit PVSSystem.PV103 bus1="B19501145836340-1-
TR0104_112T.1.0" kv=0.219393102 kVA=11 irrads=1.226944 Pmpp=10
temperature=25 PF=1 Daily=Irrad';
DSSText.Command=' Edit PVSSystem.PV104 bus1="B19527695835758-1-
TR0751_112T.2.3.0" kv=0.38 kVA=11 irrads=1.226944 Pmpp=10 temperature=25
PF=1 Daily=Irrad';
DSSText.Command=' Edit PVSSystem.PV105 bus1="B19498965835485-1-
TR1386_112T.1.0" kv=0.219393102 kVA=11 irrads=1.226944 Pmpp=10
temperature=25 PF=1 Daily=Irrad';
DSSText.Command=' Edit PVSSystem.PV106 bus1="B19518495836392-1-
TR1135_75T.2.3.0" kv=0.38 kVA=11 irrads=1.226944 Pmpp=10 temperature=25
PF=1 Daily=Irrad';
DSSText.Command=' Edit PVSSystem.PV107 bus1="B19516105836259-1-
TR0659_150T.1.0" kv=0.219393102 kVA=11 irrads=1.226944 Pmpp=10
temperature=25 PF=1 Daily=Irrad';
DSSText.Command=' Edit PVSSystem.PV108 bus1="B5836075-TR0942_150T.2.0"
kv=0.219393102 kVA=11 irrads=1.226944 Pmpp=10 temperature=25 PF=1
Daily=Irrad';
DSSText.Command=' Edit PVSSystem.PV109 bus1="B19511195836367-1-
TR0447_75T.1.2.3.0" kv=0.38 kVA=11 irrads=1.226944 Pmpp=10 temperature=25
PF=1 Daily=Irrad';
DSSText.Command=' Edit PVSSystem.PV110 bus1="B19503255836212-1-
TR0948_75T.2.3.0" kv=0.38 kVA=11 irrads=1.226944 Pmpp=10 temperature=25
PF=1 Daily=Irrad';
DSSText.Command=' Edit PVSSystem.PV111 bus1="B19525235836074-1-
TR0465_112TF.2.3.0" kv=0.38 kVA=11 irrads=1.226944 Pmpp=10 temperature=25
PF=1 Daily=Irrad';
DSSText.Command=' Edit PVSSystem.PV112 bus1="B19516085835894-1-
TR0659_150T.2.3.0" kv=0.38 kVA=11 irrads=1.226944 Pmpp=10 temperature=25
PF=1 Daily=Irrad';
DSSText.Command=' Edit PVSSystem.PV113 bus1="B19521235836168-1-
TR1511_75T.1.0" kv=0.219393102 kVA=11 irrads=1.226944 Pmpp=10
temperature=25 PF=1 Daily=Irrad';
DSSText.Command=' Edit PVSSystem.PV114 bus1="BP20015682.1.0"
kv=0.219393102 kVA=11 irrads=1.226944 Pmpp=10 temperature=25 PF=1
Daily=Irrad';
DSSText.Command=' Edit PVSSystem.PV115 bus1="B19526845835980-1-
TR0466_112TF.2.3.0" kv=0.38 kVA=11 irrads=1.226944 Pmpp=10 temperature=25
PF=1 Daily=Irrad';
DSSText.Command=' Edit PVSSystem.PV116 bus1="B19515705835898-1-
TR2021_75T.1.0" kv=0.219393102 kVA=11 irrads=1.226944 Pmpp=10
temperature=25 PF=1 Daily=Irrad';

```

```

DSSText.Command=' Edit PVSsystem.PV117 bus1="B19501785835787-1-
TR0948_75T.3.0" kv=0.219393102 kVA=11 irrads=1.226944 Pmpp=10
temperature=25 PF=1 Daily=Irrad';
DSSText.Command=' Edit PVSsystem.PV118 bus1="B19504895835633-1-
TR0555_112T.1.2.3.0" kv=0.38 kVA=11 irrads=1.226944 Pmpp=10
temperature=25 PF=1 Daily=Irrad';
DSSText.Command=' Edit PVSsystem.PV119 bus1="B19504145836365-1-
TR1463_75T.1.0" kv=0.219393102 kVA=11 irrads=1.226944 Pmpp=10
temperature=25 PF=1 Daily=Irrad';
DSSText.Command=' Edit PVSsystem.PV120 bus1="BP20015732.1.2.3.0"
kv=0.38 kVA=11 irrads=1.226944 Pmpp=10 temperature=25 PF=1 Daily=Irrad';
DSSText.Command=' Edit PVSsystem.PV121 bus1="B19516845836546-1-
TR0701_112T.2.0" kv=0.219393102 kVA=11 irrads=1.226944 Pmpp=10
temperature=25 PF=1 Daily=Irrad';
DSSText.Command=' Edit PVSsystem.PV122 bus1="B19511215836372-1-
TR0366_112TF.2.3.0" kv=0.38 kVA=11 irrads=1.226944 Pmpp=10 temperature=25
PF=1 Daily=Irrad';
DSSText.Command=' Edit PVSsystem.PV123 bus1="B19510575836216-1-
TR1578_112T.1.2.3.0" kv=0.38 kVA=11 irrads=1.226944 Pmpp=10
temperature=25 PF=1 Daily=Irrad';
DSSText.Command=' Edit PVSsystem.PV124 bus1="B19507515835515-1-
TR0841_75T.1.0" kv=0.219393102 kVA=11 irrads=1.226944 Pmpp=10
temperature=25 PF=1 Daily=Irrad';
DSSText.Command=' Edit PVSsystem.PV125 bus1="B19521055835911-1-
TR1477_112T.2.3.0" kv=0.38 kVA=11 irrads=1.226944 Pmpp=10 temperature=25
PF=1 Daily=Irrad';
DSSText.Command=' Edit PVSsystem.PV126 bus1="B19519455835678-1-
TR1331_112T.1.0" kv=0.219393102 kVA=11 irrads=1.226944 Pmpp=10
temperature=25 PF=1 Daily=Irrad';
DSSText.Command=' Edit PVSsystem.PV127 bus1="B19509045835827-1-
TR1540_112T.1.2.3.0" kv=0.38 kVA=11 irrads=1.226944 Pmpp=10
temperature=25 PF=1 Daily=Irrad';
DSSText.Command=' Edit PVSsystem.PV128 bus1="B17198128249622-1-
TR0873_150T.1.2.3.0" kv=0.38 kVA=11 irrads=1.226944 Pmpp=10
temperature=25 PF=1 Daily=Irrad';
DSSText.Command=' Edit PVSsystem.PV129 bus1="B19525465836445-1-
TR0942_150T.1.2.3.0" kv=0.38 kVA=11 irrads=1.226944 Pmpp=10
temperature=25 PF=1 Daily=Irrad';
DSSText.Command=' Edit PVSsystem.PV130 bus1="B19526045836199-1-
TR6769_75T.2.3.0" kv=0.38 kVA=11 irrads=1.226944 Pmpp=10 temperature=25
PF=1 Daily=Irrad';
DSSText.Command=' Edit PVSsystem.PV131 bus1="B19516615836050-1-
TR0788_112T.1.2.3.0" kv=0.38 kVA=11 irrads=1.226944 Pmpp=10
temperature=25 PF=1 Daily=Irrad';
DSSText.Command=' Edit PVSsystem.PV132 bus1="B19501595835783-1-
TR0555_112T.2.3.0" kv=0.38 kVA=11 irrads=1.226944 Pmpp=10 temperature=25
PF=1 Daily=Irrad';
DSSText.Command=' Edit PVSsystem.PV133 bus1="B19509185835650-1-
TR1463_75T.2.3.0" kv=0.38 kVA=11 irrads=1.226944 Pmpp=10 temperature=25
PF=1 Daily=Irrad';
DSSText.Command=' Edit PVSsystem.PV134 bus1="B5835510-TR0841_75T.2.0"
kv=0.219393102 kVA=11 irrads=1.226944 Pmpp=10 temperature=25 PF=1
Daily=Irrad';
DSSText.Command=' Edit PVSsystem.PV135 bus1="B19520145751060-1-
TR1543_112T.2.3.0" kv=0.38 kVA=11 irrads=1.226944 Pmpp=10 temperature=25
PF=1 Daily=Irrad';

```

```

DSSText.Command=' Edit PVSystem.PV136 bus1="B19514875836505-1-
TR1001_112T.1.0" kv=0.219393102 kVA=11 irrads=1.226944 Pmpp=10
temperature=25 PF=1 Daily=Irrad';
DSSText.Command=' Edit PVSystem.PV137 bus1="B19521855836060-1-
TR1293_75T.1.0" kv=0.219393102 kVA=11 irrads=1.226944 Pmpp=10
temperature=25 PF=1 Daily=Irrad';
DSSText.Command=' Edit PVSystem.PV138 bus1="B19526285835947-1-
TR6769_75T.1.2.3.0" kv=0.38 kVA=11 irrads=1.226944 Pmpp=10 temperature=25
PF=1 Daily=Irrad';
DSSText.Command=' Edit PVSystem.PV139 bus1="B19512635836543-1-
TR0881_112T.2.3.0" kv=0.38 kVA=11 irrads=1.226944 Pmpp=10 temperature=25
PF=1 Daily=Irrad';
DSSText.Command=' Edit PVSystem.PV140 bus1="B19518765835674-1-
TR0390_150T.2.0" kv=0.219393102 kVA=11 irrads=1.226944 Pmpp=10
temperature=25 PF=1 Daily=Irrad';
DSSText.Command=' Edit PVSystem.PV141 bus1="B5835556-TR0306_225T.2.0"
kv=0.219393102 kVA=11 irrads=1.226944 Pmpp=10 temperature=25 PF=1
Daily=Irrad';
DSSText.Command=' Edit PVSystem.PV142 bus1="B19505675835510-1-
TR0841_75T.1.2.3.0" kv=0.38 kVA=11 irrads=1.226944 Pmpp=10 temperature=25
PF=1 Daily=Irrad';
DSSText.Command=' Edit PVSystem.PV143 bus1="B19524265836129-1-
TR0665_75T.2.3.0" kv=0.38 kVA=11 irrads=1.226944 Pmpp=10 temperature=25
PF=1 Daily=Irrad';
DSSText.Command=' Edit PVSystem.PV144 bus1="B17127798250414-1-
TR0364_9999TF.3.0" kv=0.219393102 kVA=11 irrads=1.226944 Pmpp=10
temperature=25 PF=1 Daily=Irrad';
DSSText.Command=' Edit PVSystem.PV145 bus1="B19502805836211-1-
TR1057_150T.2.3.0" kv=0.38 kVA=11 irrads=1.226944 Pmpp=10 temperature=25
PF=1 Daily=Irrad';
DSSText.Command=' Edit PVSystem.PV146 bus1="B19500165836337-1-
TR1540_112T.2.3.0" kv=0.38 kVA=11 irrads=1.226944 Pmpp=10 temperature=25
PF=1 Daily=Irrad';
DSSText.Command=' Edit PVSystem.PV147 bus1="B19511765836259-1-
TR0659_150T.1.0" kv=0.219393102 kVA=11 irrads=1.226944 Pmpp=10
temperature=25 PF=1 Daily=Irrad';
DSSText.Command=' Edit PVSystem.PV148 bus1="B19511305835897-1-
TR3545_75T.1.2.3.0" kv=0.38 kVA=11 irrads=1.226944 Pmpp=10 temperature=25
PF=1 Daily=Irrad';
DSSText.Command=' Edit PVSystem.PV149 bus1="B5835602-
TR2515_75T.1.2.3.0" kv=0.38 kVA=11 irrads=1.226944 Pmpp=10 temperature=25
PF=1 Daily=Irrad';
DSSText.Command=' Edit PVSystem.PV150 bus1="B19517405836149-1-
TR0659_150T.1.0" kv=0.219393102 kVA=11 irrads=1.226944 Pmpp=10
temperature=25 PF=1 Daily=Irrad';
DSSText.Command=' Edit PVSystem.PV151 bus1="B19503325836213-1-
TR1578_112T.2.0" kv=0.219393102 kVA=11 irrads=1.226944 Pmpp=10
temperature=25 PF=1 Daily=Irrad';
DSSText.Command=' Edit PVSystem.PV152 bus1="B5836053-TR0701_112T.3.0"
kv=0.219393102 kVA=11 irrads=1.226944 Pmpp=10 temperature=25 PF=1
Daily=Irrad';
DSSText.Command=' Edit PVSystem.PV153 bus1="B19522435835928-1-
TR1500_112T.1.2.3.0" kv=0.38 kVA=11 irrads=1.226944 Pmpp=10
temperature=25 PF=1 Daily=Irrad';
DSSText.Command=' Edit PVSystem.PV154 bus1="B19521685836293-1-
TR1293_75T.2.3.0" kv=0.38 kVA=11 irrads=1.226944 Pmpp=10 temperature=25
PF=1 Daily=Irrad';

```

```

DSSText.Command=' Edit PVSystem.PV155 bus1="B19515325835438-1-
TR0948_75T.1.0" kv=0.219393102 kVA=11 irrads=1.226944 Pmpp=10
temperature=25 PF=1 Daily=Irrad';
DSSText.Command=' Edit PVSystem.PV156 bus1="B19521305836415-1-
TR6280_75T.2.3.0" kv=0.38 kVA=11 irrads=1.226944 Pmpp=10 temperature=25
PF=1 Daily=Irrad';
DSSText.Command=' Edit PVSystem.PV157 bus1="B19509715836030-1-
TR2021_75T.1.0" kv=0.219393102 kVA=11 irrads=1.226944 Pmpp=10
temperature=25 PF=1 Daily=Irrad';
DSSText.Command=' Edit PVSystem.PV158 bus1="B5836552-TR0701_112T.1.0"
kv=0.219393102 kVA=11 irrads=1.226944 Pmpp=10 temperature=25 PF=1
Daily=Irrad';
DSSText.Command=' Edit PVSystem.PV159 bus1="B19511095835558-1-
TR0306_225T.2.3.0" kv=0.38 kVA=11 irrads=1.226944 Pmpp=10 temperature=25
PF=1 Daily=Irrad';
DSSText.Command=' Edit PVSystem.PV160 bus1="B19502865835633-1-
TR0555_112T.1.0" kv=0.219393102 kVA=11 irrads=1.226944 Pmpp=10
temperature=25 PF=1 Daily=Irrad';
DSSText.Command=' Edit PVSystem.PV161 bus1="BP20015694.1.0"
kv=0.219393102 kVA=11 irrads=1.226944 Pmpp=10 temperature=25 PF=1
Daily=Irrad';
DSSText.Command=' Edit PVSystem.PV162 bus1="B19510525835495-1-
TR0104_112T.2.3.0" kv=0.38 kVA=11 irrads=1.226944 Pmpp=10 temperature=25
PF=1 Daily=Irrad';
DSSText.Command=' Edit PVSystem.PV163 bus1="B19503355836214-1-
TR1578_112T.1.0" kv=0.219393102 kVA=11 irrads=1.226944 Pmpp=10
temperature=25 PF=1 Daily=Irrad';
DSSText.Command=' Edit PVSystem.PV164 bus1="B5836224-TR7029_75T.3.0"
kv=0.219393102 kVA=11 irrads=1.226944 Pmpp=10 temperature=25 PF=1
Daily=Irrad';
DSSText.Command=' Edit PVSystem.PV165 bus1="B19523665835932-1-
TR1250_75T.2.3.0" kv=0.38 kVA=11 irrads=1.226944 Pmpp=10 temperature=25
PF=1 Daily=Irrad';
DSSText.Command=' Edit PVSystem.PV166 bus1="B5835590-1-TR6769_75T.1.0"
kv=0.219393102 kVA=11 irrads=1.226944 Pmpp=10 temperature=25 PF=1
Daily=Irrad';
DSSText.Command=' Edit PVSystem.PV167 bus1="B19503175836466-1-
TR0948_75T.1.2.3.0" kv=0.38 kVA=11 irrads=1.226944 Pmpp=10 temperature=25
PF=1 Daily=Irrad';
DSSText.Command=' Edit PVSystem.PV168 bus1="B19522145836431-1-
TR0215_75T.1.0" kv=0.219393102 kVA=11 irrads=1.226944 Pmpp=10
temperature=25 PF=1 Daily=Irrad';
DSSText.Command=' Edit PVSystem.PV169 bus1="B19514595836400-1-
TR1543_112T.2.0" kv=0.219393102 kVA=11 irrads=1.226944 Pmpp=10
temperature=25 PF=1 Daily=Irrad';
DSSText.Command=' Edit PVSystem.PV170 bus1="B19503215836466-1-
TR0948_75T.2.3.0" kv=0.38 kVA=11 irrads=1.226944 Pmpp=10 temperature=25
PF=1 Daily=Irrad';
DSSText.Command=' Edit PVSystem.PV171 bus1="B19526845835980-1-
TR0466_112TF.2.3.0" kv=0.38 kVA=11 irrads=1.226944 Pmpp=10 temperature=25
PF=1 Daily=Irrad';
DSSText.Command=' Edit PVSystem.PV172 bus1="B19509525835887-1-
TR1331_112T.1.0" kv=0.219393102 kVA=11 irrads=1.226944 Pmpp=10
temperature=25 PF=1 Daily=Irrad';
DSSText.Command=' Edit PVSystem.PV173 bus1="B19522555836185-1-
TR1500_112T.1.2.3.0" kv=0.38 kVA=11 irrads=1.226944 Pmpp=10
temperature=25 PF=1 Daily=Irrad';

```

```

DSSText.Command=' Edit PVSystem.PV174 bus1="B19503935835854-1-
TR2007_112T.2.3.0" kv=0.38 kVA=11 irrads=1.226944 Pmpp=10 temperature=25
PF=1 Daily=Irrad';
DSSText.Command=' Edit PVSystem.PV175 bus1="B19520505836540-1-
TR1575_75T.1.0" kv=0.219393102 kVA=11 irrads=1.226944 Pmpp=10
temperature=25 PF=1 Daily=Irrad';
DSSText.Command=' Edit PVSystem.PV176 bus1="B19502985835634-1-
TR0555_112T.2.3.0" kv=0.38 kVA=11 irrads=1.226944 Pmpp=10 temperature=25
PF=1 Daily=Irrad';
DSSText.Command=' Edit PVSystem.PV177 bus1="B19528165835760-1-
TR0781_150T.1.2.3.0" kv=0.38 kVA=11 irrads=1.226944 Pmpp=10
temperature=25 PF=1 Daily=Irrad';
DSSText.Command=' Edit PVSystem.PV178 bus1="B19507925835531-1-
TR0665_75T.2.0" kv=0.219393102 kVA=11 irrads=1.226944 Pmpp=10
temperature=25 PF=1 Daily=Irrad';
DSSText.Command=' Edit PVSystem.PV179 bus1="B19523395836190-1-
TR1250_75T.1.0" kv=0.219393102 kVA=11 irrads=1.226944 Pmpp=10
temperature=25 PF=1 Daily=Irrad';
DSSText.Command=' Edit PVSystem.PV180 bus1="B17201488249596-1-
TR0873_150T.1.2.3.0" kv=0.38 kVA=11 irrads=1.226944 Pmpp=10
temperature=25 PF=1 Daily=Irrad';
DSSText.Command=' Edit PVSystem.PV181 bus1="B19517955836246-1-
TR4566_75T.1.0" kv=0.219393102 kVA=11 irrads=1.226944 Pmpp=10
temperature=25 PF=1 Daily=Irrad';
DSSText.Command=' Edit PVSystem.PV182 bus1="B19518815835878-1-
TR0390_150T.2.3.0" kv=0.38 kVA=11 irrads=1.226944 Pmpp=10 temperature=25
PF=1 Daily=Irrad';
DSSText.Command=' Edit PVSystem.PV183 bus1="B19521505836437-1-
TR2716_75T.1.0" kv=0.219393102 kVA=11 irrads=1.226944 Pmpp=10
temperature=25 PF=1 Daily=Irrad';
DSSText.Command=' Edit PVSystem.PV184 bus1="B19519175836136-1-
TR1331_112T.2.3.0" kv=0.38 kVA=11 irrads=1.226944 Pmpp=10 temperature=25
PF=1 Daily=Irrad';
DSSText.Command=' Edit PVSystem.PV185 bus1="B19513165836052-1-
TR0701_112T.1.0" kv=0.219393102 kVA=11 irrads=1.226944 Pmpp=10
temperature=25 PF=1 Daily=Irrad';
DSSText.Command=' Edit PVSystem.PV186 bus1="B19513435836288-1-
TR0701_112T.1.0" kv=0.219393102 kVA=11 irrads=1.226944 Pmpp=10
temperature=25 PF=1 Daily=Irrad';
DSSText.Command=' Edit PVSystem.PV187 bus1="B19506675836224-1-
TR7029_75T.3.0" kv=0.219393102 kVA=11 irrads=1.226944 Pmpp=10
temperature=25 PF=1 Daily=Irrad';
DSSText.Command=' Edit PVSystem.PV188 bus1="B5836223-TR7029_75T.3.0"
kv=0.219393102 kVA=11 irrads=1.226944 Pmpp=10 temperature=25 PF=1
Daily=Irrad';
DSSText.Command=' Edit PVSystem.PV189 bus1="B19502865835633-1-
TR0555_112T.1.0" kv=0.219393102 kVA=11 irrads=1.226944 Pmpp=10
temperature=25 PF=1 Daily=Irrad';
DSSText.Command=' Edit PVSystem.PV190 bus1="B19518305836596-1-
TR1001_112T.2.0" kv=0.219393102 kVA=11 irrads=1.226944 Pmpp=10
temperature=25 PF=1 Daily=Irrad';
DSSText.Command=' Edit PVSystem.PV191 bus1="B5835758-TR0751_112T.3.0"
kv=0.219393102 kVA=11 irrads=1.226944 Pmpp=10 temperature=25 PF=1
Daily=Irrad';
DSSText.Command=' Edit PVSystem.PV192 bus1="B19521235836168-1-
TR1511_75T.1.0" kv=0.219393102 kVA=11 irrads=1.226944 Pmpp=10
temperature=25 PF=1 Daily=Irrad';

```

```

DSSText.Command=' Edit PVSSystem.PV193 bus1="BP20015719.1.2.3.0"
kv=0.38 kVA=11 irrads=1.226944 Pmpp=10 temperature=25 PF=1 Daily=Irrad';
DSSText.Command=' Edit PVSSystem.PV194 bus1="B19521925836298-1-
TR0215_75T.1.0" kv=0.219393102 kVA=11 irrads=1.226944 Pmpp=10
temperature=25 PF=1 Daily=Irrad';
DSSText.Command=' Edit PVSSystem.PV195 bus1="B19515315835691-1-
TR0306_225T.2.3.0" kv=0.38 kVA=11 irrads=1.226944 Pmpp=10 temperature=25
PF=1 Daily=Irrad';
DSSText.Command=' Edit PVSSystem.PV196 bus1="B19504805802925-1-
TR0573_112T.2.3.0" kv=0.38 kVA=11 irrads=1.226944 Pmpp=10 temperature=25
PF=1 Daily=Irrad';
DSSText.Command=' Edit PVSSystem.PV197 bus1="BP20015720.1.2.3.0"
kv=0.38 kVA=11 irrads=1.226944 Pmpp=10 temperature=25 PF=1 Daily=Irrad';
DSSText.Command=' Edit PVSSystem.PV198 bus1="B19519565836501-1-
TR0499_150T.2.3.0" kv=0.38 kVA=11 irrads=1.226944 Pmpp=10 temperature=25
PF=1 Daily=Irrad';
DSSText.Command=' Edit PVSSystem.PV199 bus1="B5835934-TR2716_75T.3.0"
kv=0.219393102 kVA=11 irrads=1.226944 Pmpp=10 temperature=25 PF=1
Daily=Irrad';
DSSText.Command=' Edit PVSSystem.PV200 bus1="B19521125836164-1-
TR1511_75T.2.3.0" kv=0.38 kVA=11 irrads=1.226944 Pmpp=10 temperature=25
PF=1 Daily=Irrad';
DSSText.Command=' Edit PVSSystem.PV201 bus1="B5836336-TR1540_112T.3.0"
kv=0.219393102 kVA=11 irrads=1.226944 Pmpp=10 temperature=25 PF=1
Daily=Irrad';
DSSText.Command=' Edit PVSSystem.PV202 bus1="B6324722-TR0157_1000T.3.0"
kv=0.219393102 kVA=11 irrads=1.226944 Pmpp=10 temperature=25 PF=1
Daily=Irrad';
DSSText.Command=' Edit PVSSystem.PV203 bus1="B19522795835588-1-
TR2390_75T.3.0" kv=0.219393102 kVA=11 irrads=1.226944 Pmpp=10
temperature=25 PF=1 Daily=Irrad';
DSSText.Command=' Edit PVSSystem.PV204 bus1="B5835803-TR1757_112T.3.0"
kv=0.219393102 kVA=11 irrads=1.226944 Pmpp=10 temperature=25 PF=1
Daily=Irrad';
DSSText.Command=' Edit PVSSystem.PV205 bus1="B5835830-TR1135_75T.3.0"
kv=0.219393102 kVA=11 irrads=1.226944 Pmpp=10 temperature=25 PF=1
Daily=Irrad';
DSSText.Command=' Edit PVSSystem.PV206 bus1="B19523115835936-1-
TR2716_75T.1.0" kv=0.219393102 kVA=11 irrads=1.226944 Pmpp=10
temperature=25 PF=1 Daily=Irrad';
DSSText.Command=' Edit PVSSystem.PV207 bus1="B5835413-TR0167_225T.1.0"
kv=0.219393102 kVA=11 irrads=1.226944 Pmpp=10 temperature=25 PF=1
Daily=Irrad';
DSSText.Command=' Edit PVSSystem.PV208 bus1="B19515255836237-1-
TR0447_75T.1.0" kv=0.219393102 kVA=11 irrads=1.226944 Pmpp=10
temperature=25 PF=1 Daily=Irrad';
DSSText.Command=' Edit PVSSystem.PV209 bus1="B19520195835548-1-
TR1543_112T.2.3.0" kv=0.38 kVA=11 irrads=1.226944 Pmpp=10 temperature=25
PF=1 Daily=Irrad';
DSSText.Command=' Edit PVSSystem.PV210 bus1="B5836527-TR0659_150T.1.0"
kv=0.219393102 kVA=11 irrads=1.226944 Pmpp=10 temperature=25 PF=1
Daily=Irrad';

```

```

DSSText.Command='set mode=daily stepsize=1h number=1';

```

```

DSSText.Command='set hour=0';

for i=1:24 % Este 'for' serve para rodar as horas de um dia inteiro
    DSSText.Command='get hour';
    hora=DSSText.Result;
    DSSText.Command='Solve';

    DSSText.Command='export Voltage LN Nodes';

    %Resultados de tensão
    DSSCircuit.SetActiveBus('M5835769-TG-01.1.2.3');
    Tensao_20(i,:)= DSSBus.VMagAngle;
        Tensao_Mag_A(i,j)= Tensao_20(i,1);
        Tensao_Fase_A(i,j)= Tensao_20(i,2);

    %Resultados de corrente;
    DSSObj.ActiveCircuit.SetActiveElement('Line.CMT_DI1701');
    Corrente_20(i,:)=DSSObj.ActiveCircuit.ActiveCktElement.Currents;
        Corrente_RA(i,j)= Corrente_20(i,1);
        Corrente_IA(i,j)= Corrente_20(i,2);

end

end

```

VARIAÇÃO DAS UNIDADES CONSUMIDORAS COM GDFV

```

clear all;
clc;
DSSObj = actxserver('OpenDSSEngine.DSS');
if ~DSSObj.Start(0),
    disp('Unable to start the OpenDSS Engine');
return
end
DSSText = DSSObj.Text;
DSSCircuit = DSSObj.ActiveCircuit;
DSSBus = DSSCircuit.ActiveBus;
DSSLines = DSSObj.ActiveCircuit.Lines;
DSSActiveCktElement = DSSObj.ActiveCircuit.ActiveCktElement;

%-----%
%Alimentador TG-01
%Curva de irradiância média já declarada nos arquivos de PV no OpenDSS
%Executa-se o mesmo código para 5 conjuntos diferentes declarados no Open
%Os PVs estão declarados no OpenDSS e modificados aqui
%Os PVs estão seguindo a mesma irradiância e curva de eficiência

DSSText.Command='Compile
(C:\Users\Natasha\Documents\TCC_Simulacoes\alimentador ceb TG-
01\Master_DU01_5160_TG-01_-TMBSR1PVT--.dss)';

```

```

for j=1 %este 'for' é para um dia de execução

DSSText.Command='set mode=daily stepsize=1h number=1';
DSSText.Command='set hour=0';

for i=1:24 %este 'for' serve para rodar ao longo de um dia inteiro
DSSText.Command='get hour';
hora=DSSText.Result;
DSSText.Command='Solve';

DSSText.Command='export Voltage LN Nodes';

%pegar os resultados de tensão
DSSCircuit.SetActiveBus('M5835769-TG-01.1.2.3');
Tensao_20(i,:)= DSSBus.VMagAngle;
    Tensao_Mag_A(i,j)= Tensao_20(i,1);
    Tensao_Fase_A(i,j)= Tensao_20(i,2);

%pegar os resultados de corrente;
DSSObj.ActiveCircuit.SetActiveElement('Line.CMT_DI1701');
Corrente_20(i,:)=DSSObj.ActiveCircuit.ActiveCktElement.Currents;
    Corrente_RA(i,j)= Corrente_20(i,1);
    Corrente_IA(i,j)= Corrente_20(i,2);

end

end

```