

**ESTUDO DOS IMPACTOS TÉCNICOS RESULTANTES DA CONEXÃO DE
GERAÇÃO DISTRIBUÍDA FOTOVOLTAICA EM UMA REDE DE
DISTRIBUIÇÃO DE BAIXA TENSÃO**

WEMBERSON JOSE RIBEIRO DIAS JUNIOR

**ITUMBIARA/GO
OUTUBRO DE 2022**



INSTITUTO FEDERAL
Goiás

MINISTÉRIO DA EDUCAÇÃO
SECRETARIA DE EDUCAÇÃO PROFISSIONAL E TECNOLÓGICA
INSTITUTO FEDERAL DE EDUCAÇÃO, CIÊNCIA E TECNOLOGIA
PRÓ-REITORIA DE PESQUISA E PÓS-GRADUAÇÃO
SISTEMA INTEGRADO DE BIBLIOTECAS

TERMO DE AUTORIZAÇÃO PARA DISPONIBILIZAÇÃO NO REPOSITÓRIO DIGITAL DO IFG - ReDi IFG

Com base no disposto na Lei Federal nº 9.610/98, AUTORIZO o Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Goiás, a disponibilizar gratuitamente o documento no Repositório Digital (ReDi IFG), sem ressarcimento de direitos autorais, conforme permissão assinada abaixo, em formato digital para fins de leitura, download e impressão, a título de divulgação da produção técnico-científica no IFG.

Identificação da Produção Técnico-Científica

- | | |
|--|---|
| ☐ Tese | ☐ Artigo Científico |
| ☐ Dissertação | ☐ Capítulo de Livro |
| ☐ Monografia – Especialização | ☐ Livro |
| ☒ TCC - Graduação | ☐ Trabalho Apresentado em Evento |
| ☐ Produto Técnico e Educacional - Tipo: _____ | |

Nome Completo do Autor: Wemberson Jose Ribeiro Dias Junior

Matrícula: 20151040070239

Título do Trabalho: Estudo dos Impactos Técnicos Resultantes da Conexão de Geração Distribuída Fotovoltaica em uma Rede de Distribuição de Baixa Tensão.

Autorização - Marque uma das opções

1. (X) Autorizo disponibilizar meu trabalho no Repositório Digital do IFG (acesso aberto);
2. () Autorizo disponibilizar meu trabalho no Repositório Digital do IFG somente após a data ____/____/____ (Embargo);
3. () Não autorizo disponibilizar meu trabalho no Repositório Digital do IFG (acesso restrito).

Ao indicar a opção **2 ou 3**, marque a justificativa:

- () O documento está sujeito a registro de patente.
() O documento pode vir a ser publicado como livro, capítulo de livro ou artigo.
() Outra justificativa: _____

DECLARAÇÃO DE DISTRIBUIÇÃO NÃO-EXCLUSIVA

O/A referido/a autor/a declara que:

- i. o documento é seu trabalho original, detém os direitos autorais da produção técnico-científica e não infringe os direitos de qualquer outra pessoa ou entidade;
- ii. obteve autorização de quaisquer materiais inclusos no documento do qual não detém os direitos de autor/a, para conceder ao Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Goiás os direitos requeridos e que este material cujos direitos autorais são de terceiros, estão claramente identificados e reconhecidos no texto ou conteúdo do documento entregue;
- iii. cumpriu quaisquer obrigações exigidas por contrato ou acordo, caso o documento entregue seja baseado em trabalho financiado ou apoiado por outra instituição que não o Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Goiás.

Itumbiara-GO, 19 / 10 / 2022.

Local Data

Assinatura do Autor e/ou Detentor dos Direitos Autorais

**INSTITUTO FEDERAL DE EDUCAÇÃO, CIÊNCIA E TECNOLOGIA DE
GOIAS**

WEMBERSON JOSE RIBEIRO DIAS JUNIOR

**ESTUDO DOS IMPACTOS TÉCNICOS RESULTANTES DA CONEXÃO DE
GERAÇÃO DISTRIBUÍDA FOTOVOLTAICA EM UMA REDE DE
DISTRIBUIÇÃO DE BAIXA TENSÃO**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado à
Banca Examinadora do Curso de Bacharelado em
Engenharia Elétrica, em cumprimento às exigências
legais como requisito parcial à obtenção do título de
Engenheiro Eletricista.

Prof. Dr. Olívio Carlos Nascimento Souto.

ITUMBIARA/GO
OUTUBRO DE 2022

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação (CIP)

D541e Dias Júnior, Wemberson José Ribeiro
 Estudo dos impactos técnicos resultantes da conexão de
 geração distribuída fotovoltaica em uma rede de distribuição de
 baixa tensão. / Wemberson José Ribeiro Dias Júnior. --
 Itumbiara, 2022.
 183 p. : il. color.

 Trabalho de conclusão de curso (Bacharelado em Engenharia
 Elétrica) - Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia
 de Goiás, Câmpus Itumbiara, 2022.

 Orientador: Prof. Dr. Olívio Carlos Nascimento Souto.

 1. Geração de energia fotovoltaica. 2. Geração distribuída
 de energia elétrica. 3. Energia - Fontes alternativas. I.
 Título. II. Souto, Olívio Carlos Nascimento. III. Instituto
 Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Goiás.

CDD 621.47

Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Goiás
Biblioteca Maria Gabriela Pacheco Pardey / Câmpus Itumbiara
Bibliotecário: Eduardo Pereira Resende CRB1/3266



INSTITUTO FEDERAL
Goiás

MINISTÉRIO DA EDUCAÇÃO
SECRETARIA DE EDUCAÇÃO PROFISSIONAL E TECNOLÓGICA
INSTITUTO FEDERAL DE EDUCAÇÃO, CIÊNCIA E TECNOLOGIA DE GOIÁS
CÂMPUS ITUMBIARA

Termo de Aprovação

Wemberson José Ribeiro Dias Júnior

ESTUDO DOS IMPACTOS TÉCNICOS RESULTANTES DA CONEXÃO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA FOTOVOLTAICA EM UMA REDE DE DISTRIBUIÇÃO DE BAIXA TENSÃO

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado à Coordenação do Curso de Engenharia Elétrica do Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Goiás – Câmpus Itumbiara, como parte dos requisitos para a obtenção do título de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Trabalho de Conclusão de Curso defendido e aprovado, em 14 de outubro de 2022, pela banca examinadora constituída pelos seguintes membros:

BANCA EXAMINADORA

Prof. Dr. Olívio Carlos Nascimento Souto - Orientador

Instituto Federal de Goiás, Câmpus Itumbiara

Prof. Dr. Cláudio Roberto Pacheco - Membro Interno

Instituto Federal de Goiás, Câmpus Itumbiara

Prof. MSc. Thaisa de Melo Cesar - Membro Interno

Instituto Federal de Goiás, Câmpus Itumbiara

Itumbiara – GO

2022

Documento assinado eletronicamente por:

- **Claudio Roberto Pacheco**, PROFESSOR ENS BASICO TECN TECNOLOGICO, em 20/10/2022 08:08:27.
- **Thaissa de Melo Cesar**, PROFESSOR ENS BASICO TECN TECNOLOGICO, em 19/10/2022 19:17:19.
- **Olivio Carlos Nascimento Souto**, PROFESSOR ENS BASICO TECN TECNOLOGICO, em 19/10/2022 16:36:31.

Este documento foi emitido pelo SUAP em 19/10/2022. Para comprovar sua autenticidade, faça a leitura do QRCode ao lado ou acesse <https://suap.ifg.edu.br/autenticar-documento/> e forneça os dados abaixo:

Código Verificador: 335757

Código de Autenticação: 3c77842fee



Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Goiás
Avenida Furnas, nº 55, Bairro Village Imperial, ITUMBIARA / GO, CEP 75524-010
(64) 2103-5612 (ramal: 5612)

DEDICATÓRIA

A minha mãe, Sueli Santos Rodrigues, quem tanto me apoiou e foi a base importante para as minhas escolhas.

Ao meu pai, Wemberson Jose Ribeiro Dias, por todos os ensinamentos e apoio ao longo do meu caminho.

Aos meus irmãos, Pedro Paulo Rodrigues Dias e Jose Sidinei Rodrigues Dias, pelo companheirismo e suporte em todos os momentos.

A minha mulher, Amanda Alves Pessoa Mariano, por todo apoio, companheirismo e compreensão ao longo dessa trajetória.

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente à Deus, por todas as oportunidades colocadas em meu caminho, por me proporcionar força e saúde nesta etapa tão importante em minha vida e sabedoria nos momentos de dificuldade e de dúvidas ao longo desse caminho.

A minha família por depositarem sua confiança em minha capacidade, que sempre estiveram me apoiando e incentivando para continuar, os quais são a razão dessa conquista, não me deixando desistir ou fraquejar nos momentos de dificuldade ou de dúvida, sem vocês essa conquista seria muito mais difícil e dolorosa.

A todos os amigos e colegas que a faculdade me proporcionou, que além de compartilharem seus conhecimentos e experiências de vida, partilharam dos bons momentos, dificuldades e felicidades que a graduação nos permite vivenciar direta ou indiretamente.

Aos meus amigos de infância, por tornarem esse caminho menos doloroso e estarem sempre disponíveis nos momentos de necessidade, me apoiando e ajudando a enfrentá-las.

A minha mulher, pela compreensão e todo o apoio nesse caminho de incertezas e dificuldades. Pelo constante apoio nos momentos de lazer que foram substituídos por dias de trabalho e estudo. Sem você, essa conquista não seria possível.

Agradeço ao meu orientador, professor e amigo, Olivio Carlos Nascimento Souto, pelo apoio nesta etapa importante e nas iniciações científicas realizadas durante essa parceria e orientação, por ter sido meu mentor, ter participado de grande parte da minha graduação e por sempre estar disposto a ajudar e esclarecer as dúvidas ao longo dessa trajetória.

E por fim, aos demais professores do IFG – Campus Itumbiara que contribuíram com oportunidades de desenvolvimento, muito aprendizado e conhecimento partilhados ao longo desse caminho.

RESUMO

Este trabalho tem como objetivo estudar os impactos técnicos resultantes da conexão de geração distribuída fotovoltaica em uma rede de distribuição real de baixa tensão, localizada no município de Itumbiara-GO. Os geradores fotovoltaicos foram dimensionados a partir de dados reais de consumo e garantem o autoconsumo da unidade consumidora. Simulações computacionais de uma rede de distribuição foram realizadas utilizando o programa OpenDSS o qual foi controlado através de uma rotina computacional programada no Matlab. A metodologia empregada para a realização dos estudos consiste na implementação do método probabilístico de Monte Carlo com o uso da linguagem de programação no Matlab que possibilita a criação de inúmeros cenários de simulação, onde é escolhido o ponto de conexão da geração distribuída fotovoltaica. A partir dos resultados computacionais, os impactos na tensão da rede, o índice de desequilíbrio de tensão, o carregamento no transformador e as perdas técnicas foram avaliados. Considerado o NP de 90%, verificou-se que os limites de tensão foram violados em 100% das simulações do cenário de irradiação solar com dia de céu limpo, reduzindo para 87,3% para o cenário com céu nublado. Os níveis de desequilíbrio se mantiveram abaixo dos limites estabelecidos no PRODIST – Módulo 8 embora tenha se observado um aumento destes níveis à medida que o número de GDFV foi conectado à rede em estudo. A análise do carregamento do alimentador e das perdas elétricas mostrou que sofreram um aumento com o crescimento da instalação fotovoltaica. Ficou evidenciado nos estudos de simulação computacional realizados neste trabalho que com a inserção massiva de geração distribuída fotovoltaica exige análises detalhadas dos impactos nas redes de distribuição de baixa tensão.

Palavras-chave: Geração Distribuída, Rede de Distribuição, Sistemas Fotovoltaicos, Fluxo de Potência e Qualidade de Energia Elétrica.

ABSTRACT

This work aims to study the technical impacts resulting from the connection of photovoltaic distributed generation in a real low voltage distribution grid, located in the municipality of Itumbiara-GO. The photovoltaic generators were dimensioned based on real data of consumption and guarantee the self-consumption of the consumer unit. Computer simulations of a distribution network were performed using the OpenDSS program which was controlled through a computational routine programmed in Matlab. The methodology used to carry out the studies consists in the implementation of the Monte Carlo probabilistic method with the use of the programming language in Matlab that allows the creation a lot of simulation scenarios and different characteristics of cloudiness, where the connection point of the photovoltaic distributed generation is chosen. From the computational results, the impacts on the grid voltage, the voltage unbalance index, the transformer loading and the technical losses were evaluated. Considering the NP of 90%, it was found that the voltage limits were violated in 100% of the simulations of the solar irradiation scenario with a clear day, reducing to 87.3% for the scenario with a cloudy sky. The levels of imbalance remained below the limits established in PRODIST - Module 8, although an increase in these levels was observed as the number of GDFVs was connected to the network under study. The analysis of feeder loading and electrical losses showed that they increased with the growth of the photovoltaic installation. It was evident in the computer simulation studies carried out in this work that the massive insertion of photovoltaic distributed generation requires detailed analysis of the impacts on low voltage distribution networks.

Keywords: Distributed Generation, Distribution Network, Photovoltaic Systems, Power Flow and Electric Power Quality.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Capacidade Instalada de Geração Solar no mundo.....	21
Figura 2 – Irradiação Solar em um dia de céu limpo.....	23
Figura 3 – Irradiação Solar em um dia de céu nublado.....	23
Figura 4 – Posição do Regulador ao Longo do Dia.....	24
Figura 5 – Posição do Regulador ao Longo do Dia com Conexão de GDFV.....	24
Figura 6 – Sistema de Distribuição com Carga e Geração Fotovoltaica.....	26
Figura 7 – Sistema de Distribuição com Carga e Geração Fotovoltaica.....	31
Figura 8 – Magnitude da tensão para diferentes níveis de penetração e relação R/X.....	32
Figura 9 – Magnitude da tensão para diferentes níveis de penetração e carregamentos da linha.....	33
Figura 10 – Unifilar do Sistema de 13 Barras do IEEE.....	35
Figura 11 – Consumo Típico de Carga Residencial e Produção de um Sistema Fotovoltaico.....	36
Figura 12 – Elevação da Tensão na Fase A da Barra 634.....	37
Figura 13 – Tensão na Fase A da Barra 634.....	37
Figura 14 – Potência Ativa Consumida e Injetada na Fase A da Barra 634.....	38
Figura 15 – Potência Ativa Consumida e Injetada na Fase A da Barra 675.....	39
Figura 16 – Tensão na Fase A da Barra 675 Para Carga Normal (Autor).....	40
Figura 17 – Tensão na Fase A da Barra 675 Para Carga Leve (Autor).....	40
Figura 18 – Tensão na Fase A da Barra 675 Para Carga Pesada (Autor).....	40
Figura 19 – Tensão na Fase A da Barra 675 para diferentes pontos de acoplamento da GD.....	42
Figura 20 – Desequilíbrio de Tensão nas Barras 675 e 670.....	46
Figura 21 – Potência Aparente no Alimentador da SE.....	46
Figura 22 – Desequilíbrio de Tensão na Barra 675 com a GD.....	47
Figura 23 – Desequilíbrio de Tensão na Barra 670 com a GD.....	47
Figura 24 – Potência Aparente no Alimentador da SE Antes a Conexão da GD.....	48
Figura 25 – Potência Aparente no Alimentador da SE Após a Conexão da GD.....	48
Figura 26 – Desequilíbrio de Tensão na Barra 675 Para Carga Normal.....	49
Figura 27 – Desequilíbrio de Tensão na Barra 675 Para Carga Leve.....	50
Figura 28 – Desequilíbrio de Tensão na Barra 675 Para Carga Pesada.....	50
Figura 29 – Desequilíbrio de Tensão na Barra 675 Para GD Conectada na Barra 675.....	51

Figura 30 – Desequilíbrio de Tensão na Barra 670 Para GD Conectada na Barra 675.....	52
Figura 31 – Desequilíbrio de Tensão na Barra 675 Para GD Conectada na Barra 670.....	52
Figura 32 – Desequilíbrio de Tensão na Barra 670 Para GD Conectada na Barra 670.....	53
Figura 33 – Sistema de Distribuição com Carga e Geração Fotovoltaica.....	55
Figura 34 – Fluxo ne corrente na Fase A da Linha 692-675.....	57
Figura 35 – Fluxo ne corrente na Fase A da Linha 692-675 com Carga Normal.....	58
Figura 36 – Fluxo ne corrente na Fase A da Linha 692-675 com Carga Leve.....	59
Figura 37 – Fluxo ne corrente na Fase A da Linha 692-675 com Carga Pesada.....	59
Figura 38 – Corrente na Fase A do Secundário do Alimentador na SE com a GD na Barra 675.....	60
Figura 39 – Corrente na Fase A do Secundário do Alimentador na SE com a GD na Barra 670.....	60
Figura 40 – Potência na Fase A do Alimentador SE para Conexão da GD em Diferentes Pontos.....	61
Figura 41 – Sistema de Distribuição com Carga e Geração Fotovoltaica.....	63
Figura 42 – Perdas Elétricas na Rede Estudada.....	65
Figura 43 – Perdas Elétricas Ativas na Rede Para Diferentes Cenários de Carregamento.....	66
Figura 44 – Perdas Elétricas Ativas na Rede Para Diferentes Cenários de Conexão da GD.....	67
Figura 45 – Barra de Ferramentas do OpenDSS.....	71
Figura 46 – Janela de Apoio ao Usuário do OpenDSS.....	71
Figura 47 - Fluxograma da Lógica de Programação.....	72
Figura 48 – Fluxograma da Lógica de Programação com os Laços de Repetição.....	75
Figura 49 – Localização da Rede Real no Município de Itumbiara-GO.....	77
Figura 50 – Unifilar da Rede de Baixa Tensão Real.....	78
Figura 51 – Consumo de Potência Ativa e Reativa de Cargas do Tipo Residenciais.....	86
Figura 52 – Irradiação Solar para Diferentes Tipos de Nebulosidade.....	87
Figura 53 – Coeficiente de Variação das Tensões Máximas na Fase A da Carga 45.....	101
Figura 54 – Potência Aparente no Transformador de 75 kVA.....	102
Figura 55 – Corrente no Transformador de 75 kVA.....	103
Figura 56 – Tensão no Transformador da Rede.....	103
Figura 57 – Tensão no Início da Rede.....	104
Figura 58 – Tensão no Fim da Rede.....	104

Figura 59 – Desequilíbrio de Tensão no Início da Rede.....	105
Figura 60 – Desequilíbrio de Tensão no Fim da Rede.....	105
Figura 61 – Irradiação Solar Para um Dia de Céu Limpo.....	106
Figura 62 – Histogramas das Tensões na Fase A da Carga 1 com 10% de NP.....	107
Figura 63 – Histogramas das Tensões na Fase A da Carga 1 com 20% de NP.....	107
Figura 64 – Histogramas das Tensões na Fase A da Carga 1 com 30% de NP.....	108
Figura 65 – Histogramas das Tensões na Fase A da Carga 1 com 40% de NP.....	108
Figura 66 – Histogramas das Tensões na Fase A da Carga 1 com 50% de NP.....	108
Figura 67 – Histogramas das Tensões na Fase A da Carga 1 com 60% de NP.....	109
Figura 68 – Histogramas das Tensões na Fase A da Carga 1 com 70% de NP.....	109
Figura 69 – Histogramas das Tensões na Fase A da Carga 1 com 80% de NP.....	109
Figura 70 – Histogramas das Tensões na Fase A da Carga 1 com 90% de NP.....	110
Figura 71 – Porcentagem das Tensões Máximas na Fase A da Carga 1 com 10% de NP.....	111
Figura 72 – Porcentagem das Tensões Máximas na Fase A da Carga 1 com 20% de NP.....	111
Figura 73 – Porcentagem das Tensões Máximas na Fase A da Carga 1 com 30% de NP.....	112
Figura 74 – Porcentagem das Tensões Máximas na Fase A da Carga 1 com 40% de NP.....	112
Figura 75 – Porcentagem das Tensões Máximas na Fase A da Carga 1 com 50% de NP.....	112
Figura 76 – Porcentagem das Tensões Máximas na Fase A da Carga 1 com 60% de NP.....	113
Figura 77 – Porcentagem das Tensões Máximas na Fase A da Carga 1 com 70% de NP.....	113
Figura 78 – Porcentagem das Tensões Máximas na Fase A da Carga 1 com 80% de NP.....	113
Figura 79 – Porcentagem das Tensões Máximas na Fase A da Carga 1 com 90% de NP.....	114
Figura 80 – Histogramas das Tensões na Fase A da Carga 45 com 10% de NP.....	115
Figura 81 – Histogramas das Tensões na Fase A da Carga 45 com 20% de NP.....	115
Figura 82 – Histogramas das Tensões na Fase A da Carga 45 com 30% de NP.....	116
Figura 83 – Histogramas das Tensões na Fase A da Carga 45 com 40% de NP.....	116
Figura 84 – Histogramas das Tensões na Fase A da Carga 45 com 50% de NP.....	116

Figura 85 – Histogramas das Tensões na Fase A da Carga 45 com 60% de NP.....	117
Figura 86 – Histogramas das Tensões na Fase A da Carga 45 com 70% de NP.....	117
Figura 87 – Histogramas das Tensões na Fase A da Carga 45 com 80% de NP.....	117
Figura 88 – Histogramas das Tensões na Fase A da Carga 45 com 90% de NP.....	118
Figura 89 – Porcentagem das Tensões Máximas na Fase A da Carga 45 com 10% de NP.....	119
Figura 90 – Porcentagem das Tensões Máximas na Fase A da Carga 45 com 20% de NP.....	119
Figura 91 – Porcentagem das Tensões Máximas na Fase A da Carga 45 com 30% de NP.....	119
Figura 92 – Porcentagem das Tensões Máximas na Fase A da Carga 45 com 40% de NP.....	120
Figura 93 – Porcentagem das Tensões Máximas na Fase A da Carga 45 com 50% de NP.....	120
Figura 94 – Porcentagem das Tensões Máximas na Fase A da Carga 45 com 60% de NP.....	120
Figura 95 – Porcentagem das Tensões Máximas na Fase A da Carga 45 com 70% de NP.....	121
Figura 96 – Porcentagem das Tensões Máximas na Fase A da Carga 45 com 80% de NP.....	121
Figura 97 – Porcentagem das Tensões Máximas na Fase A da Carga 45 com 90% de NP.....	121
Figura 98 – Porcentagem das Violações de Tensão na Fase A da Carga 45.....	122
Figura 99 – Indicador P95% das Tensões Máximas da Fase A da Carga 45.....	123
Figura 100 – Histograma do Desequilíbrio de Tensão na Carga 1 com 10% NP.....	124
Figura 101 – Histograma do Desequilíbrio de Tensão na Carga 1 com 20% NP.....	124
Figura 102 – Histograma do Desequilíbrio de Tensão na Carga 1 com 30% NP.....	125
Figura 103 – Histograma do Desequilíbrio de Tensão na Carga 1 com 40% NP.....	125
Figura 104 – Histograma do Desequilíbrio de Tensão na Carga 1 com 50% NP.....	125
Figura 105 – Histograma do Desequilíbrio de Tensão na Carga 1 com 60% NP.....	126
Figura 106 – Histograma do Desequilíbrio de Tensão na Carga 1 com 70% NP.....	126

Figura 107 – Histograma do Desequilíbrio de Tensão na Carga 1 com 80% NP.....	126
Figura 108 – Histograma do Desequilíbrio de Tensão na Carga 1 com 90% NP.....	127
Figura 109 – Histograma do Desequilíbrio de Tensão na Carga 45 com 10% NP.....	128
Figura 110 – Histograma do Desequilíbrio de Tensão na Carga 45 com 20% NP.....	128
Figura 111 – Histograma do Desequilíbrio de Tensão na Carga 45 com 30% NP.....	128
Figura 112 – Histograma do Desequilíbrio de Tensão na Carga 45 com 40% NP.....	129
Figura 113 – Histograma do Desequilíbrio de Tensão na Carga 45 com 50% NP.....	129
Figura 114 – Histograma do Desequilíbrio de Tensão na Carga 45 com 60% NP.....	129
Figura 115 – Histograma do Desequilíbrio de Tensão na Carga 45 com 70% NP.....	130
Figura 116 – Histograma do Desequilíbrio de Tensão na Carga 45 com 80% NP.....	130
Figura 117 – Histograma do Desequilíbrio de Tensão na Carga 45 com 90% NP.....	130
Figura 118 – Histograma da Potência na Fase A do Alimentador com 10% NP.....	132
Figura 119 – Histograma da Potência na Fase A do Alimentador com 20% NP.....	132
Figura 120 – Histograma da Potência na Fase A do Alimentador com 30% NP.....	132
Figura 121 – Histograma da Potência na Fase A do Alimentador com 40% NP.....	133
Figura 122 – Histograma da Potência na Fase A do Alimentador com 50% NP.....	133
Figura 123 – Histograma da Potência na Fase A do Alimentador com 60% NP.....	133
Figura 124 – Histograma da Potência na Fase A do Alimentador com 70% NP.....	134
Figura 125 – Histograma da Potência na Fase A do Alimentador com 80% NP.....	134
Figura 126 – Histograma da Potência na Fase A do Alimentador com 90% NP.....	134
Figura 127 – Histograma das Perdas Técnicas na Rede com 10% NP.....	135
Figura 128 – Histograma das Perdas Técnicas na Rede com 20% NP.....	136
Figura 129 – Histograma das Perdas Técnicas na Rede com 30% NP.....	136
Figura 130 – Histograma das Perdas Técnicas na Rede com 40% NP.....	136
Figura 131 – Histograma das Perdas Técnicas na Rede com 50% NP.....	137

Figura 132 – Histograma das Perdas Técnicas na Rede com 60% NP.....	137
Figura 133 – Histograma das Perdas Técnicas na Rede com 70% NP.....	137
Figura 134 – Histograma das Perdas Técnicas na Rede com 80% NP.....	138
Figura 135 – Histograma das Perdas Técnicas na Rede com 90% NP.....	138
Figura 136 – Irradiação Solar Para um Dia de Céu Nublado.....	139
Figura 137 – Histogramas das Tensões na Fase A da Carga 1 com 10% de NP.....	140
Figura 138 – Histogramas das Tensões na Fase A da Carga 1 com 20% de NP.....	140
Figura 139 – Histogramas das Tensões na Fase A da Carga 1 com 30% de NP.....	140
Figura 140 – Histogramas das Tensões na Fase A da Carga 1 com 40% de NP.....	141
Figura 141 – Histogramas das Tensões na Fase A da Carga 1 com 50% de NP.....	141
Figura 142 – Histogramas das Tensões na Fase A da Carga 1 com 60% de NP.....	141
Figura 143 – Histogramas das Tensões na Fase A da Carga 1 com 70% de NP.....	142
Figura 144 – Histogramas das Tensões na Fase A da Carga 1 com 80% de NP.....	142
Figura 145 – Histogramas das Tensões na Fase A da Carga 1 com 90% de NP.....	142
Figura 146 – Porcentagem das Tensões Máximas na Fase A da Carga 1 com 10% de NP.....	144
Figura 147 – Porcentagem das Tensões Máximas na Fase A da Carga 1 com 20% de NP.....	144
Figura 148 – Porcentagem das Tensões Máximas na Fase A da Carga 1 com 30% de NP.....	144
Figura 149 – Porcentagem das Tensões Máximas na Fase A da Carga 1 com 40% de NP.....	145
Figura 150 – Porcentagem das Tensões Máximas na Fase A da Carga 1 com 50% de NP.....	145
Figura 151 – Porcentagem das Tensões Máximas na Fase A da Carga 1 com 60% de NP.....	145
Figura 152 – Porcentagem das Tensões Máximas na Fase A da Carga 1 com 70% de NP.....	146
Figura 153 – Porcentagem das Tensões Máximas na Fase A da Carga 1 com 80% de NP.....	146
Figura 154 – Porcentagem das Tensões Máximas na Fase A da Carga 1 com 90% de NP.....	146
Figura 155 – Histogramas das Tensões na Fase A da Carga 45 com 10% de NP.....	147
Figura 156 – Histogramas das Tensões na Fase A da Carga 45 com 20% de NP.....	148
Figura 157 – Histogramas das Tensões na Fase A da Carga 45 com 30% de NP.....	148

Figura 158 – Histogramas das Tensões na Fase A da Carga 45 com 40% de NP.....	148
Figura 159 – Histogramas das Tensões na Fase A da Carga 45 com 50% de NP.....	149
Figura 160 – Histogramas das Tensões na Fase A da Carga 45 com 60% de NP.....	149
Figura 161 – Histogramas das Tensões na Fase A da Carga 45 com 70% de NP.....	149
Figura 162 – Histogramas das Tensões na Fase A da Carga 45 com 80% de NP.....	150
Figura 163 – Histogramas das Tensões na Fase A da Carga 45 com 90% de NP.....	150
Figura 164 – Porcentagem das Tensões Máximas na Fase A da Carga 45 com 10% de NP.....	151
Figura 165 – Porcentagem das Tensões Máximas na Fase A da Carga 45 com 20% de NP.....	151
Figura 166 – Porcentagem das Tensões Máximas na Fase A da Carga 45 com 30% de NP.....	152
Figura 167 – Porcentagem das Tensões Máximas na Fase A da Carga 45 com 40% de NP.....	152
Figura 168 – Porcentagem das Tensões Máximas na Fase A da Carga 45 com 50% de NP.....	152
Figura 169 – Porcentagem das Tensões Máximas na Fase A da Carga 45 com 60% de NP.....	153
Figura 170 – Porcentagem das Tensões Máximas na Fase A da Carga 45 com 70% de NP.....	153
Figura 171 – Porcentagem das Tensões Máximas na Fase A da Carga 45 com 80% de NP.....	153
Figura 172 – Porcentagem das Tensões Máximas na Fase A da Carga 45 com 90% de NP.....	154
Figura 173 – Porcentagem das Violações de Tensão na Fase A da Carga 45.....	155
Figura 174 – Indicador P95% das Tensões Máximas da Fase A da Carga 45.....	156
Figura 175 – Histograma do Desequilíbrio de Tensão na Carga 1 com 10% NP.....	157
Figura 176 – Histograma do Desequilíbrio de Tensão na Carga 1 com 20% NP.....	157
Figura 177 – Histograma do Desequilíbrio de Tensão na Carga 1 com 30% NP.....	157
Figura 178 – Histograma do Desequilíbrio de Tensão na Carga 1 com 40% NP.....	158
Figura 179 – Histograma do Desequilíbrio de Tensão na Carga 1 com 50% NP.....	158

Figura 180 – Histograma do Desequilíbrio de Tensão na Carga 1 com 60% NP.....	158
Figura 181 – Histograma do Desequilíbrio de Tensão na Carga 1 com 70% NP.....	159
Figura 182 – Histograma do Desequilíbrio de Tensão na Carga 1 com 80% NP.....	159
Figura 183 – Histograma do Desequilíbrio de Tensão na Carga 1 com 90% NP.....	159
Figura 184 – Histograma do Desequilíbrio de Tensão na Carga 45 com 10% NP.....	160
Figura 185 – Histograma do Desequilíbrio de Tensão na Carga 45 com 20% NP.....	161
Figura 186 – Histograma do Desequilíbrio de Tensão na Carga 45 com 30% NP.....	161
Figura 187 – Histograma do Desequilíbrio de Tensão na Carga 45 com 40% NP.....	161
Figura 188 – Histograma do Desequilíbrio de Tensão na Carga 45 com 50% NP.....	162
Figura 189 – Histograma do Desequilíbrio de Tensão na Carga 45 com 60% NP.....	162
Figura 190 – Histograma do Desequilíbrio de Tensão na Carga 45 com 70% NP.....	162
Figura 191 – Histograma do Desequilíbrio de Tensão na Carga 45 com 80% NP.....	163
Figura 192 – Histograma do Desequilíbrio de Tensão na Carga 45 com 90% NP.....	163
Figura 193 – Histograma da Potência na Fase A do Alimentador com 10% NP.....	164
Figura 194 – Histograma da Potência na Fase A do Alimentador com 20% NP.....	164
Figura 195 – Histograma da Potência na Fase A do Alimentador com 30% NP.....	165
Figura 196 – Histograma da Potência na Fase A do Alimentador com 40% NP.....	165
Figura 197 – Histograma da Potência na Fase A do Alimentador com 50% NP.....	165
Figura 198 – Histograma da Potência na Fase A do Alimentador com 60% NP.....	166
Figura 199 – Histograma da Potência na Fase A do Alimentador com 70% NP.....	166
Figura 200 – Histograma da Potência na Fase A do Alimentador com 80% NP.....	166
Figura 201 – Histograma da Potência na Fase A do Alimentador com 90% NP.....	167
Figura 202 – Histograma das Perdas Técnicas na Rede com 10% NP.....	168
Figura 203 – Histograma das Perdas Técnicas na Rede com 20% NP.....	168

Figura 204 – Histograma das Perdas Técnicas na Rede com 30% NP.....	169
Figura 205 – Histograma das Perdas Técnicas na Rede com 40% NP.....	169
Figura 206 – Histograma das Perdas Técnicas na Rede com 50% NP.....	169
Figura 207 – Histograma das Perdas Técnicas na Rede com 60% NP.....	170
Figura 208 – Histograma das Perdas Técnicas na Rede com 70% NP.....	170
Figura 209 – Histograma das Perdas Técnicas na Rede com 80% NP.....	170
Figura 210 – Histograma das Perdas Técnicas na Rede com 90% NP.....	171
Figura 211 – Diagrama Unifilar da Rede de 13 Barras.....	178

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Limites de Magnitude de Tensão.....	34
Tabela 2 – Características Técnicas da GD Inseridas na Baixa Tensão.....	35
Tabela 3 – Características Técnicas da GD Inserida na Barra 675.....	39
Tabela 4 – Características Técnicas da GD Inserida na Barra 670.....	42
Tabela 5 – Característica Técnicas da GD Inserida na Barra 675.....	46
Tabela 6 – Características Técnicas da GD inseridas na rede.....	57
Tabela 7 – Características Técnicas das GD's inseridas na rede.....	58
Tabela 8 – Características Elétricas do Transformador.....	80
Tabela 9 – Parâmetros Que Definem as Linhas Modeladas.....	83
Tabela 10 – Descrição dos Parâmetros Para Modelagem dos Ramais de Entrada.....	85
Tabela 11 – Descrição dos Parâmetros Para Modelagem dos Consumidores.....	89
Tabela 12 – Parâmetros Para a Modelagem da GD no OpenDSS.....	94
Tabela 13 – Parâmetros dos Transformadores na Rede de 13 Barras.....	178
Tabela 14 – Parâmetros das Linhas na Rede de 13 Barras.....	179
Tabela 15 – Parâmetros das Cargas na Rede de 13 Barras.....	180

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica;
FDA	Função de Distribuição Acumulada;
FV	Fotovoltaico;
GD	Geração Distribuída;
GDFV	Geradores Distribuídos Fotovoltaicos;
MATLAB	Matrix Laboratory;
MMC	Métodos de Monte Carlo;
NP	Nível de Penetração de Geração Fotovoltaica;
OpenDSS	Open Distribution System Simulator;
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional;
QEE	Qualidade de Energia Elétrica;
RN	Resolução Normativa;
SE	Subestação;
SFV	Sistemas Fotovoltaicos;
UC	Unidade Consumidora;

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	21
1.1 – DESCRIÇÃO DO PROBLEMA.....	22
1.2 - JUSTIFICATIVA	27
1.3 OBJETIVOS	28
2. CARACTERIZAÇÃO DOS PRINCIPAIS IMPACTOS TÉCNICOS PROVOCADOS POR GERADORES DISTRIBUÍDOS EM REGIME PERMANENTE.....	30
2.1 – CONSIDERAÇÕES INICIAIS.....	30
2.2 - ANÁLISE DA MAGNITUDE DA TENSÃO	30
2.2.1 – ANÁLISE TEÓRICA	30
2.2.2 - ANÁLISE VIA SIMULAÇÃO COMPUTACIONAL	34
2.2.2.1 – ESTUDOS DE SENSIBILIDADE.....	38
2.2.2.1.1 - NÍVEL DE CARREGAMENTO DO SISTEMA	39
2.2.2.1.2 – DISTÂNCIA ELÉTRICA EM RELAÇÃO À SUBESTAÇÃO	41
2.2.3 – PROBLEMÁTICA E MÉTODOS DE ANÁLISE.....	42
2.3 - ANÁLISE DO DESEQUILÍBRIO DE TENSÃO	44
2.3.1 – ANÁLISE TEÓRICA	44
2.3.2 - ANÁLISE VIA SIMULAÇÃO COMPUTACIONAL	45
2.3.2.1 – ESTUDOS DE SENSIBILIDADE.....	49
2.3.2.1.1 – NÍVEL DE CARREGAMENTO DO SISTEMA	49
2.3.2.1.2 – DISTÂNCIA ELÉTRICA EM RELAÇÃO À SUBESTAÇÃO	51
2.3.3 – PROBLEMÁTICA E MÉTODOS DE ANÁLISE.....	53
2.4 – ANÁLISE DO FLUXO DE CORRENTES	54
2.4.1 - ANÁLISE TEÓRICA	54
2.4.2 - ANÁLISE VIA SIMULAÇÃO COMPUTACIONAL	56
2.4.2.1 – ESTUDOS DE SENSIBILIDADE.....	58
2.4.2.1.1 – NÍVEL DE CARREGAMENTO DO SISTEMA	58
2.4.2.1.2 – DISTÂNCIA ELÉTRICA EM RERAÇÃO À SUBESTAÇÃO	60
2.4.3 – PROBLEMÁTICA E MÉTODOS DE ANÁLISE.....	61
2.5 – ANÁLISE DAS PERDAS ELÉTRICAS	62
2.5.1 - ANÁLISE TEÓRICA.....	63
2.5.2 - ANÁLISE VIA SIMULAÇÃO COMPUTACIONAL	64
2.5.2.1 – ESTUDOS DE SENSIBILIDADE.....	65
2.5.2.1.1 – NÍVEL DE CARREGAMENTO DO SISTEMA	66
2.5.2.1.2 – DISTÂNCIA ELÉTRICA EM RELAÇÃO À SUBESTAÇÃO	67
2.5.3 – PROBLEMÁTICA E MÉTODOS DE ANÁLISE.....	68

2.6 – CONSIDERAÇÕES FINAIS	69
3. DESCRIÇÃO DO SISTEMA, MODELAGEM NO OPENDSS E DESENVOLVIMENTO DO PROJETO.....	70
3.1 – CONSIDERAÇÕES INICIAIS.....	70
3.2 – SOFTWARE OPENDSS.....	70
3.3 – SOFTWARE MATLAB	71
3.4 – DEFINIÇÃO DOS CONCEITOS BÁSICOS DE ESTATÍSTICA E PROBABILIDADE.....	73
3.5 – SIMULAÇÃO DE MONTE CARLO IMPLEMENTADA PARA ESTUDOS DOS IMPACTOS DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA FOTOVOLTAICA	75
3.6 – REDE DE DISTRIBUIÇÃO SECUNDÁRIA	76
3.7 – MODELAGEM DA REDE NO PROGRAMA COMPUTACIONAL OPENDSS	79
3.7.1 – MODELAGEM DA SUBESTAÇÃO.....	79
3.7.2 – MODELAGEM DO TRANSFORMADOR	80
3.7.3 – MODELAGEM DAS LINHAS DE DISTRIBUIÇÃO.....	81
3.7.3.1 – MODELAGEM DA GEOMETRIA DA LINHA	82
3.7.3.2 – MODELAGEM DA LINHA SECUNDÁRIA DE DISTRIBUIÇÃO.....	83
3.7.4 – MODELAGEM DOS RAMAIS DE ENTRADA.....	85
3.7.5 – MODELAGEM DAS CURVAS DE CARGA E GERAÇÃO.....	86
3.7.6 – MODELAGEM DOS CONSUMIDORES	88
3.7.7 – APRESENTAÇÃO DOS GERADORES DISTRIBUÍDOS FOTOVOLTAICOS MODELADOS.....	92
3.7.8 – APRESENTAÇÃO DOS COMANDOS PARA SOLUÇÃO	96
3.7.8.1 – MODELAGEM DO COMANDO “LOADMULT”.....	97
3.7.8.2 – MODELAGEM DAS TENSÕES DE BASE.....	97
3.7.8.3 – MODELAGEM DO MODO DE SOLUÇÃO.....	98
3.11 – CONSIDERAÇÕES FINAIS	98
4.0 – RESULTADOS E DISCUSSÕES	100
4.1 – CONSIDERAÇÕES INICIAIS.....	100
4.1.1 – COEFICIENTE DE VARIAÇÃO E CRITÉRIO PARA A QUANTIDADE DE SIMULAÇÕES	100
4.2 – APRESENTAÇÃO DAS GRANDEZAS ELÉTRICAS DA REDE EM REGIME PERMANENTE SEM A CONEXÃO DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA	102
4.3.1 – HISTOGRAMAS DAS TENSÕES MÁXIMAS NA CARGA 1 PARA CADA NP....	107
4.3.1.1 – FUNÇÃO DE DISTRIBUIÇÃO ACUMULADA DAS TENSÕES MÁXIMAS NA CARGA 1 PARA CADA NP.....	111
4.3.2 – HISTOGRAMAS DAS TENSÕES MÁXIMAS NA CARGA 45 PARA CADA NP..	115
4.3.2.1 – FUNÇÃO DE DISTRIBUIÇÃO ACUMULADA DAS TENSÕES MÁXIMAS NA CARGA 45 PARA CADA NP.....	118

4.3.2.2 – PORCENTAGEM DE VIOLAÇÕES DAS TENSÕES MÁXIMAS SUPERIORES	122
4.3.2.3 – INDICADOR P95% DE VIOLAÇÃO DE TENSÃO.....	123
4.3.3 – DESEQUILÍBRIO DE TENSÃO NA CARGA 1.....	124
4.3.4 – DESEQUILÍBRIO DE TENSÃO NA CARGA 45.....	127
4.3.5 – ANÁLISE DO CARREGAMENTO NO ALIMENTADOR.....	131
4.3.6 – ANÁLISE DAS PERDAS ELÉTRICAS TÉCNICAS	135
4.4 – RESULTADOS E DISCUSSÕES CONSIDERANDO A IRRADIAÇÃO SOLAR DE UM DIA DE CÉU NUBLADO	139
4.4.1 – HISTOGRAMAS DAS TENSÕES MÁXIMAS NA CARGA 1 PARA CADA NP....	139
4.4.1.1 – FUNÇÃO DE DISTRIBUIÇÃO ACUMULADA DAS TENSÕES MÁXIMAS NA CARGA 1 PARA CADA NP.....	143
4.4.2 – HISTOGRAMAS DAS TENSÕES MÁXIMAS NA CARGA 45 PARA CADA NP..	147
4.4.2.1 – FUNÇÃO DE DISTRIBUIÇÃO ACUMULADA DAS TENSÕES MÁXIMAS NA CARGA 45 PARA CADA NP.....	151
4.4.2.2 – PORCENTAGEM DE VIOLAÇÕES DAS TENSÕES MÁXIMAS SUPERIORES	154
4.4.2.3 – INDICADOR P95% DE VIOLAÇÃO DE TENSÃO.....	155
4.4.3 – DESEQUILÍBRIO DE TENSÃO NA CARGA 1.....	156
4.4.4 – DESEQUILÍBRIO DE TENSÃO NA CARGA 45.....	160
4.4.5 – ANÁLISE DO CARREGAMENTO NO ALIMENTADOR.....	164
4.4.6 – ANÁLISE DAS PERDAS ELÉTRICAS TÉCNICAS	168
4.5 – CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO	171
5.0 – CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS.....	173
5.1 – TRABALHOS FUTUROS.....	174
REFERÊNCIAS	175
ANEXO A REDE DE 13 BARRAS DO IEEE	178
A.1 ALTERAÇÕES NA REDE DE 13 BARRAS	180
ANEXO B PUBLICAÇÕES.....	182

1. INTRODUÇÃO

O setor elétrico brasileiro foi planejado para transportar a energia dos centros geradores até os centros consumidores. Nos últimos anos, essa característica vem sendo alterada a partir do emprego da geração distribuída fotovoltaica nos sistemas de distribuição.

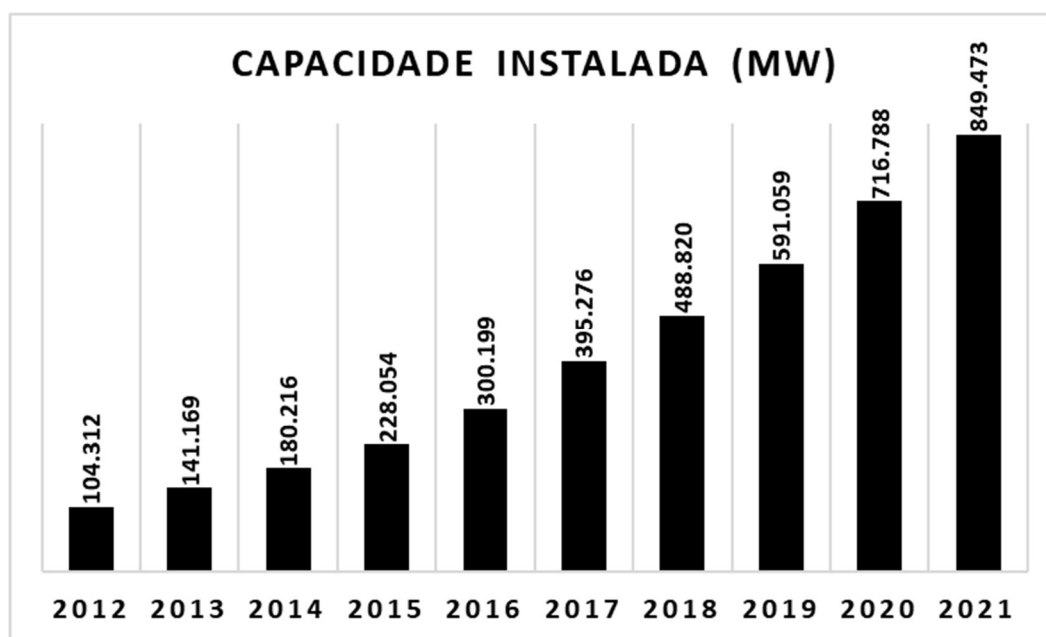


Figura 1 – Capacidade Instalada de Geração Solar no mundo (IRENA, 2022)

O crescimento dessa fonte de energia e o suprimento da demanda tem aumentado exponencialmente, como podemos observar na figura 1. Atualmente, a matriz energética brasileira possui uma capacidade de suprimento de mais de 20 GW (giga watts) por usinas fotovoltaicas. (ANEEL, 2021)

A regulamentação estabelecida pela Resolução Normativa 482/2012 da ANEEL (Agência Nacional Energia Elétrica) determina as condições mínimas para viabilizar o acesso de micro e minigeradores no sistema de distribuição secundários e a partir de políticas de compensação de energia, como exemplo o “net-metering”, onde a energia líquida de determinado mês pode ser abatida em meses futuro, incentiva para o emprego da geração distribuída pelos consumidores. A partir da revisão da RN 482/2012, surgiu a RN 687/2015 que define a classificação dos sistemas fotovoltaicos quanto a potência instalada, sendo a microgeração sistemas com até 75 kW de potência e minigeração a faixa entre 75 kW e 5 MW de capacidade. Outra complementação da RN 482/2012 foi a

partir da RN 786/2017, que permite a instalação ou adequação nas redes de distribuição com o objetivo de preservar a confiabilidade, qualidade e/ou aumento da capacidade de distribuição. É importante ressaltar o marco legal da GD referente as questões tributárias, a lei 14.300/2022 que trata sobre os componentes tarifários, a transição, o direito adquirido e como esses componentes serão apreciados pela ANEEL.

No Brasil, a geração distribuída já ultrapassa os 11.000 MW de capacidade divididos em mais de 1.000.000 usinas, sendo dessas, mais de 41 mil alocadas no estado de Goiás com capacidade aproximada de 530 MW. (ANEEL, 2022)

Esse projeto tem como objetivo avaliar os impactos na qualidade de energia elétrica de uma rede de distribuição de baixa tensão, localizada no município de Itumbiara-GO, devido a conexão massiva de geração distribuída fotovoltaica.

1.1 – DESCRIÇÃO DO PROBLEMA

A geração distribuída, utilizando como fonte a tecnologia solar, vem apresentando uma parcela significativa nos sistemas de distribuição de energia, como mostrado anteriormente. A conexão dessa geração próximo à carga tem como vantagem a dispensabilidade de extensas linhas de transmissão, como exemplo.

A energia solar é atualmente a terceira maior fonte de energia renovável atrás da hidráulica e eólica. O emprego de geradores fotovoltaicos conectados a rede elétrica tem aumentado bastante com a queda dos preços dos ativos de geração e pela diversidade de aplicação, com sistemas pequenos com poucos quilowatts em residências a plantas com centenas de megawatts.

O Brasil está em desenvolvimento na construção de plantas fotovoltaicas em todo o país, atualmente, aloca a maior usina solar da América Latina, ainda em fase de construção, São Gonçalo já opera com 633 MW de capacidade e ao finalizar o projeto terá uma capacidade instalada de 864 MW. (EGP, 2020)

A aplicabilidade de geração solar em sistemas elétricos origina várias questões sobre a capacidade de suprimento destas plantas em relação a intermitência da sua fonte, a irradiação solar. Qualquer alteração na irradiação solar pode causar consideráveis variações na potência gerada, com a possibilidade de originar um desbalanço entre carga

e geração, onde a subestação fornece o adicional de potência necessário para as cargas, o que pode refletir na tensão do sistema.

Os painéis fotovoltaicos têm a potência de saída dependente diretamente da irradiação solar, assim, variações da irradiação solar por passagem de nuvens, causam alterações significativas na potência de saída. As figuras 02 e 03 apresentam a irradiação solar para dias de céu limpo e nublado, de modo a demonstrar as variações originadas por passagens de nuvens e, por consequência, a alteração na potência de saída que será gerada pela GDFV.

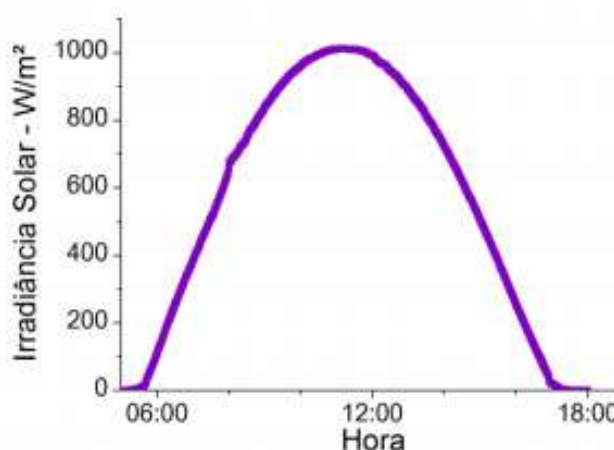


Figura 2 – Irradiação Solar em um dia de céu limpo (TORRES, 2016)

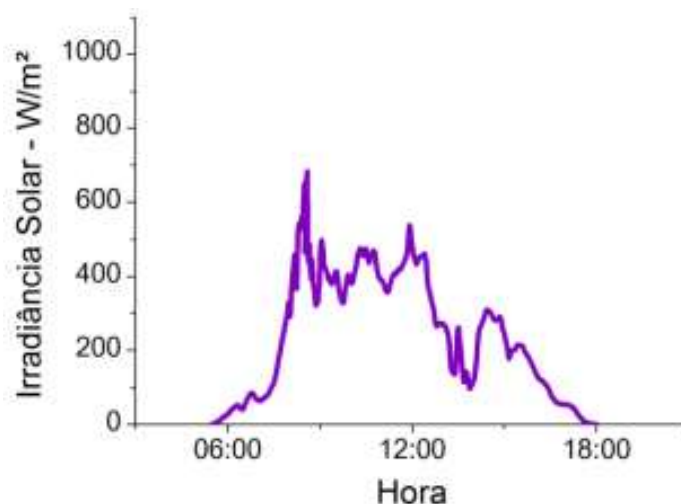


Figura 3 – Irradiação Solar em um dia de céu nublado (TORRES, 2016)

Em um dia nublado, como mostrado na figura 3, ocorrem muitas oscilações na potência de saída do sistema fotovoltaico e essas oscilações são refletidas nas correntes de saída para o consumo, esse fenômeno aumenta as chances de ocorrência de flutuações de tensão. Para um dia de céu limpo, essas oscilações diminuem consideravelmente, como

ilustra a figura 2. Com a GDFV em operação, a corrente fornecida pelo alimentador tende a ser reduzida, visto que, o consumo de energia terá um maior suprimento pela geração distribuída.

De acordo com a duração da variação na potência de saída dos módulos, diferentes impactos podem ser observados no sistema, a exemplo (MARIANA, 2015):

- Segundos – Qualidade da energia elétrica;
- Minutos – Gerenciamento de reservas;
- Horas – Acompanhamento da carga;
- Horas a dias – Despacho das unidades de geração.

Os transitórios causados pela passagem de nuvens sobre os módulos fotovoltaicos geralmente são fenômenos rápidos, da ordem de segundos a minutos, impactando, por exemplo, a qualidade de energia, mais especificamente, a qualidade da tensão (SAYEEF, 2012).

Em (MARIANA, 2015), é realizada a análise dos impactos técnicos resultantes da variabilidade de geração de curto prazo de sistemas fotovoltaicos, no qual são analisados a operação de reguladores de tensão ao longo do dia após a conexão da geração distribuída com cenários de nebulosidade para dias de irradiação solar com céu limpo e parcialmente nublado. As figuras 4 e 5 apresentam as mudanças no tap do regulador de tensão para o caso base e após a conexão da GDFV.

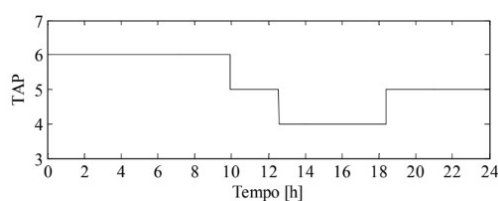


Figura 4 – Posição do Regulador ao Longo do Dia (MARIANA, 2015)

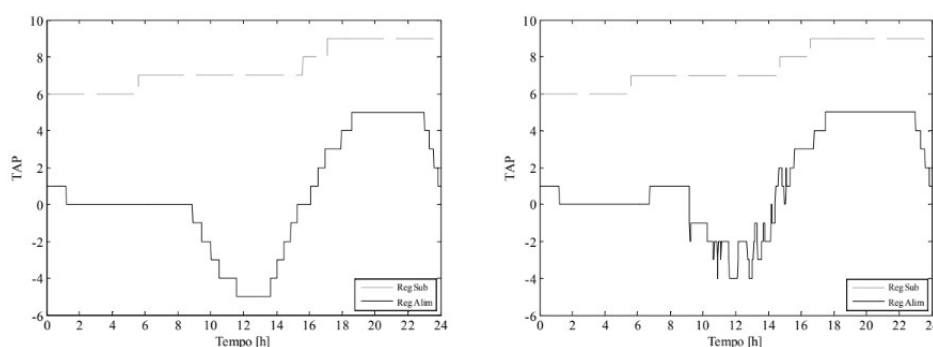


Figura 5 – Posição do Regulador ao Longo do Dia com Conexão de GDFV (MARIANA, 2015)

Em alimentadores com alta penetração, as variações rápidas originadas pela passagem de nuvens podem causar problemas no perfil de tensão e ocasionar a operação excessiva de reguladores de tensão conforme constatado nas figuras 4 e 5. Quando não há a presença de GD na rede, figura 4, o tap do transformador se altera poucas vezes ao longo do dia. A figura 5 mostra os casos após conexão da GD considerando os cenários com irradiação solar com dia de céu limpo e nublado, demonstrando que ocorre a mudança de tap inúmeras vezes ao longo do dia. Esses efeitos dependem de algumas características como nível de carregamento no alimentador, consumo da carga inferior a potência injetada pela GD.

Um outro cenário que deve ser considerado é com relação aos níveis de desequilíbrio que podem ocorrer das redes de distribuição de baixa tensão quando da inserção de geradores fotovoltaicos. Devido ao fato de que as unidades consumidoras podem ser do tipo monofásica, bifásica ou trifásica, isto pode levar a elevados níveis de desequilíbrio nas redes de distribuição de baixa tensão.

O desequilíbrio de tensão pode trazer sérios danos ao desempenho e à vida útil dos equipamentos, segundo (LEE, 1999), pequenos desequilíbrios de tensão têm o potencial para provocar desequilíbrios desproporcionais nas correntes. Considerando o motor de indução, quando alimentado por tensões desequilibradas, alguns problemas podem ser agravados como aumento das perdas elétricas e aumento da temperatura acima dos limites aceitáveis de operação desse equipamento. Estudos realizados em (MEHL) mostraram que desequilíbrio de 3,5% na tensão tem a possibilidade de provocar um aumento de até 20% nas perdas e acima de 5% os problemas podem ocorrer em menor período. O crescente aumento do número de sistemas de microgeração fotovoltaica instalados nas redes de distribuição de baixa tensão, geralmente, geradores fotovoltaicos mono e/ou bifásicos, podem contribuir para o aumento dos níveis de desequilíbrio de tensão nestas redes.

Para que o fluxo de potência ocorra em um sistema elétrico, é necessário que exista diferença de potencial entre a rede elétrica e a carga, tipicamente, o sistema elétrico tem a característica indutiva, resultando em quedas de tensão ao longo do alimentador e fazendo com que a tensão seja maior no equivalente da rede elétrica.

Para mostrar o efeito da conexão de um sistema fotovoltaico, tem-se a figura 06.

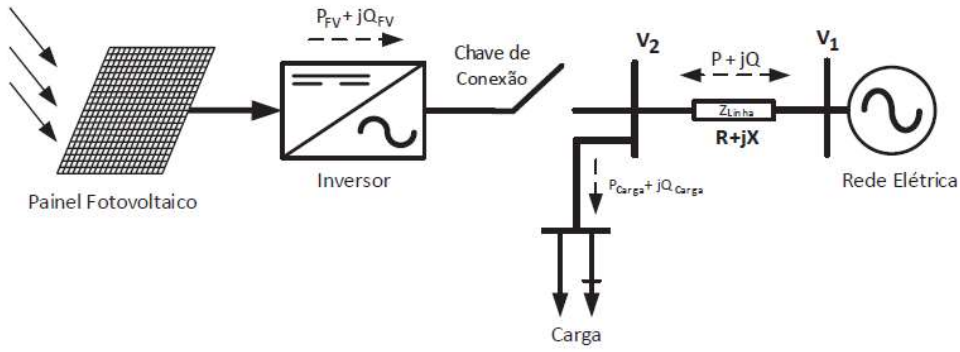


Figura 6 – Sistema de Distribuição com Carga e Geração Fotovoltaica (GODOI, 2019)

Considerando que o sistema fotovoltaico não esteja em operação, ou seja, com a chave de conexão aberta, o fluxo de potência, assim como a corrente, terá o sentido da rede elétrica para a carga e a tensão no sistema será representada por:

$$\dot{V}_2 = \dot{V}_1 - \dot{I} \times (R_{linh} + j X_{linha}) \quad (1)$$

Quando a chave de conexão insere a geração distribuída, a GDFV passa a injetar potência ativa no sistema, ficando a potência do sistema representada por:

$$S = P + j Q = (P_{FV} - P_{Carga}) + j (\pm Q_{FV} - Q_{Carga}) \quad (2)$$

Quando a geração fotovoltaica é superior que o consumo da unidade consumidora, o fluxo de potência se inverte e o gerador fotovoltaico passa a injetar potência ativa na rede de distribuição resultando no aumento da tensão no ponto de conexão. As normas regulamentadoras vigentes estabelecem que a GDFV deve operar com fator de potência unitário, assim elas só injetam potência ativa na rede e a potência reativa Q_{FV} é zero.

Além das questões relacionadas à elevação de tensão devido ao fluxo reverso de potência, esta condição operacional pode levar à sobrecarga do alimentador, alteração das perdas elétricas, aumentar os níveis de desequilíbrio de tensão, entre outros. A magnitude de tais problemas está atrelada às características de cada rede e do ponto de conexão da geração distribuída. Quanto menor o nível de curto-circuito da barra, maior o impacto na tensão.

A geração distribuída tende a diminuir o fluxo das correntes nas linhas, visto que, os geradores alimentarão parte do consumo das cargas. Entretanto, se essa produção de energia ultrapassa o consumo local, esse fluxo é direcionado para a rede primária e pode

violar os limites técnicos e físicos dos condutores, reduzindo a sua vida útil e, em um cenário extremo, inutilizando-o (TORQUATO, 2014).

As perdas técnicas do circuito podem crescer devido à inversão do sentido de fluxo das correntes, quando a potência injetada se torna superior à carga local. Na seção 2.4 do capítulo 2 esse fenômeno é demonstrado a partir de uma aplicação prática via simulação computacional.

As perdas técnicas na rede elétrica são naturais em condições normais de operação, visto que, a linha consumirá parte da potência entregue pela subestação. Como essas perdas são proporcionais aos fluxos de corrente, em caso de variações na corrente, as perdas serão impactadas, de modo a reduzir ou aumentar as perdas no sistema. A geração distribuída tem o potencial para reduzir as perdas técnicas no sistema elétrico, de modo que o consumo das cargas será atendido pela geração fotovoltaica, diminuindo a demanda disponibilizada pelo alimentador e, por consequência, o fluxo de corrente. Porém, existe a possibilidade de outro caso, que é o aumento das perdas elétricas e, por consequência, o aquecimento dos equipamentos (KATIRAEI, 2011).

1.2 - JUSTIFICATIVA

É necessário entender as dinâmicas elétricas dos ativos da planta (módulos e conversores) e os efeitos introduzidos no sistema de distribuição a partir de sua operação. A dimensão da planta impacta nas variações de tensão? A distribuição de potência dos sistemas fotovoltaicos onde será conectado a geração distribuída, contribui para aumento dos desequilíbrios? O alimentador está preparado para geração fotovoltaica de todos os consumidores?

Para o cenário em que todos os consumidores do alimentador possuem geração distribuída, ou seja, elevada penetração fotovoltaica no sistema de distribuição e alinhada ao sistema desequilibrado devido as características das cargas, faz-se necessário analisar os efeitos que surgem ou que são agravados a partir dessa situação, como os impactos:

- no desequilíbrio de tensão;
- nas elevações de tensão;
- na ocorrência de sobrecarga nos cabos e no transformador;

- e, na variação das perdas elétricas;

Com base nos fenômenos e fatos relatados, nota-se a importância da análise dos impactos produzidos pela geração distribuída. A partir das análises e dos resultados, ser capaz de antecipar a solução de problemas relacionados a elevada penetração fotovoltaica e contribuir para o conhecimento e entendimento sobre a geração distribuída solar.

O crescimento acelerado e a taxa considerável de energia a ser injetada nas redes pela geração distribuída, necessita de estudos e metodologias voltadas para avaliação dos impactos dessa fonte, visto que, o estudo caso a caso para acesso a rede de distribuição secundária não é muito interessante devido ao elevado número de estudos para cada análise de novo pedido de acesso.

Seguindo neste contexto é o que justifica o presente projeto que busca avaliar os impactos na qualidade de energia quando da inserção dos sistemas fotovoltaicos em uma rede de distribuição real, onde os parâmetros para modelagem do sistema foram disponibilizados pela concessionária local de energia. A partir dos impactos encontrados nos estudos, sugere-se algumas medidas para a análise dos impactos técnicos estudados, podendo ser adotados pelas concessionárias.

1.3 OBJETIVOS

O objetivo desse estudo é avaliar os impactos da geração fotovoltaica distribuída nos indicadores que definem uma rede elétrica com qualidade da energia elétrica adequada aos valores de referência estabelecidos pelas concessionárias de energia. Os estudos serão realizados utilizando dados reais de um alimentador radial de distribuição de baixa tensão, localizado no município de Itumbiara-GO. A partir de simulações computacionais empregando o programa OpenDSS para o cálculo do fluxo de potência, o trabalho deverá avaliar os possíveis impactos no perfil das tensões dos barramentos, na capacidade do alimentador e do transformador de distribuição, no desequilíbrio das tensões e nas perdas elétricas. Controlando o OpenDSS via MATLAB, será implementado o Método Probabilístico de Monte Carlo para permitir a análise estatística dos resultados obtidos em inúmeras simulações com cenários de irradiação solar para dia de céu limpo e nublado.

Para garantir a execução do objetivo geral estabelecido para o presente projeto de pesquisa, os seguintes objetivos específicos foram ser executados ao longo do período de realização deste trabalho:

- Levantamento de dados de uma rede de distribuição típica de baixa tensão;
- Modelagem e implementação no OpenDSS dos diversos equipamentos elétricos que perfazem o sistema de distribuição a ser avaliado: linhas de distribuição, sistema fotovoltaico, transformadores etc.;
- Simulações computacionais do referido sistema de distribuição avaliando o impacto da passagem de nuvens na qualidade da energia elétrica devido a geração distribuída fotovoltaica;
- Desenvolvimento de uma metodologia para a criação de cenários de análise dos impactos da geração distribuída, como diversos níveis de penetração de geração;
- Implementação o Método de Monte Carlo para possibilitar a análise probabilística da conexão de sistemas fotovoltaicos na rede secundária de distribuição e obter maior sensibilidade sobre os seus impactos;
- A partir das simulações computacionais, foram realizadas avaliações dos impactos da alta penetração de sistemas fotovoltaicos com relação aos fenômenos de elevação e/ou desequilíbrio de tensão, variações nas perdas elétricas assim como o surgimento de sobrecargas no sistema;

2. CARACTERIZAÇÃO DOS PRINCIPAIS IMPACTOS TÉCNICOS PROVOCADOS POR GERADORES DISTRIBUÍDOS EM REGIME PERMANENTE

2.1 – CONSIDERAÇÕES INICIAIS

Este capítulo tem como objetivo definir e demonstrar os impactos técnicos resultantes da conexão da geração distribuída fotovoltaica nas redes de distribuição de baixa tensão. Os estudos serão voltados aos impactos provocados em regime permanente, como na elevação da magnitude da tensão, desequilíbrio de tensão, fluxo de corrente no sistema e as perdas elétricas. Além das alterações nos indicadores de qualidade da energia da rede, será estudado alguns fatores que influenciam no grau de alteração desses impactos.

2.2 - ANÁLISE DA MAGNITUDE DA TENSÃO

A elevação da magnitude da tensão em regime permanente é um dos principais fatores limitantes da capacidade de hospedagem de geração distribuída em sistemas de distribuição. De modo a demonstrar esse efeito, essa seção é dedicada a avaliar o impacto da variação de potência da geração fotovoltaica no nível de tensão em regime permanente no sistema de distribuição. A organização dessa seção é mostrada a seguir:

- análise teórica;
- simulação computacional;
- e estudo de sensibilidade.

2.2.1 – ANÁLISE TEÓRICA

Em redes de distribuição, existe um acoplamento entre potência ativa e magnitude de tensão e entre potência reativa e ângulo de tensão, em razão da relação resistência/reatância ser baixa. A relação R/X cresce à medida que o nível de tensão diminui, para as redes de distribuição de baixa tensão esta relação é maior que para aquelas de média e alta tensão.

Deste modo, para que ocorra o fluxo de potência do alimentador para as cargas, é necessário que exista diferença entre as magnitudes de tensão entre as barras. Assim, para que um gerador conectado em algum ponto da rede seja capaz de injetar potência, a tensão na barra que ele é inserido será elevada (BARIONI; SCHMIDT; KAGAN; ROBBA, 1996).

Para demonstrar como esse efeito ocorre tem-se a figura 7 onde uma geração fotovoltaica é inserida num sistema elétrico de distribuição secundário. No sistema, o fluxo de potência flui, tipicamente, da fonte para a carga, porém essa característica é alterada quando a geração distribuída conectada a barra entra em operação. A tensão na barra da carga é denominada como V_2 e P , Q e I são a potência ativa, reativa e a corrente absorvidas pela carga, respectivamente. Com a geração fotovoltaica em operação e o consumo da unidade consumidora inferior à produção de energia fotovoltaica, parte da demanda da carga é suprida e o excedente é direcionado para a rede elétrica.

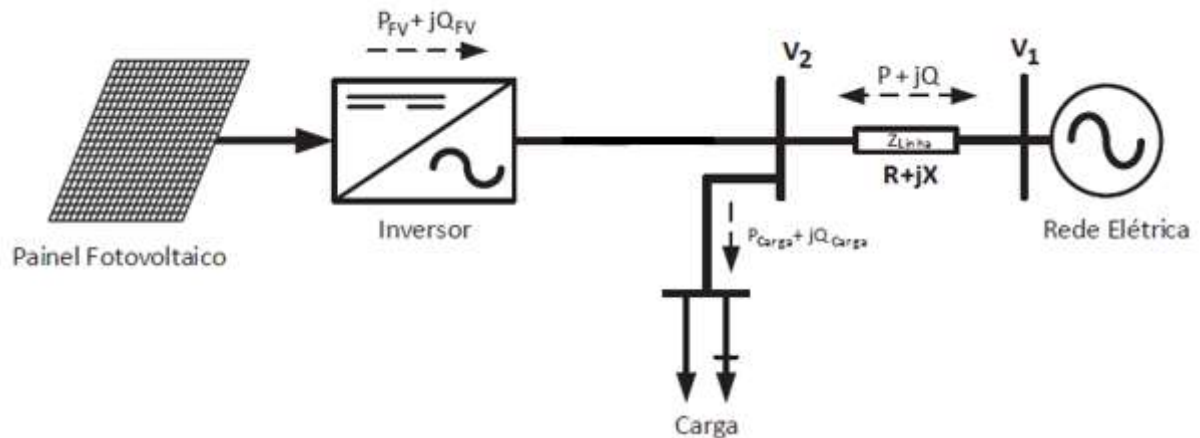


Figura 7 – Sistema de Distribuição com Carga e Geração Fotovoltaica (Autor)

Assim, a potência aparente no sistema é dada por:

$$\dot{S} = P + jQ = \dot{V}_2 \times \dot{I}^* \quad (2.1)$$

Deste modo, a corrente direcionada à rede elétrica é mostrada na equação (2.2):

$$\dot{I} = \frac{P - jQ}{\dot{V}_2} \quad (2.2)$$

A tensão na barra da carga para a corrente injetada é mostrada abaixo:

$$\dot{V}_2 = \dot{V}_1 - (R + jX) \times \dot{I} \quad (2.3)$$

Substituindo (2.2) em (2.3) e realizando a redução do equacionamento, a variação de tensão na barra devido a conexão da geração distribuída será dada por:

$$\Delta \dot{V} = \frac{(RP + XQ) + j(XP - RQ)}{\dot{V}_2} \quad (2.4)$$

A abertura angular entre as barras em sistemas de distribuição é aproximadamente zero, assim é possível aproximar a tensão na barra de carga para a parte real e desprezar o imaginário, logo, a variação de tensão é aproximada para:

$$\Delta \dot{V} = \frac{(RP + XQ)}{\dot{V}_2} \quad (2.5)$$

Por fim, as potências no sistema são resultantes do consumo da carga ($P_C + Q_C$) e da injeção pela geração distribuída ($P_G + Q_G$) na barra, sendo possível readequar a equação (2.5) para:

$$\Delta \dot{V} = \frac{(R(P_G - P_C) + X(Q_G - Q_C))}{\dot{V}_2} \quad (2.6)$$

Como em redes de distribuição o valor de R é maior que X, o maior impacto é causado na magnitude da tensão pela injeção de potência ativa da geração distribuída fotovoltaica e devido elas operarem com fator de potência unitário, não alteram a injeção de potência reativa na barra.

A figura 8 foi gerada com o intuito de demonstrar a variação de tensão em uma barra com geração fotovoltaica conectada, a tensão varia em consequência da potência injetada na barra.

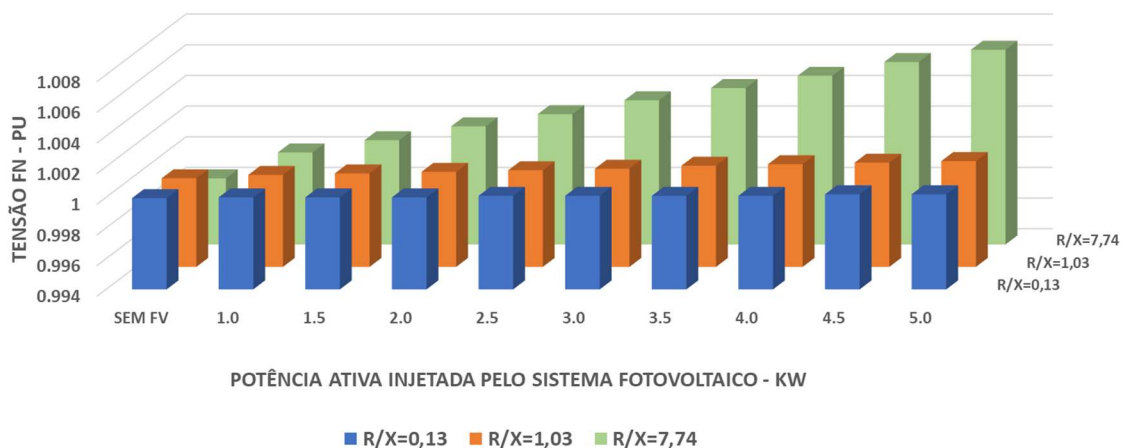


Figura 8 – Magnitude da tensão para diferentes níveis de penetração e relação R/X (Autor)

A relação resistência / reatância de 7,74 representa sistemas de baixa tensão, o de 1,03 sistemas de média tensão e o de 0,13 para alta tensão.

Em redes de distribuição de baixa tensão, a resistência é muito maior que a reatância da linha fazendo com que a relação (R/X) seja muito elevada, isso faz com que a rede tenha maior sensibilidade de variação de tensão em função da alteração da potência ativa, com a potência injetada em 5 kW a tensão na baixa tensão (relação de 7,74) aumenta aproximadamente 0,6% em relação a rede com configuração de média tensão (relação de 1,03) e 0,8% em relação ao de alta tensão (relação de 0,13). Em redes de média tensão, a resistência e a reatância apresentam valores bem próximos, esse fator origina uma relação (R/X) próxima de 1, assim nas redes de média tensão, a tensão no sistema varia em função de alterações na potência ativa e reativa, no caso avaliado, a tensão pouca se altera como pode ser observado na figura 8. E por fim, as redes de alta tensão geralmente possuem a reatância com valor superior a resistência da linha, onde a relação (R/X) é bem inferior a 1, esse fator mostra que a tensão na rede seja alterada em função da mudança na potência reativa, como pode ser observado na figura, a tensão pouco se altera com o aumento de injeção de potência ativa na rede.

A fim de mostrar as variações na magnitude das tensões em função de diferentes carregamentos da linha e aumento gradual da potência injetada em um sistema de duas barras, tem-se a figura 9.

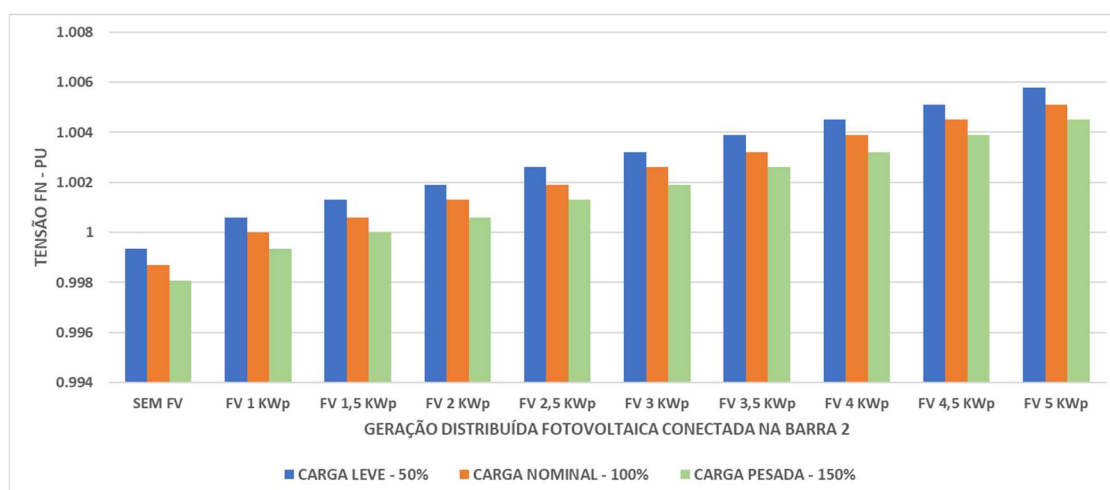


Figura 9 – Magnitude da tensão para diferentes níveis de penetração e carregamentos da linha (Autor)

Em todos os casos gerados, quando a potência injetada pela GD aumenta, por consequência a tensão no sistema se eleva quando a geração é maior que o consumo, porém, o caso que possui maior sensibilidade a esse efeito é para a rede com carregamento leve, isso ocorre devido ao fato da rede operando com demanda leve solicitar menores níveis de corrente da subestação, assim, a tendência de ocorrer o fluxo reverso na rede é

aumentada. Esse fluxo reverso pode ocorrer quando a GD começa a alimentar o consumo local de sua respectiva barra e o excedente é direcionado a cargas mais próximas do ponto de conexão da GD, quanto maior a potência injetada maior o fluxo reverso, considerando que a geração fotovoltaica seja superior ao consumo.

2.2.2 - ANÁLISE VIA SIMULAÇÃO COMPUTACIONAL

De modo a corroborar o acima exposto, neste tópico é empregado o sistema de 13 barras do IEEE, o qual foi modelado utilizando o OpenDSS com algumas alterações com vistas a permitir as análises sobre o impacto da GD no sistema de distribuição. A figura 10 mostra o diagrama unifilar representativo do sistema modelado. Os parâmetros referentes ao sistema elétrico são apresentados no anexo A. Dado que o sistema representa uma rede de distribuição, a referência de magnitude de tensão será aquela estabelecida no Módulo 8 dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST) e são apresentados na tabela 1.

Tabela 1 – Limites de Magnitude de Tensão (PRODIST)

Tensão Nominal Inferior à 1 kV		
Adequada (p.u.)	Precária (p.u.)	Crítica
$0,92 \leq V < 1,05$	$0,87 \leq V < 0,92$ ou $1,05 \leq V < 1,06$	$V < 0,87$ ou $1,06 < V$

A rede original possui um regulador de tensão após o transformador de 5.000 kVA, que foi removido para que os problemas relacionados a tensão fossem ressaltados. O regulador atua mantendo as tensões na subestação em níveis regulados definidos de modo a proporcionar melhor operação da rede, normalmente, a tensão é mantida na subestação acima de 1,0 p.u. para compensar as quedas de tensão que são originadas ao longo dos circuitos. O banco de capacitor instalado na rede também foi excluído da simulação, pois os mesmos atuam de maneira a elevar os níveis de tensão no sistema.

As análises da presente seção foram realizadas na baixa tensão do transformador de 500 kVA, um gerador fotovoltaico foi inserido na barra 634 para atender a carga da fase A e no diagrama unifilar da figura 10 é identificado como “FV 634a”, e a potência do sistema foi alterada até que a magnitude da tensão na fase A ultrapasse o valor de 1,05

p.u. estabelecido pelo módulo 8 do PRODIST como limite superior de tensão. Assim, a quantidade de injeção de potência nessa barra é limitada e resulta em sistemas fotovoltaicos com capacidade de geração apresentados na tabela 2, as especificações técnicas do transformador são apresentadas no Anexo A.

Tabela 2 – Característica Técnicas da GD Inserida na Baixa Tensão (Autor)

Barra de Conexão	Fase de Conexão	Potência da GD (kWp)	Potência em Relação à Carga Total (%)	Potência em Relação à Potência Nominal do Alimentador (%)
634	A	470	13,4	9,4

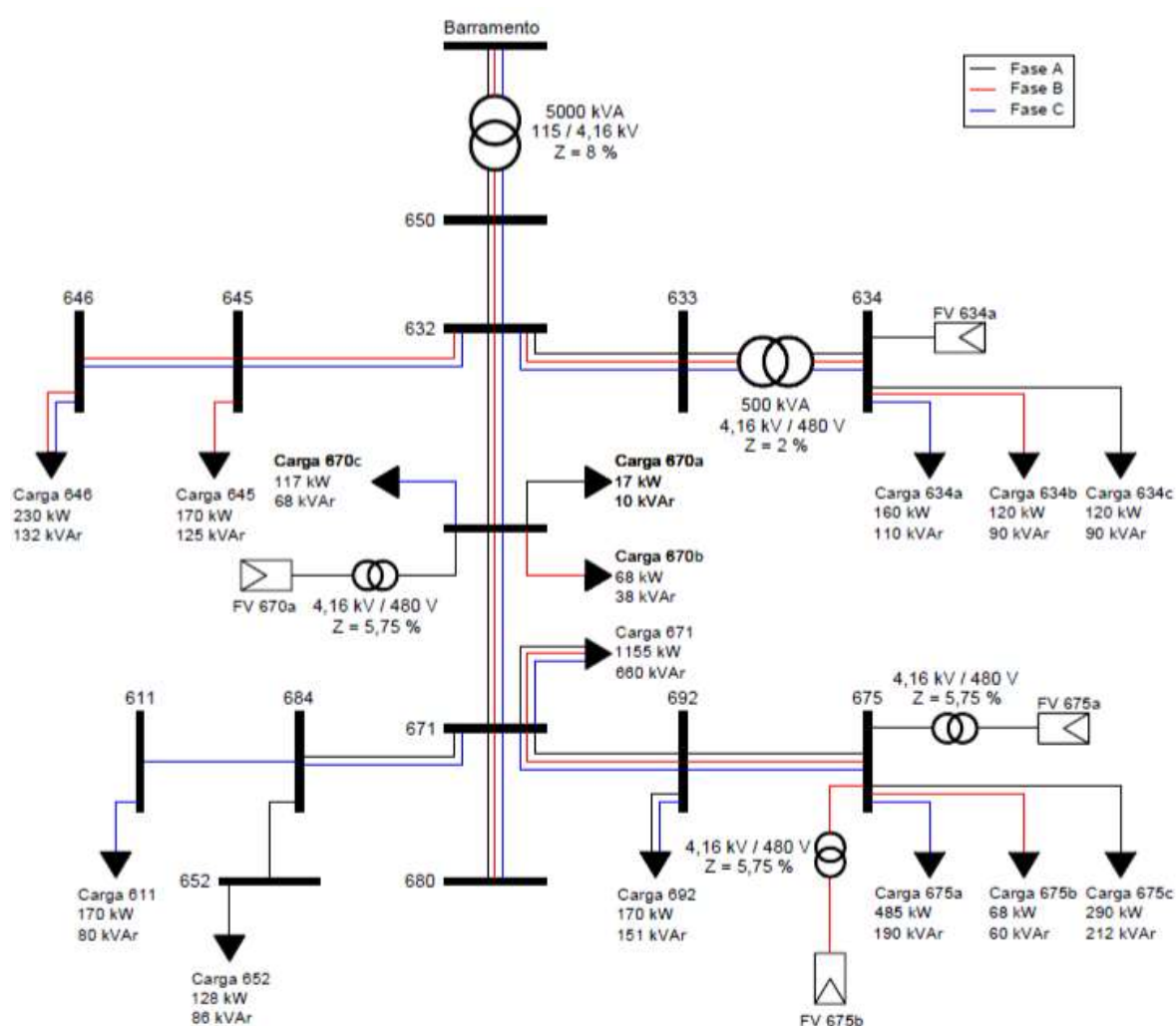


Figura 10 – Unifilar do Sistema de 13 Barras do IEEE (Autor)

O FV 634a modelado na simulação e apresentado na figura 10 é utilizado para as análises na magnitude da tensão da presente seção. Os SFV's 670a, 675a e 675b foram modelados na simulação e base para as análises das seções seguintes, onde são

apresentados os parâmetros de dimensionamento. Elas são conectadas ao sistema a partir de transformadores para adequação dos níveis de tensão.

O OpenDSS permite que elementos modelados na simulação sejam habilitados ou desabilitados na solução do cálculo do fluxo de potência. Assim, o SFV apresentado na tabela 02 é habilitado na simulação e os outros presentes na rede são desabilitados (os SFV's 670a, 675a e 675b), deste modo, não são considerados no cálculo do fluxo de potência. É importante evidenciar que os SFV's simulados neste capítulo foram modelados considerando uma curva de irradiação sem presença de nuvens, de maneira a possibilitar maximização dos impactos da GDFV na rede e violação nas grandezas elétricas estudadas com relação aos limites estabelecidos pelo PRODIST.

A GDFV conectada na fase A, com o objetivo de violar os limites estabelecidos pelo PRODIST, tem a possibilidade de gerar sobrecarga no sistema devido a capacidade instalada ser próxima da potência nominal do transformador. Deste modo, foi realizado o cálculo no fluxo de potência observando as tensões do sistema e em outro momento quanto ao carregamento no transformador.

Os consumidores residenciais têm o consumo diário típico como mostrado na figura 11. A curva em azul representa um consumo diário típico de unidades consumidores residenciais. A geração de um SFV considerando a irradiação solar de um dia de céu limpo é semelhante ao mostrado na figura 11. Desta maneira, a produção excedente é representada pela área em vermelho da figura, ao consumo da carga é injetada na rede elétrica.

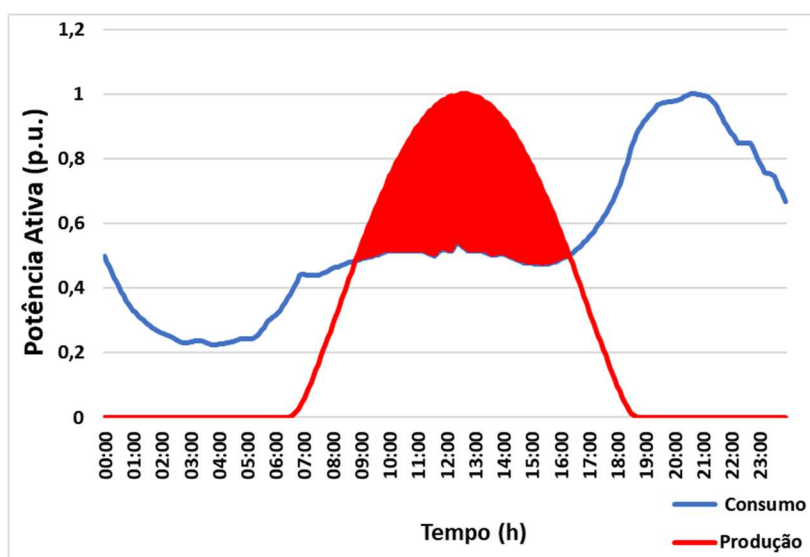


Figura 11 – Consumo Típico de Carga Residencial e Produção de um Sistema Fotovoltaico (Autor)

Para mostrar o crescimento no nível de tensão em uma barra a potência gerada pelo sistema fotovoltaico conectado na fase A da barra 634 foi aumentada gradativamente de 10 em 10 kWp. O gráfico da figura 12 mostra este comportamento da tensão.

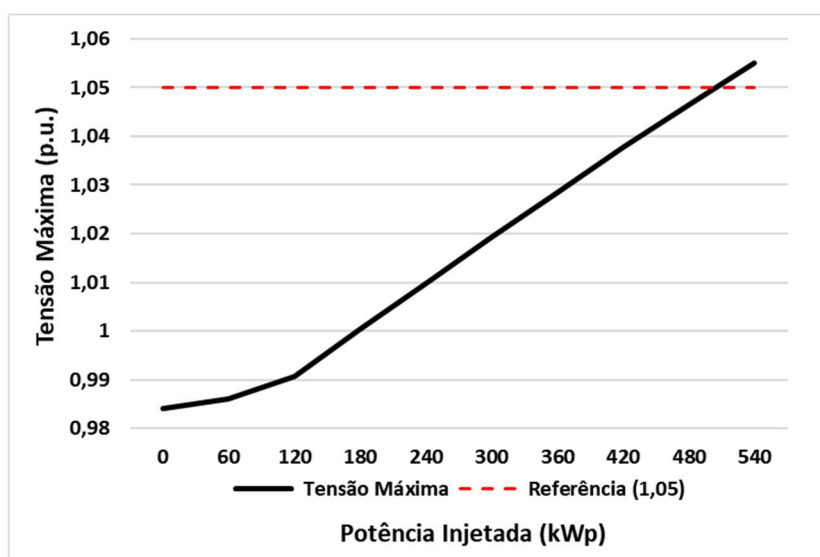


Figura 12 – Elevação da Tensão na Fase A da Barra 634 (Autor)

Na figura 13, é apresentado o resultado da injeção de potência pelo SFV mostrado na tabela 2 e o efeito originado na tensão da fase A da barra ao longo de um dia.

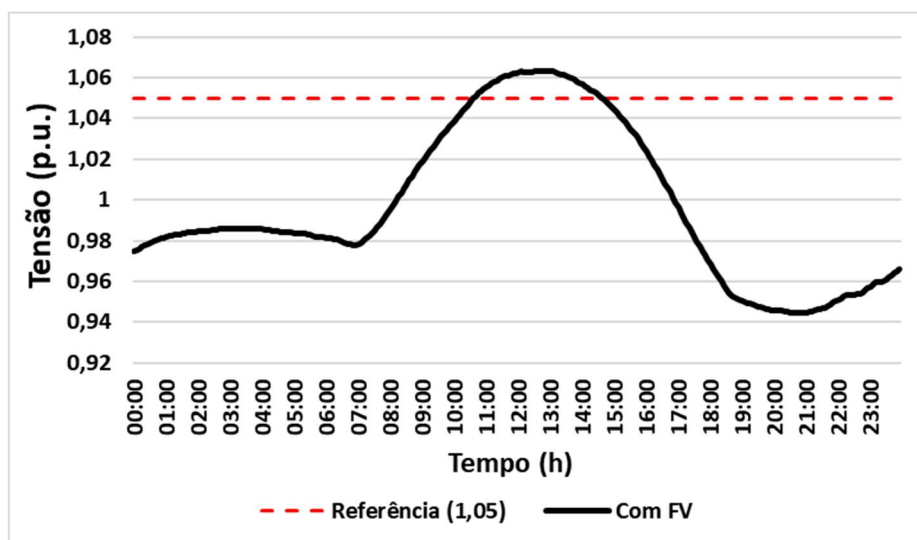


Figura 13 – Tensão na Fase A da Barra 634 (Autor)

Na simulação do cenário em que a tensão máxima ultrapassa o limite de 1,05 p.u., é mostrado na figura 14 a potência ativa consumida pela carga e a injetada pela GD de modo a visualizar a variação da tensão em uma condição operacional conforme mostra a equação (2.6). Observando as figuras 13 e 14, a tensão da fase A na barra 634 começa elevar após às 7 horas, quando a GD entra em operação e a potência gerada pela GDFV

passa a ser maior que a consumida pela respectiva carga ($P_G > P_C$). A tensão na barra começa a reduzir devido ao fato de a geração provinda do sistema fotovoltaico começar a reduzir também (a diferença entre P_G e P_C começa a reduzir). Por volta das 18 horas, a GD não está mais em operação então ($P_G < P_C$).

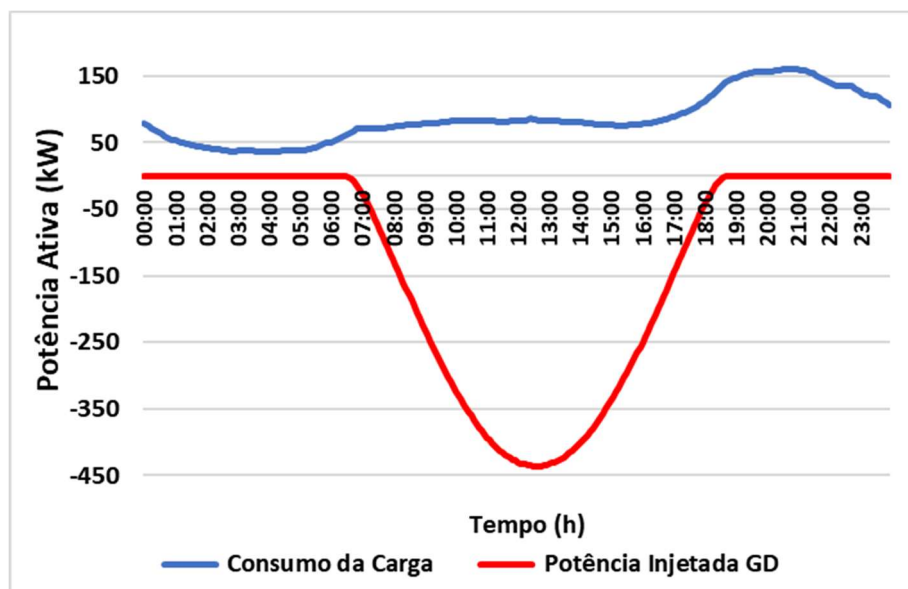


Figura 14 – Potência Ativa Consumida e Injetada na Fase A da Barra 634 (Autor)

A partir dos estudos realizados nesta seção, é demonstrado que a elevação do nível de tensão em uma barra aumenta com a potência injetada pelo sistema fotovoltaico e como os limites de tensão podem ser extrapolados. (AYRES; FREITAS; ALMEIDA; SILVA, 2010)

2.2.2.1 – ESTUDOS DE SENSIBILIDADE

A partir do exposto, este item tem por objetivo avaliar a sensibilidade da variação das tensões em uma barra em função de outras características ou condição operacional do sistema elétrico. De maneira a identificar diferentes cenários que contribuem ou dificultam para o aumento da magnitude da tensão, os casos a serem estudados são com diferentes condições de geração e carga. Os aspectos avaliados estão descritos abaixo:

- diferentes condições de carregamento: carga leve e pesada;
- afastamento entre o alimentador e ponto de interconexão da geração.

2.2.2.1.1 - NÍVEL DE CARREGAMENTO DO SISTEMA

Analizando a equação (2.6), quanto menor a demanda solicitada pela carga, maior será a elevação da tensão na barra, deste modo, maior a probabilidade da tensão ultrapassar os limites estabelecidos pelo PRODIST.

A fim de constatar as variações de tensão em função da demanda solicitada pelas cargas, foi conectado um gerador fotovoltaico na barra 675 do sistema IEEE 13 barras modificado da figura 10, foi utilizado um transformador para adequar os níveis de tensão para a conexão do SFV a rede. A tabela 3 apresenta as características do sistema fotovoltaico hipotético.

Tabela 3 – Característica Técnicas da GD Inserida na Barra 675 (Autor)

Barra de Conexão	Fase de Conexão	Potência da GD (kWp)	Potência em Relação à Carga Total (%)	Potência em Relação à Potência Nominal do Alimentador (%)
675	A	1000,0	28,6	20,0

Os carregamentos que foram estudados, foram carga leve (50% da carga nominal) e carga pesada (150% da potência nominal), na figura 15 tem-se a potência ativa consumida em cada um deles e a potência injetada na barra pelo SFV.

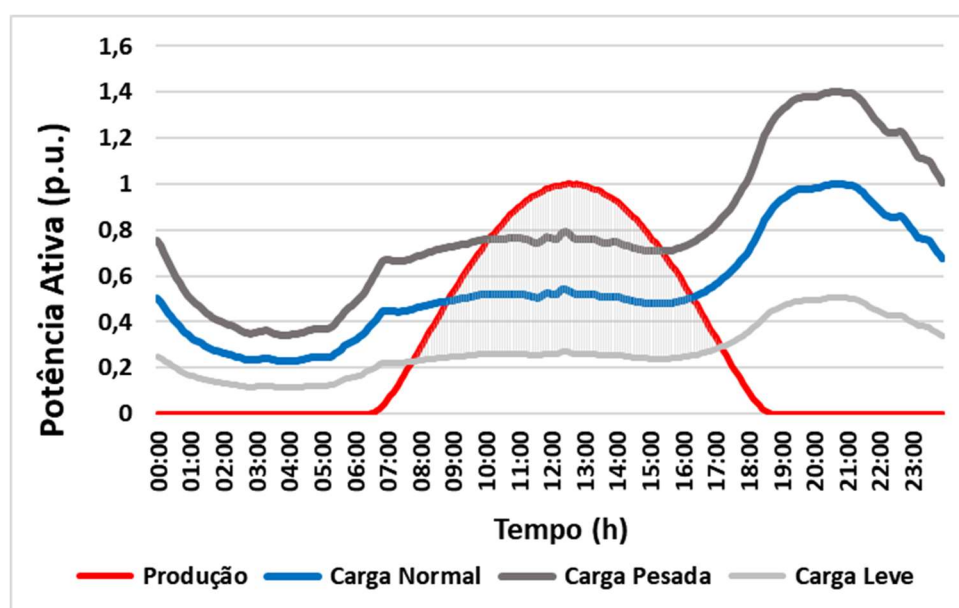


Figura 15 – Potência Ativa Consumida e Injetada na Fase A da Barra 675 (Autor)

As figuras 16, 17 e 18 apresentam as tensões na fase A da Barra 675 para cada um dos carregamentos.

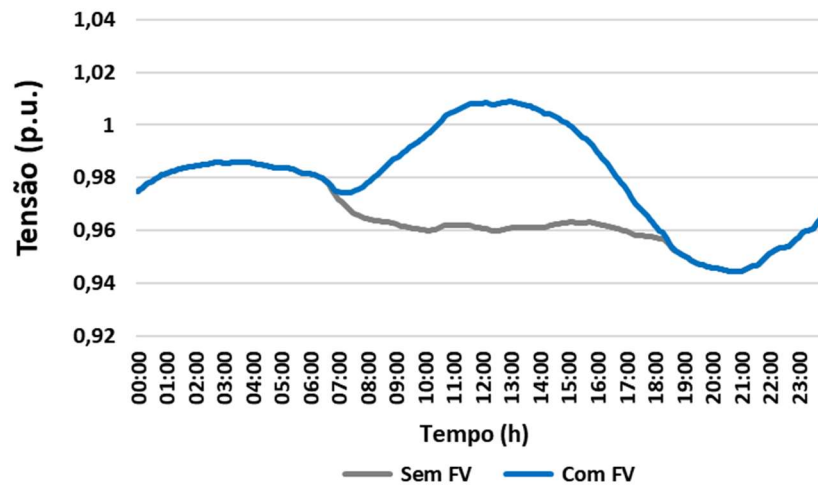


Figura 16 – Tensão na Fase A da Barra 675 Para Carga Normal (Autor)

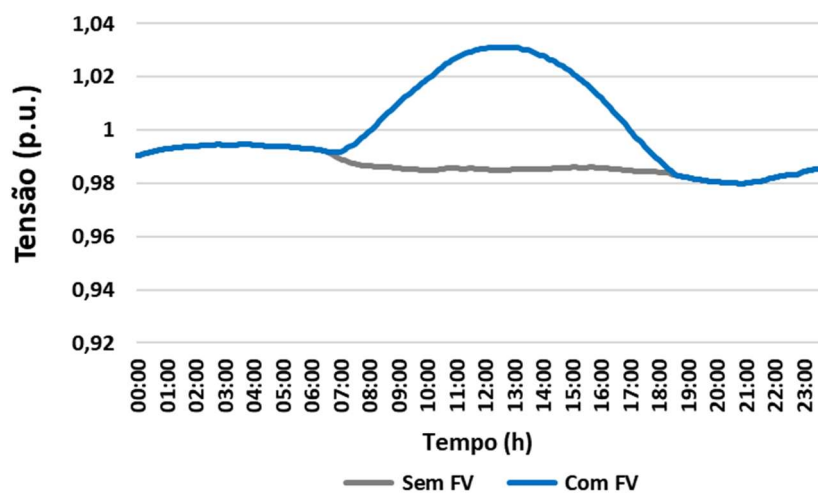


Figura 17 – Tensão na Fase A da Barra 675 Para Carga Leve (Autor)

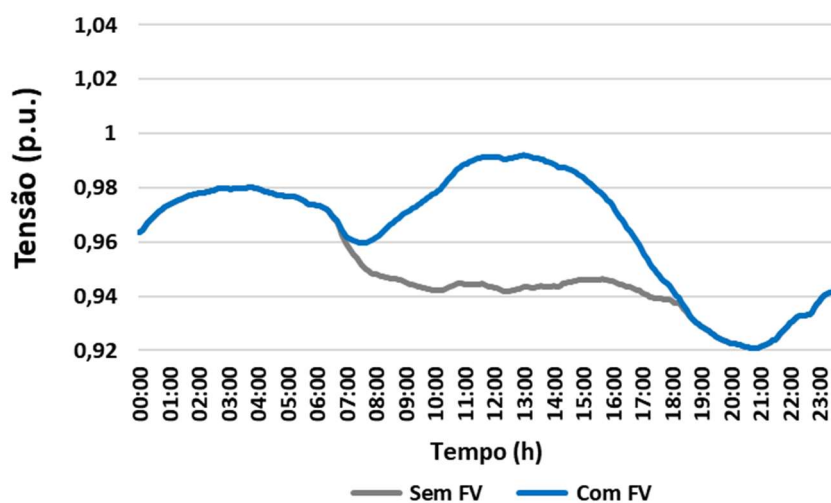


Figura 18 – Tensão na Fase A da Barra 675 Para Carga Pesada (Autor)

As figuras 15, 16, 17 e 18 mostram que o fluxo reverso proveniente dos geradores FV, provocam o aumento da tensão para as 3 condições de carregamento. No entanto, importante evidenciar que para condição operacional de carga leve, maior será o fluxo reverso, visto que, o consumo é reduzido e a potência injetada é maior se comparada aos outros casos e com isso o impacto nas tensões será mais acentuado. No caso de carga leve, a tensão ultrapassa 1 p.u. e para a situação de demanda pesada a tensão é menos impactada em relação aos outros casos, permitindo então uma maior injeção de potência na barra para esta condição operacional. A GD contribuiu com a redução da queda de tensão para elevação da tensão na barra próximo do valor nominal.

Esse estudo possibilita o entendimento dos impactos da geração distribuída fotovoltaica nos níveis de tensão referente a diversas condições de carregamento do sistema.

2.2.2.1.2 – DISTÂNCIA ELÉTRICA EM RELAÇÃO À SUBESTAÇÃO

Outra condição operacional que permite avaliar o impacto da geração distribuída é em relação à distância do ponto de conexão do gerador fotovoltaico e o secundário do alimentador, visto que, quanto maior essa distância, consequente, maior serão os valores de R e X, o que pode agravar os impactos na magnitude da tensão. (BARIONI; SCHMIDT; KAGAN; ROBBA, 1996)

Um aspecto importante relacionado a impedância do circuito, quanto maior a distância em relação ao secundário do transformador de distribuição e, consequentemente a impedância, menor será o nível de curto-circuito e por consequência menor o nível de tensão. Deste modo, pode correr o aumento da possibilidade de elevação de tensão pela conexão de um gerador fotovoltaico.

Para avaliação do efeito citado, foi inserido a GDFV da tabela 4, de modo a proporcionar a análise de um sistema fotovoltaico de mesma potência de dimensionamento e então alterado a distância em relação a subestação.

Tabela 4 – Característica Técnicas da GD Inserida na Barra 670 (Autor)

Barra de Conexão	Fase de Conexão	Potência da GD (kWp)	Potência em Relação à Carga Total (%)	Potência em Relação à Potência Nominal do Alimentador (%)
670	A	1000,0	28,6	20,0

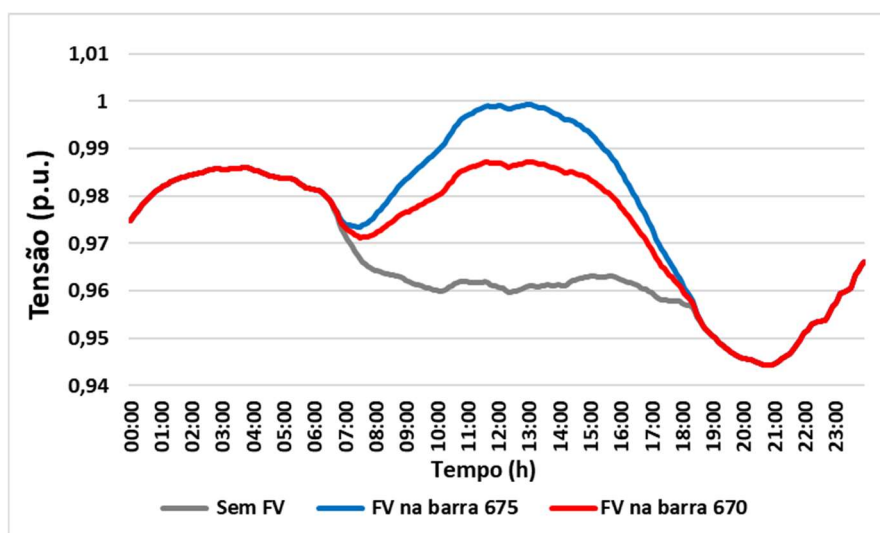


Figura 19 – Tensão na Fase A da Barra 670 para diferentes pontos de acoplamento da GD (Autor)

A figura 19 mostra que a tensão se eleva mais para o caso da conexão da geração na barra 675 em relação ao caso da barra 670 e ambos os casos a tensão é maior em relação ao caso base. Vale ressaltar que como ilustrado no unifilar do sistema de 13 barras (figura 10), a barra 675 fica mais distante que a barra 670 em relação a subestação.

Frente ao exposto, é possível concluir que a concessionária de energia elétrica deve se atentar aos consumidores solicitantes de acesso para a geração distribuída fotovoltaica nas extremidades do circuito ou em pontos que o nível de curto-circuito seja baixo, uma vez que a tensão nesses pontos tende a serem mais impactadas.

2.2.3 – PROBLEMÁTICA E MÉTODOS DE ANÁLISE

Através das simulações feitas e dos resultados apresentados, constata-se que a magnitude da tensão em regime permanente de uma rede secundária com conexão de geração distribuída pode ser impactada de acordo com as condições de operação da GD ou do carregamento do circuito. O aumento do nível de penetração ou da potência injetada

pode contribuir para a elevação de tensão no circuito e assim se tornar um fator limitante referente a capacidade de hospedagem da rede, como mostrado anteriormente o Módulo 8 do PRODIST estabelece faixas de tensões adequadas e críticas para a operação das redes e para casos em que o nível de tensão ultrapassa o valor de 1,05 p.u. os equipamentos presentes na rede estão susceptíveis a falhas ou defeitos. Desta forma, os circuitos devem ser analisados de modo a identificar a quantidade máxima de potência que um alimentador pode receber proveniente da GD sem que os limites estabelecidos pelo PRODIST ou outros Órgãos Reguladores sejam violados.

Portanto, para as concessionárias de energia é importante elaborar metodologias de análise para identificar condições em que os limites de operação e físicos da rede serão infringidos.

Uma metodologia que permite essa análise e é apropriada para esses estudos, é baseada em executar o cálculo do fluxo de potência repetidas vezes, inserindo gradativamente a geração fotovoltaica ou alterando sua potência de injeção até que a magnitude de tensão ultrapasse os limites de operação em estado adequado. Devido os sistemas de distribuição secundários apresentarem a característica desequilibrada e diferentes condições de carregamento ao longo do dia, como mostrado na figura 14, o cálculo em condições pontuais não permite uma análise detalhada da operação, sendo necessário a utilização de programas computacionais para o cálculo do fluxo de potência considerando os diversos cenários.

Uma outra característica importante observada nos estudos e que fornece uma análise mais relevante para a metodologia a ser utilizada pela concessionária, é a consideração operacional em que o sistema esteja operando com carga leve, dado que frente aos cenários gerados anteriormente, para o carregamento leve é a que mais apresentou sensibilidade para elevação da tensão com a injeção de potência pela geração distribuída, devido ao fato da carga ter menor consumo de energia neste cenário e a diferença entre a potência gerada pela GD (P_G) e a consumida pela carga (P_C) ser elevada, originando então o efeito descrito anteriormente.

2.3 - ANÁLISE DO DESEQUILÍBRIO DE TENSÃO

A conexão dos consumidores nos ramais de alimentação de maneira diversificada entre as fases, como do tipo monofásico, bifásico e até mesmo trifásico, tanto nas regiões urbanas quanto nas regiões rurais, são distribuídas de maneira desigual entre as fases, acarretando um sistema de distribuição desequilibrado. Deste modo, essa seção tem como finalidade estudar o impacto da GD no nível de desequilíbrio de tensão da rede. O método de avaliação e os impactos expostos têm potencial para ajudar as concessionárias de energia com a operação da rede com penetração de GD e no planejamento de maneira que o impacto no desequilíbrio de tensão seja mitigado ou dentro dos limites estabelecidos pelo PRODIST.

2.3.1 – ANÁLISE TEÓRICA

O desequilíbrio de tensão em uma rede de distribuição pode ser mensurado baseado nas tensões de sequência positiva ($\overline{V}_+$) e negativa ($\overline{V}_-$) das tensões, e utilizando como base a metodologia em (ANEEL, 2012) a equação (2.7) permite avaliar o nível de desequilíbrio de um sistema trifásico de tensões.

$$\%Desequilíbrio = \frac{\overline{V}_-}{\overline{V}_+} \times 100 \quad (2.7)$$

O desequilíbrio de tensão é uma característica inerente dos sistemas de distribuição, a operação de cargas mono/bifásicas absorvendo correntes e que podem ser distribuídas de maneira desigual entre as fases e com isso resultando em tensões desequilibradas. Portanto, seus impactos devem ser observados com atenção pelo fato de poder causar danos ao desempenho e à vida útil dos equipamentos presentes no sistema elétrico. Outra característica importante, a ocorrência de desequilíbrios de tensão pode originar desequilíbrios elevados nas correntes como o caso do motor de indução exemplificado. (LEE, 1999)

- Condições desequilibradas aumentam as perdas e, consequentemente, o aquecimento dos equipamentos do sistema (e.g. transformadores), além de

aumentar os níveis de distorção harmônica das tensões e, principalmente, das correntes;

- Além da possibilidade de sobrecarregar os condutores da rede de distribuição e aumentar as perdas na rede, o aumento da corrente pode causar a atuação indevida de dispositivos de proteção digitais parametrizados para atuação baseada na corrente de neutro;
- Motores de indução trifásicos também sofrem impactos do desequilíbrio de tensões e correntes no sistema. Por possuírem baixa impedância de sequência negativa, quando sujeitos a condições desequilibradas, esses equipamentos drenam elevadas correntes de sequência negativa do sistema. Por possuir uma sequência de fases contrária à sequência positiva, essas correntes de sequência negativa produzem um conjugado reverso no motor reduzindo o conjugado líquido e, conseqüentemente, a velocidade do rotor. Com isso, podem surgir oscilações de conjugado, além de ruídos. As elevadas correntes de sequência negativa produzem, também, aumento nas perdas elétricas do motor, aquecendo a máquina e, conseqüentemente, reduzindo sua eficiência e vida útil. (JOUANNE; BANERJEE, 2001)

2.3.2 - ANÁLISE VIA SIMULAÇÃO COMPUTACIONAL

O desequilíbrio de tensão tem seus limites definidos no Módulo 8 do PRODIST, considerando sistemas com tensão nominal inferior à 1 kV como a rede secundária, o desequilíbrio deve ser menor ou igual à 3% e redes primárias com tensão nominal superior à 1 kV e inferior à 230 kV, o desequilíbrio não deve ultrapassar 2%. (ANEEL, 2012)

Na simulação realizada para demonstração do impacto da GD no desequilíbrio de tensão, foi inserido a GD monofásica da tabela 5 no sistema, considerando uma situação hipotética de modo a proporcionar violação no desequilíbrio de tensão com base no limite estabelecido pelo PRODIST.

Tabela 5 – Característica Técnicas da GD Inserida na Barra 675 (Autor)

Barra de Conexão	Fase de Conexão	Potência da GD (kWp)	Potência em Relação à Carga Total (%)	Potência em Relação à Potência Nominal do Alimentador (%)
675	A	2000,0	57,2	40,0

A figura 20, mostra o caso base de operação do sistema 13 barras, de maneira que a GD não está em operação.

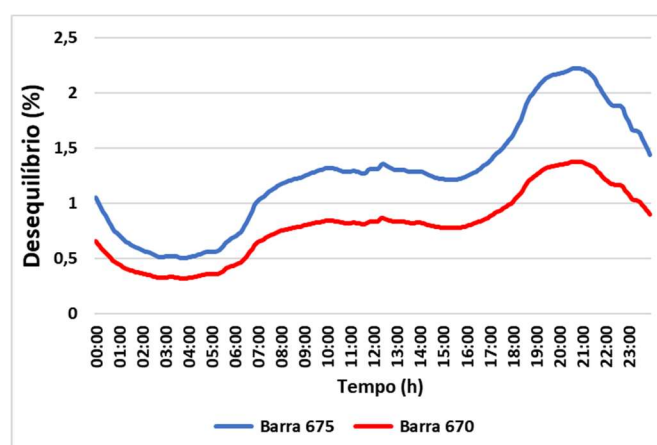


Figura 20 – Desequilíbrio de Tensão nas Barras 675 e 670 (Autor)

Como pode ser observado, a rede de 13 barras do IEEE apresenta desequilíbrio de tensão elevado ao longo do dia. Na barra 675 do sistema o desequilíbrio naturalmente já ultrapassa o limite especificado pelo módulo 8 do PRODIST, resultando em máximas de 2,22%. Portanto, a rede está operando acima do seu limite de desequilíbrio e o horário de maior desequilíbrio é após as 18 horas, a figura 21 mostra a potência aparente no alimentador da subestação (SE), constatando o desequilíbrio entre as cargas.

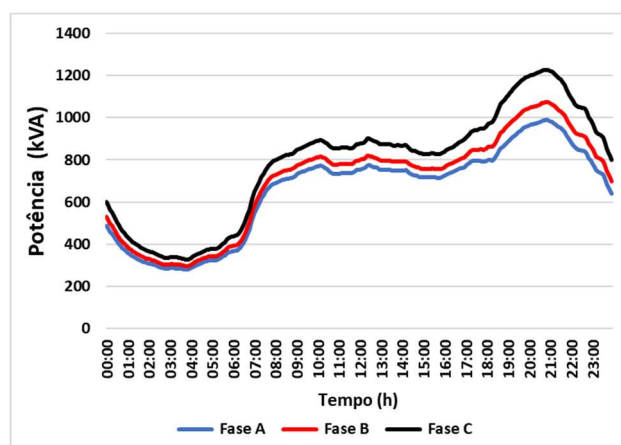


Figura 21 – Potência Aparente no Alimentador da SE (Autor)

As figuras 22 e 23 apresentam o desequilíbrio de tensão após a conexão da GD.

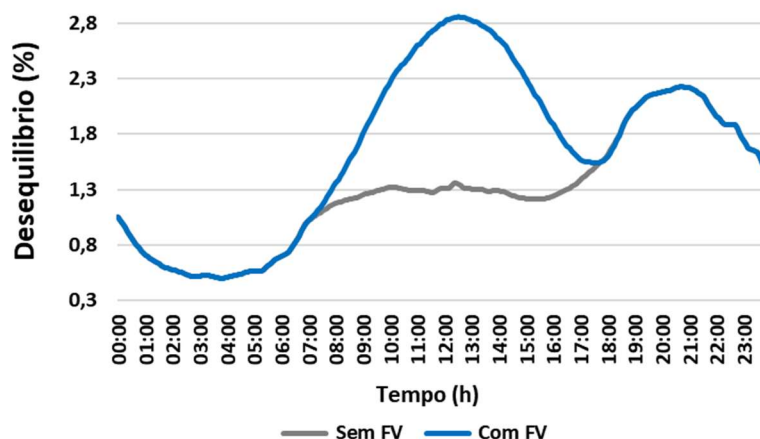


Figura 22 – Desequilíbrio de Tensão na Barra 675 com a GD (Autor)

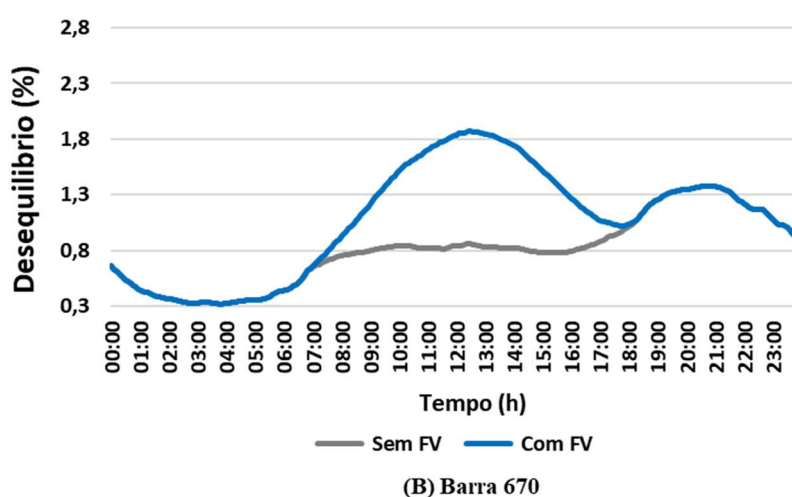


Figura 23 – Desequilíbrio de Tensão na Barra 670 com a GD (Autor)

Como pode ser observado, a GD contribui de modo que o desequilíbrio de tensão tem seus efeitos aumentados quando a GD está em operação. Sem GD o desequilíbrio de tensão é menor na madrugada, quando o consumo de energia é menor e consequentemente o desequilíbrio entre as cargas.

Sem a conexão da GDFV na fase A da barra 675, as barras 670 e 675 apresentam desequilíbrio de tensão significativo no período de 07 às 16 horas, sendo 0,8% e 1,3%, respectivamente. Quando o SFV entra em operação, o desequilíbrio de aumenta expressivamente em ambos os pontos analisados e na barra 675 o desequilíbrio de tensão viola o limite de 2% estabelecido pelo PRODIST.

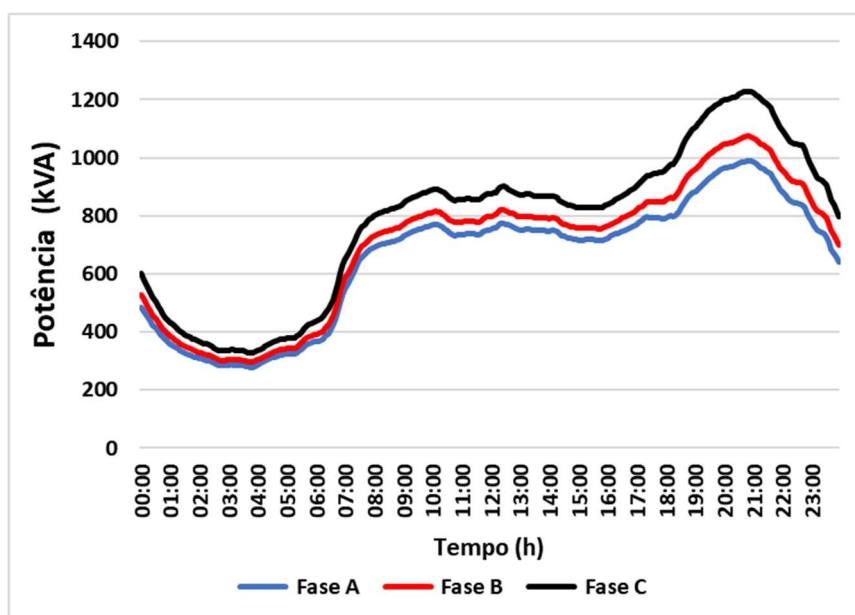


Figura 24 – Potência Aparente no Alimentador da SE antes da Conexão da GD (Autor)

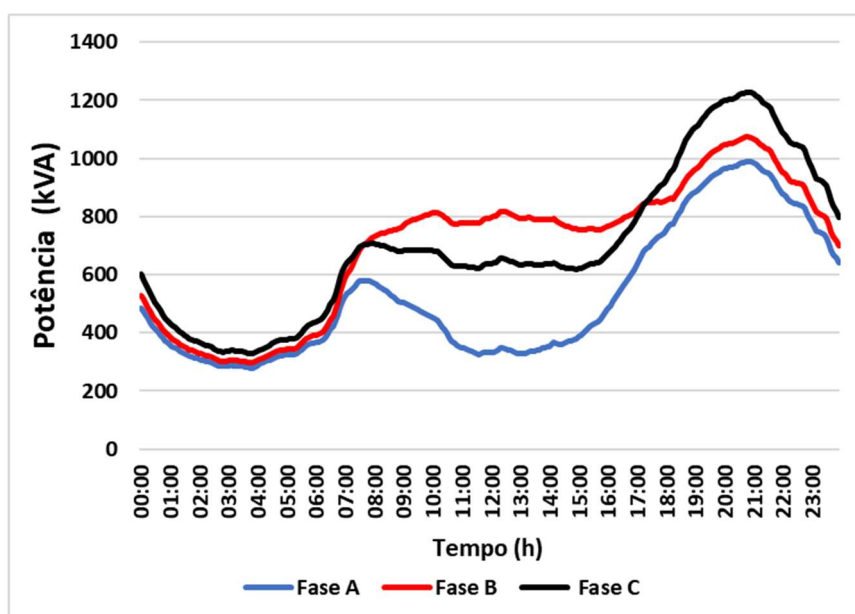


Figura 25 – Potência Aparente no Alimentador da SE após a conexão da GD (Autor)

A partir dos resultados expostos nas figuras 24 e 25, observa-se que a GD tem a possibilidade de ampliar os níveis de desequilíbrio de tensão na rede, para o caso avaliado algumas condições como o local de conexão, desequilíbrio natural elevado na rede, tipo de conexão do sistema fotovoltaico ao barramento, entre outros. Em vista disso, o desequilíbrio de tensão na rede avaliada pode ser um fator limitante para a conexão de GD.

2.3.2.1 – ESTUDOS DE SENSIBILIDADE

Com a definição e apresentação do impacto no desequilíbrio de tensão, a concessionária deve se preocupar com os fatores que intensificam ou minimizam a dimensão do impacto na rede. Portanto, alguns cenários serão analisados de modo a permitir a análise de sensibilidade, como diferentes características do sistema elétrico de modo a identificar se a GD vai influenciar positivamente ou negativamente. Os aspectos avaliados estão descritos abaixo:

- diferentes condições de carregamento: carga leve e pesada;
- distância elétrica entre o alimentador e ponto de interconexão da geração.

2.3.2.1.1 – NÍVEL DE CARREGAMENTO DO SISTEMA

Na seção referente a análise da magnitude da tensão, é possível perceber que o nível de carregamento ou o tipo de demanda na rede possui impacto direto nos níveis de tensão e por consequência na potência que poderá ser inserida no sistema pela GD. A fim de constatar se o mesmo acontece quanto aos níveis de desequilíbrio de tensão, a GDFV da tabela 5 foi conectada a rede e o nível de carregamento foi alterado. Uma vez definida esta condição operacional, o fluxo de carga temporal (24 horas) foi realizado com vistas a obter os níveis de desequilíbrio para as condições de carregamento leve, normal e pesado, conforme ilustra as figuras 26, 27 e 28.

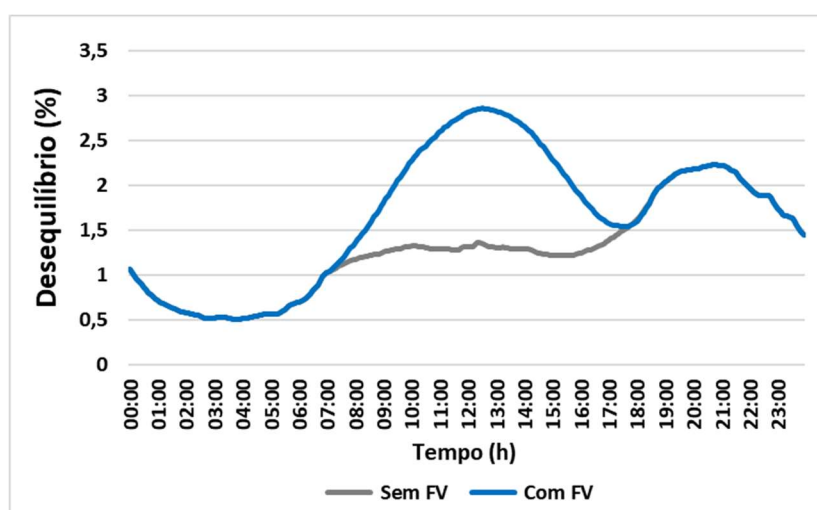


Figura 26 – Desequilíbrio de Tensão na Barra 675 Para Carga Normal (Autor)

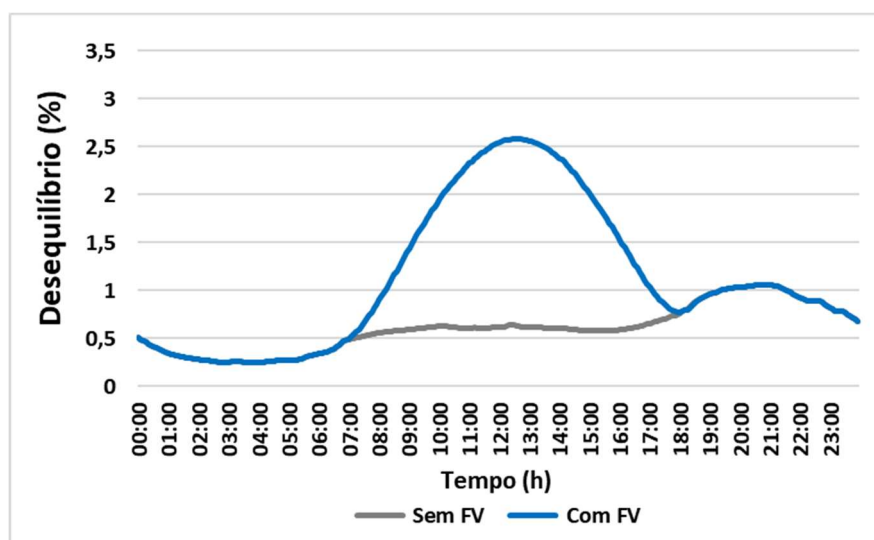


Figura 27 – Desequilíbrio de Tensão na Barra 675 Para Carga Leve (Autor)

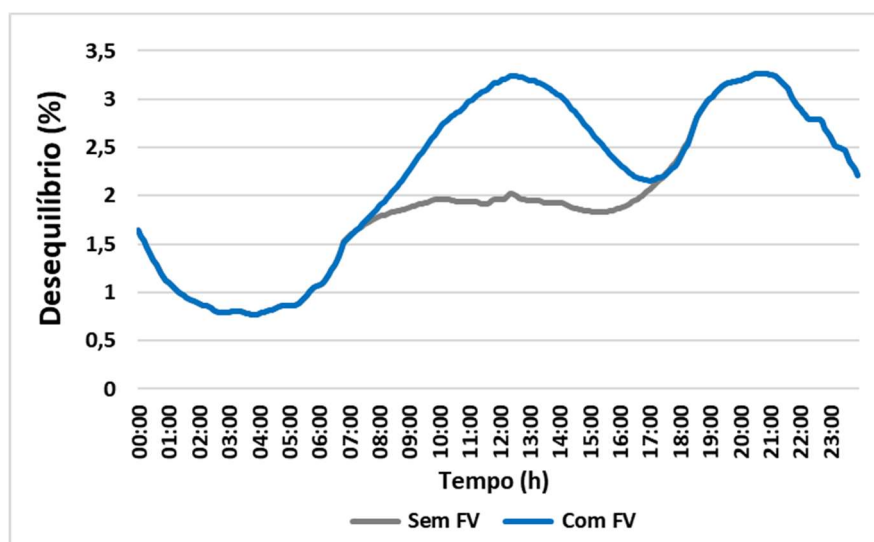


Figura 28 – Desequilíbrio de Tensão na Barra 675 Para Carga Pesada (Autor)

De acordo com os resultados verifica-se que o pior cenário se refere aos níveis de desequilíbrio de tensão é para demanda pesada na rede, visto que, para este caso o desequilíbrio é maior tanto se comparado a demanda leve quanto para a demanda normal. Esse fenômeno ocorre devido a simulação de sobrecarga de 50% no sistema e assim resultando em 150% do carregamento nominal, isso faz com que o desequilíbrio existente nas cargas seja elevado e assim intensificando o desequilíbrio de tensão nas barras. Quando a carga no sistema é leve o oposto acontece e o fenômeno pode ser explicado com o mesmo raciocínio citado. A carga sofre uma redução de 50% em relação ao caso base (com carga normal), reduzindo as correntes nos barramentos do circuito ocasionando a diminuição do desequilíbrio de tensão nas barras.

Outro fator a ser analisado, embora a demanda leve tenha menores impactos de desequilíbrio de tensão o oposto acontece em relação a magnitude da tensão. Assim, a concessionária deve analisar ambos os fenômenos descritos neste trabalho a fim de mensurar a capacidade de hospedagem de GD em suas redes de distribuição.

2.3.2.1.2 – DISTÂNCIA ELÉTRICA EM RELAÇÃO À SUBESTAÇÃO

Para compreender os efeitos originados pela GD no desequilíbrio de tensão em relação a distância entre o ponto de conexão e a subestação e aos níveis de curto-circuito das barras, a GD do item anterior será conectada em dois pontos distintos do 13 barras, na barra 675 e, posteriormente, na barra 670. Nos cenários simulados, será extraído o desequilíbrio de tensão originado nas respectivas barras e os resultados exibidos nas figuras 29, 30, 31 e 32.

Com posse dos resultados nas figuras 27 e 28, a GD no sistema 13 barras contribui para que o desequilíbrio de tensão seja ampliado em ambos os casos, vale enfatizar que essa rede do IEEE é amplamente utilizada em literaturas por ser altamente desequilibrada.

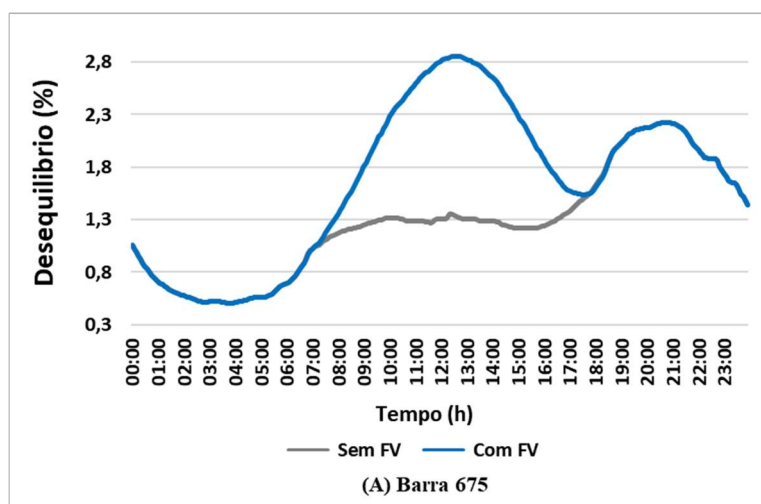


Figura 29 – Desequilíbrio de Tensão na Barra 675 Para GD Conectada na Barra 675 (Autor)

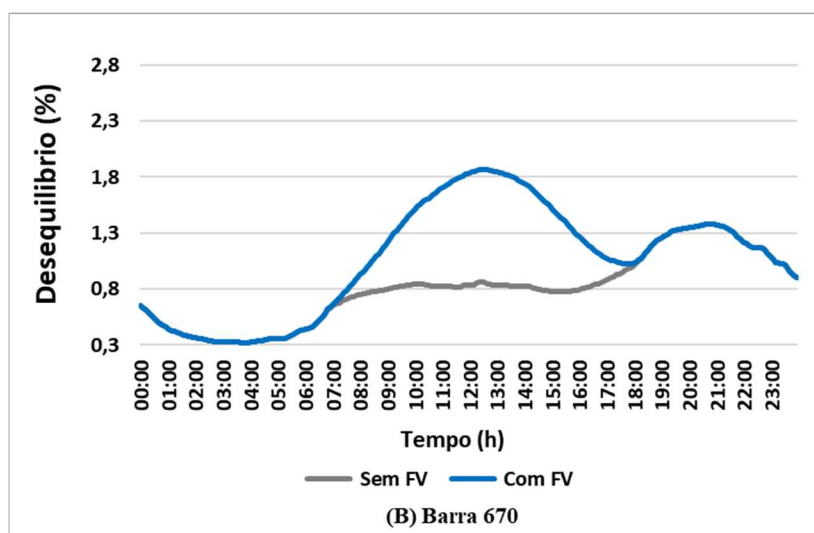


Figura 30 – Desequilíbrio de Tensão na Barra 670 Para GD Conectada na Barra 675 (Autor)

Como mostrado anteriormente nas figuras 29 e 30, a GD contribui com a diminuição da demanda nos circuitos, porém, ela é empregada em duas fases e por consequência o desequilíbrio de tensão nas barras aumenta. É possível perceber que quando a GD é conectada na barra 675, as cargas apresentam maior sensibilidade no desequilíbrio de tensão, visto que, nas figuras 31 e 32 o desequilíbrio de tensão é mais suavizado do que em 29 e 30. Esse resultado alinhado a teoria anterior demonstra que os efeitos percebidos pela injeção de potência pela GD são tão maiores na barra de conexão, quanto maior seu nível de curto-circuito.

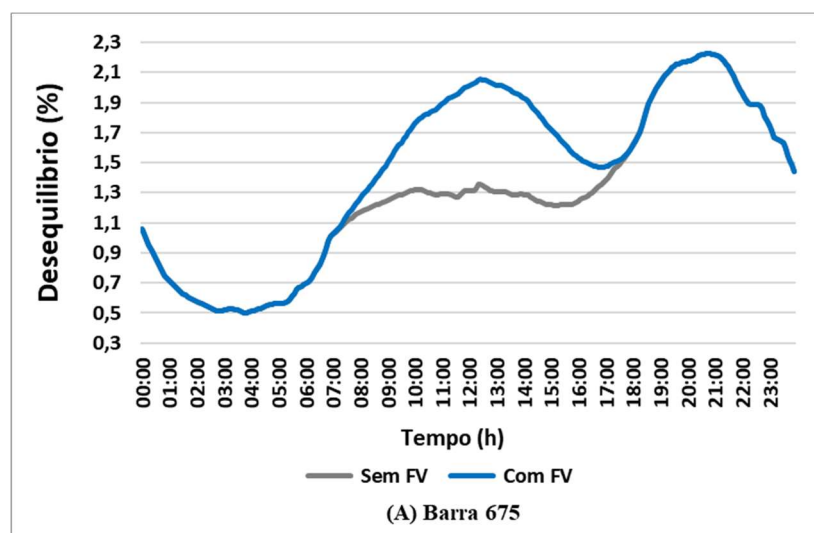


Figura 31 – Desequilíbrio de Tensão na Barra 675 Para GD Conectada na Barra 670 (Autor)

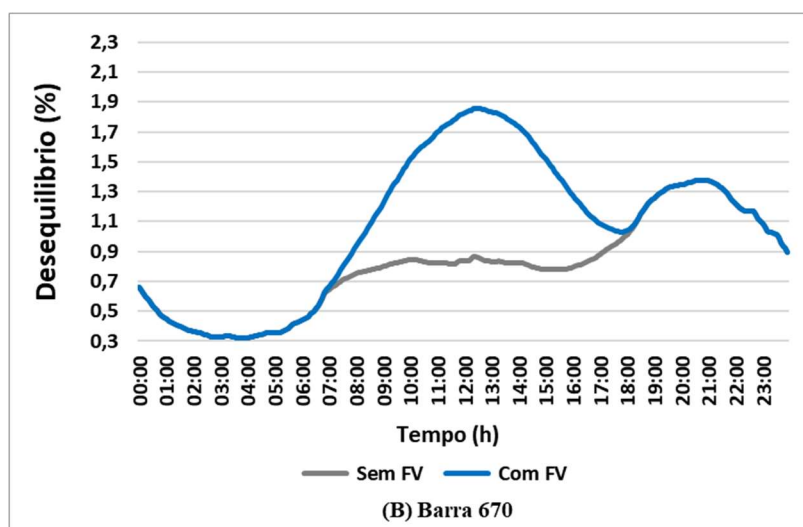


Figura 32 – Desequilíbrio de Tensão na Barra 670 Para GD Conectada na Barra 670 (Autor)

Portanto, para que as concessionárias possam identificar os pontos nos circuitos mais susceptíveis a extrapolar os limites de desequilíbrio de tensão definidos pelo Módulo 8 do PRODIST, ela deve analisar duas situações principais, o nível de curto-circuito nas barras em que a GD vai ser conectada e a distribuição da carga entre as fases.

2.3.3 – PROBLEMÁTICA E MÉTODOS DE ANÁLISE

O caso estudado e a metodologia utilizada podem servir de referência para avaliação dos impactos da GD nos níveis de desequilíbrio de tensão, mas com alguns pontos que devem ser evidenciados, pois o sistema já apresentava um desequilíbrio elevado e a GD conectada no sistema era monofásica. Porém, as redes secundárias possuem consumidores conectados em duas fases ou três fases, bifásico e trifásico, respectivamente. Portanto:

- (a) O aumento do nível de penetração de GD monofásica e/ou bifásica podem contribuir negativamente com o nível de desequilíbrio de tensão e, como resultado, provocar possíveis danos nos componentes da rede e outro possível impacto, devido ao desbalanço refletido nas correntes, aumentar as perdas técnicas existentes no circuito.
- (b) Deste modo, a concessionária deve utilizar metodologias de análise que permitam identificar a potência máxima que poderá ser injetada pela GD sem

que os níveis de equilíbrio de tensão sejam violados, prejudicando a qualidade da energia elétrica entregue aos consumidores.

Como pode ser observado no cenário estudado, a GD inserida no sistema contribuiu para que o desequilíbrio de tensão fosse aumentado. Assim, uma metodologia interessante para as concessionárias avaliarem os impactos da GD, seria aumentar progressivamente a potência injetada pela GD de modo a perceber os efeitos no desequilíbrio de tensão, se os índices seriam elevados ou minimizados após a operação da GD. Ademais, o nível de carregamento da rede deve ser considerado devido as particularidades citadas anteriormente e pontos do circuito considerados mais “fracos” do sistema, ou seja, com baixo nível de curto-circuito.

2.4 – ANÁLISE DO FLUXO DE CORRENTES

Grande parte dos sistemas elétricos de potência de distribuição foram projetados para operar de forma radial, sendo a energia elétrica produzida em centros geradores e transportada até os consumidores através da transmissão e distribuição. Com o emprego da geração distribuída pelos consumidores da rede secundária para liquidar seu autoconsumo, o fluxo de corrente das redes tem a possibilidade de ser aliviado. Vale ressaltar que se a potência injetada pela GD é maior que a demanda solicitada pela carga, o excedente da geração é direcionado à rede primária, acarretando uma inversão do fluxo das correntes em relação ao sentido típico de transporte. Esse fenômeno pode originar alguns transtornos na operação da rede, como violação dos limites térmicos dos condutores, deste modo os condutores podem perder suas propriedades originais. Neste caso, a concessionária necessita analisar os impactos da operação da GD em suas redes quanto ao fluxo das correntes em regime permanente e os possíveis impactos nos condutores das linhas com definição compreensível.

2.4.1 - ANÁLISE TEÓRICA

Para ilustrar de maneira simplificada o comportamento das correntes em um sistema de distribuição, será utilizado a figura 33, onde a corrente elétrica consumida pela

carga pode ser definida utilizando a equação (2.8). No sistema apresentado, com a chave de conexão fechada e considerando que a corrente flui da rede elétrica para a carga, a potência injetada na barra é dada por $P = P_{Carga} - P_{FV}$ e $Q = Q_{Carga} - Q_{FV}$, onde $P_{FV} + j Q_{FV}$ é a potência provinda da GD e $P_{Carga} + j Q_{Carga}$ a potência consumida pela carga.

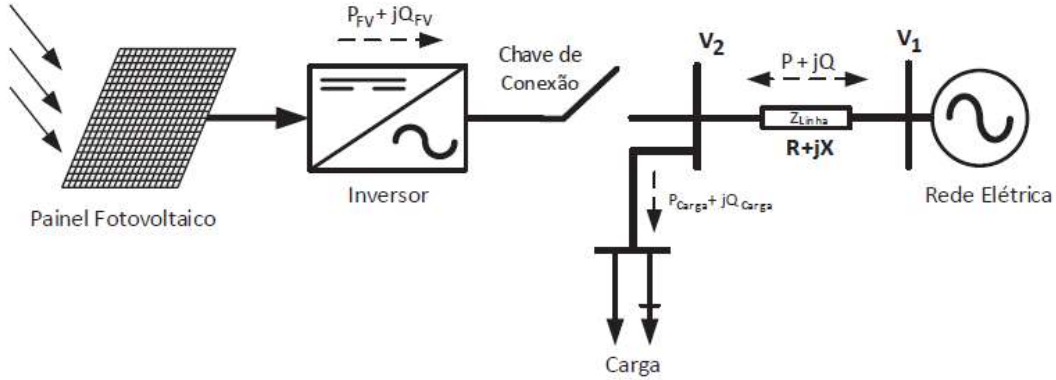


Figura 33 – Sistema de Distribuição com Carga e Geração Fotovoltaica (GODOI, 2019)

$$\dot{I} = \frac{P - jQ}{\dot{V}_2} = \frac{(P_{Carga} - P_{FV}) - j(Q_{Carga} - Q_{FV})}{\dot{V}_2} \quad (2.8)$$

Desprezando a abertura angular entre a barra da rede elétrica e da carga e assumindo a fase da tensão na rede elétricas seja nula, $\dot{V}_2$ pode ser considerado um número real e o módulo da corrente é descrito pela equação (2.9).

$$|\dot{I}| = \left| \frac{(P_{Carga} - P_{FV}) - j(Q_{Carga} - Q_{FV})}{\dot{V}_2} \right| = \frac{\sqrt{(P_{Carga} - P_{FV})^2 + (Q_{Carga} - Q_{FV})^2}}{\dot{V}_2} \quad (2.9)$$

Algumas informações relevantes podem ser extraídas da equação (2.9):

- Diminuição no fluxo das correntes: para o cenário em que a potência injetada pela GD é menor que o consumo da carga ($P_{Carga} > P_{FV}$), o aumento da potência fornecida pela GD diminui o fluxo de corrente no sistema. Este fenômeno é justificado pelo fato de a GD estar fornecendo a potência para o consumo da carga, diminuindo a corrente solicitada à rede elétrica com origem da rede primária.
- Fluxo de corrente mínimo: para esta situação, a carga tem seu consumo atendido totalmente pela GD sem excedente de geração, ou seja, a potência

da GD é igual a demanda da carga ($P_{carga} = P_{FV}$). Portanto, o fluxo de corrente para a respectiva barra com GD admite seu valor mínimo, devido a demanda da carga ser totalmente alimentada pela GD.

- (c) Aumento do fluxo das correntes: quanto a potência disponibilizada pela GD excede a demanda solicitada pela carga ($P_{carga} < P_{FV}$), assim, o aumento da produção da GD faz com que o módulo da corrente também seja elevado, invertendo o sentido do fluxo da corrente no circuito, transportando a corrente da rede primária à rede secundária. Essa condição de operação acontece para determinada potência injetada na barra, até que a corrente em fluxo reverso atinja o limite máximo do condutor. Este cenário ocorre quando a GD tem condição suficiente de suprir a demanda local na rede secundária e, então, o excedente é direcionado a rede primária.

2.4.2 - ANÁLISE VIA SIMULAÇÃO COMPUTACIONAL

A fim de esclarecer sobre o comportamento do módulo das correntes nas barras da rede, este item tem o objetivo de avaliar o limite de transmissão de corrente de um condutor. Como mostrado anteriormente, o limite de transmissão de corrente de um condutor é a máxima corrente que o mesmo pode transportar em determinado intervalo de tempo (em regime permanente), sem que o cabo seja comprometido ou tenha suas propriedades físicas alteradas.

Para verificar tal fenômeno, o estudo será baseado na conexão da GD monofásica conectada na fase A da barra 675, operando com fator de potência unitário. A mesma metodologia empregada para análise da magnitude da tensão será utilizada, aumenta-se o valor da capacidade instalada da GD até que o limite térmico no condutor seja violado.

Segundo (TORQUATO, 2014), em redes primárias com geradores distribuídos, a corrente em regime permanente em geral não é um fator limitante para a instalação de uma unidade. Porém, para a rede secundária nem sempre isso acontece, pelo fato de nessas redes a corrente a ser injetada para que o condutor viole seus limites de capacidade, é muito maior considerando as grandezas apresentadas anteriormente, magnitude de

tensão e o desequilíbrio de tensão. Pode-se constatar tal fato na tabela 6, onde o limite é atingido na fase A da barra 675.

Tabela 6 – Características Técnicas da GD inserida na rede (Autor)

Barra de Conexão	Fase de Conexão	Potência da GD (MWp)	Potência em Relação à Carga Total (%)	Potência em Relação à Potência Nominal do Alimentador (%)
675	A	1,5	42,9	30

Para acompanhar a evolução dos níveis de corrente em função da variação da potência injetada pela GD, foi gerado a figura 34. O horário escolhido para realizar a análise foi o de 12 horas, que é onde a geração fotovoltaica tem sua geração maximizada.

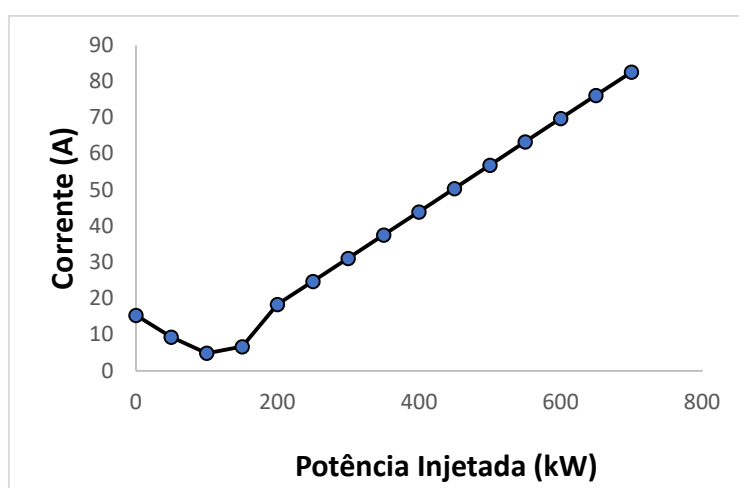


Figura 34 – Fluxo na corrente na Fase A da Linha 692-675 (Autor)

Na figura é possível visualizar a teoria comentada na seção anterior, até a faixa de 200 kW aproximadamente, com o incremento de potência o fluxo de corrente na fase A da linha 692 a 675 é reduzido, pelo fato de a GD estar em operação e contribuir com a redução de corrente nos ramos. Quando a potência injetada na rede ultrapassa esse valor é possível perceber a inversão do fluxo da corrente e a elevação na magnitude da tensão, para este caso, a demanda disponibilizada pela GD supera a demanda da carga ($P_{carga} < P_{FV}$) e o excedente dessa geração passa alimentar as cargas próximas do ponto de conexão da GD. Se a potência da GD continuar crescendo (P_{FV}), pode ocorrer a inversão do fluxo de corrente entre a rede secundária e a rede primária do sistema elétrico, de modo que a GD direcione fluxo de corrente sentido a rede primária.

2.4.2.1 – ESTUDOS DE SENSIBILIDADE

Os estudos de sensibilidade realizados neste item buscaram avaliar os impactos no fluxo das correntes da rede por consequência da conexão da GD para diferentes cenários de operação, como diferentes características do sistema elétrico e de acoplamento de modo a identificar a influência da GD sobre o sistema estudado. Os aspectos avaliados estão descritos abaixo:

- diferentes condições de carregamento: carga leve e pesada;
- distância entre o alimentador e ponto de interconexão da geração.

2.4.2.1.1 – NÍVEL DE CARREGAMENTO DO SISTEMA

Para analisar os impactos originados no carregamento da rede quanto a potência máxima injetada pela GD, será utilizado três cenários de nível de carga, considerando carga normal, leve e pesada. Para seguimento dos estudos, a GD da tabela 7 foi conectada a rede, implementada com fator de potência unitário conforme regulamentação normativa vigente. Os fluxos de correntes obtidos no sistema são mostrados nas figuras 35, 36 e 37.

Tabela 7 – Características Técnicas da GD inserida na rede (Autor)

Barra de Conexão	Fase de Conexão	Potência da GD (kWp)	Potência em Relação à Carga Total (%)	Potência em Relação à Potência Nominal do Alimentador (%)
634	A	250	7,1	5,0

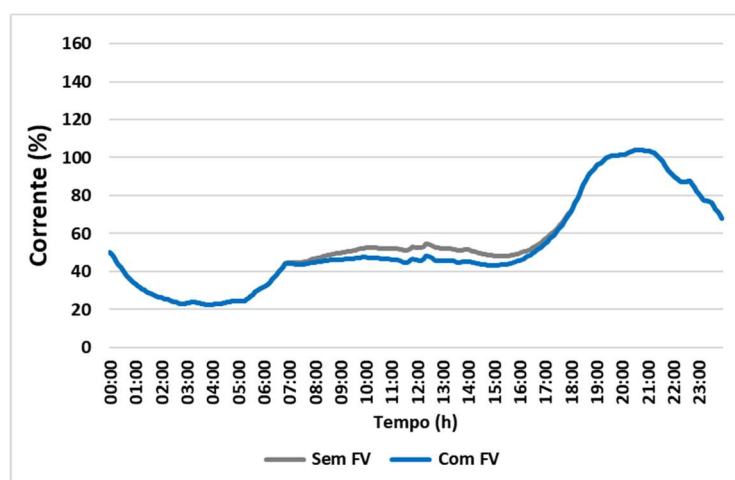


Figura 35 – Fluxo na corrente na Fase A da Linha 692-675 com Carga Normal (Autor)

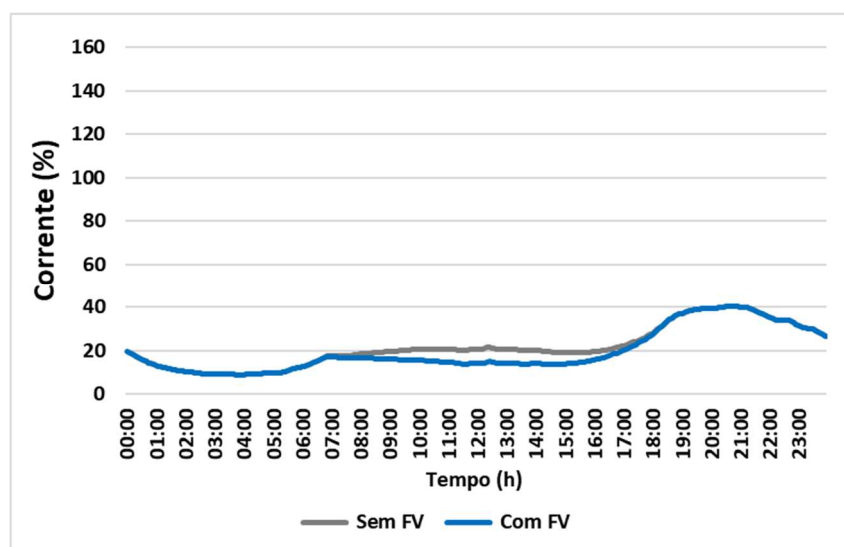


Figura 36 – Fluxo ne corrente na Fase A da Linha 692-675 com Carga Leve (Autor)

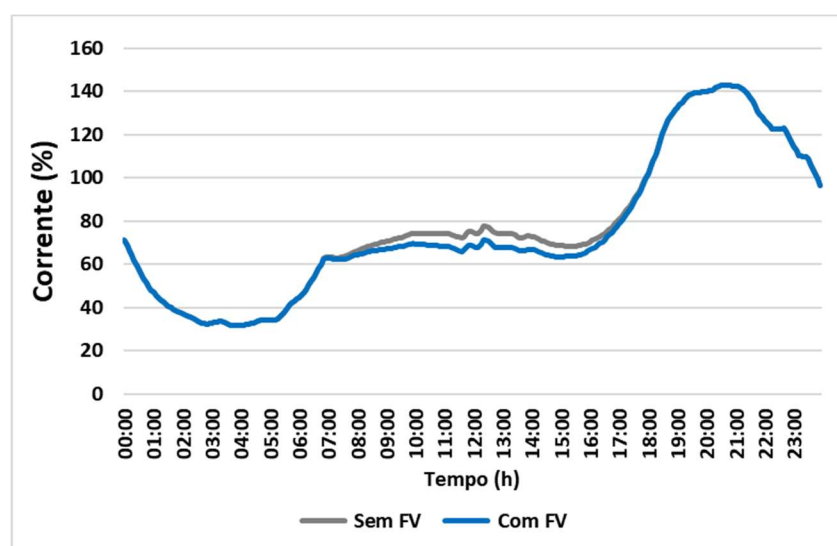


Figura 37 – Fluxo ne corrente na Fase A da Linha 692-675 com Carga Pesada (Autor)

O cenário com a rede operando com carga leve foi o que teve maior sensibilidade para a conexão da GD na barra 634, com variação em torno de 10%, dado que a carga nesse momento é a menor nos cenários estudados e, portanto, com maiores possibilidades de ocorrência de inversão de fluxo. Quando a rede estudada está em operação com demanda pesada, a demanda após a conexão da GD na barra 634 pouco se altera assim esse cenário admite um maior nível de penetração de geração fotovoltaica em relação ao com demanda leve. Verifica-se nos cenários estudados que após a correção da GD, o fluxo de corrente é reduzido em todos os casos, porém, com a demanda pesada apresenta menor sensibilidade.

2.4.2.1.2 – DISTÂNCIA ELÉTRICA EM RERAÇÃO À SUBESTAÇÃO

Com foco em analisar o impacto da GD no fluxo de corrente do sistema em relação à distância entre o ponto de conexão e a subestação. Assim, foi conectado a GD da tabela 5 primeiramente na barra 675 para calcular o fluxo de potência e, posteriormente, repetido o cálculo com a GDFV conectada na barra 670.

As figuras 38 e 39 apresentam o carregamento no alimentador da subestação com a comparação da conexão da GD nos diferentes pontos.

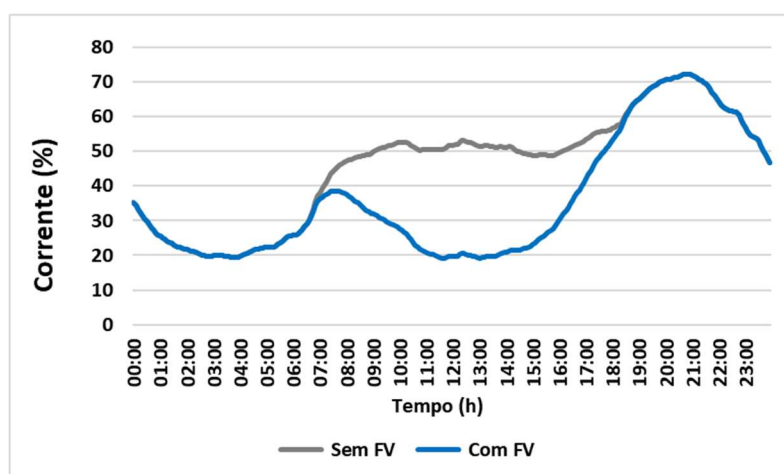


Figura 38 – Corrente na Fase A do Secundário do Alimentador na SE com a GD na Barra 675 (Autor)

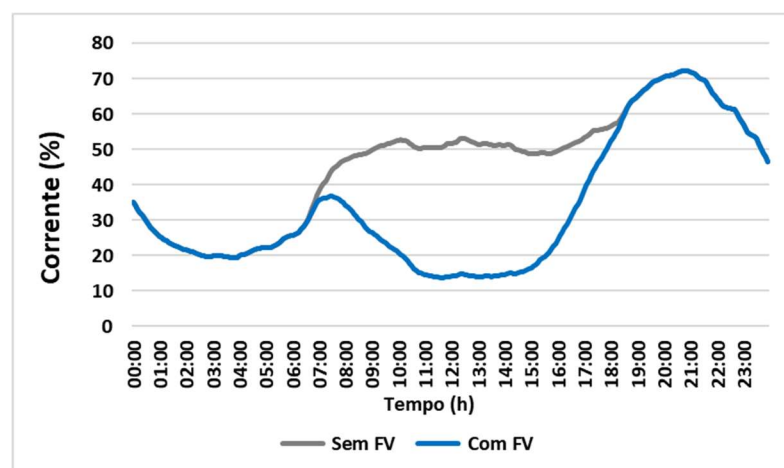


Figura 39 – Corrente na Fase A do Secundário do Alimentador na SE com a GD na Barra 670 (Autor)

Como pode ser observado nas figuras 38 e 39, a geração próxima ao alimentador tende a aliviar mais o fluxo de corrente no alimentador, porém, outros fatores devem ser considerados na análise, como a carga conectada ao barramento, por exemplo. Para o caso estudado, a carga na fase A da barra 675 é muito maior que a carga da barra 670, conforme o unifilar exibido na figura 10. Esse fator contribui para que o alimentador tenha maior

alívio de carga quando a GD é conectada na barra 670 do que na 675. A figura 40 mostra as potências na fase A do alimentador para cada cenário de conexão da GD.

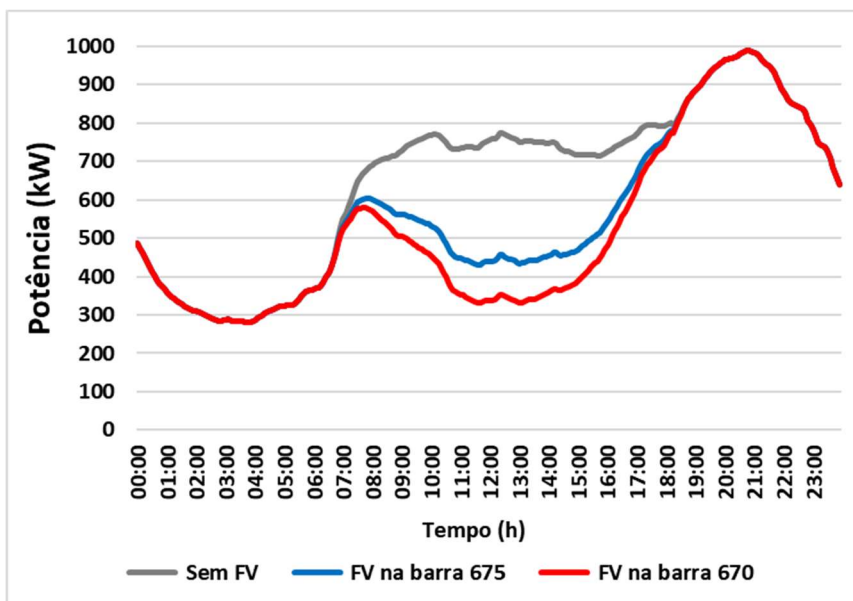


Figura 40 – Potência na Fase A do Alimentador SE para Conexão da GD em Diferentes Pontos (Autor)

Assim, o fluxo de corrente no sistema é um aspecto relevante para analisar a capacidade de hospedagem da rede, pois ele esboça o nível de carregamento nos circuitos e se pode ocorrer a violação dos limites da linha. Outra característica observada no cenário estudado, refere-se ao ponto de conexão da GD alinhado com a característica de consumo nesse ponto, visto que, a barra 675 admite maior injeção de potência devido a mesma estar mais distante da SE do que a barra 670 e o consumo na barra 675 ser superior ao da barra 670.

2.4.3 – PROBLEMÁTICA E MÉTODOS DE ANÁLISE

Com base na teoria mostrada e as simulações desenvolvidas, percebe-se que quando a potência injetada pela GD aumenta e supera a demanda local solicitada pelas cargas, origina a inversão do fluxo de corrente com início na barra de conexão da GD e se estende pelo restante do sistema, ocorrendo a alimentação de outras cargas na rede próximas do ponto de acoplamento da GD. Se a potência produzida pela GD continuar elevando, por consequência a corrente também se eleva (conforme a equação (2.9), a potência da injetada é maior que a consumida ($P_{Carga} < P_{FV}$) e o aumento dessa diferença eleva o módulo da corrente) e em pontos distintos da rede, geralmente próximo do ponto

de injeção da GD, os condutores tenham os limites térmicos violados, o que pode causar danos físicos, reduzir a vida útil ou até mesmo inutiliza-los.

Frente ao exposto, a concessionária deve ter condições e metodologias adequadas para reconhecer a potência máxima de injeção por um gerador distribuído fotovoltaico, de modo a minimizar os impactos nos condutores da rede para diminuir as chances de atingir o limite térmico deles.

A metodologia para identificação desse efeito é bem similar ao apresentado anteriormente, corresponde a promover o cálculo do fluxo de potência trifásico diversas vezes, aumentando sucessivamente a potência nominal da GD que será conectada em algum ponto da rede até que o limite térmico de um dos condutores seja violado. Com posse desse valor, a concessionária mantém-se resguardada quanto a potências de GD's inferiores as obtidas a máxima levantada, cujo valor viola o limite de fluxo de corrente na rede.

De modo a reduzir a quantidade de estudos e facilitar as análises, a concessionária deve-se preocupar com pontos da rede que tenham menor consumo de potência, pois esses locais tendem a ter mais facilidade de fluxo reverso quando conectada a GD, visto que, nesse ponto a diferença entre potência de consumo (P_{Carga}) e a de injeção será menor (P_{FV}) e com o aumento da potência da GD, maior as chances de elevação no módulo da corrente e ocorrência do fluxo reverso.

2.5 – ANÁLISE DAS PERDAS ELÉTRICAS

A geração distribuída fotovoltaica conectada junto a carga têm o potencial para reduzir as perdas elétricas técnicas nas redes de distribuição, porém, para a concessionária pode ser diferente, devido ao fato da possibilidade de aumento das perdas em função do aumento do nível de penetração da GD. Uma das dificuldades encontradas no estudo do comportamento das perdas decorre das mesmas não possuírem característica de variação linear, mas sim quadrática devido, entre outros fatores, ser quadraticamente proporcional a magnitude da corrente. Este item tem como objetivo demonstrar o comportamento das perdas elétricas técnicas em uma rede com conexão de geração distribuída fotovoltaica.

2.5.1 - ANÁLISE TEÓRICA

As perdas elétricas em sistemas de distribuição de baixa tensão possuem características distintas se comparada a magnitude de tensão em relação a potência ativa injetada, pois esta manifesta comportamento aproximadamente linear como mostrado na seção 2.2 do presente capítulo. As perdas apresentam comportamento não linear quadrático e este pode ser mostrado utilizando um sistema simplificado com duas barras. A figura 41 exibe o sistema base para os estudos a serem realizados nessa seção. (AYRES, SALLES, FREITAS, 2014)

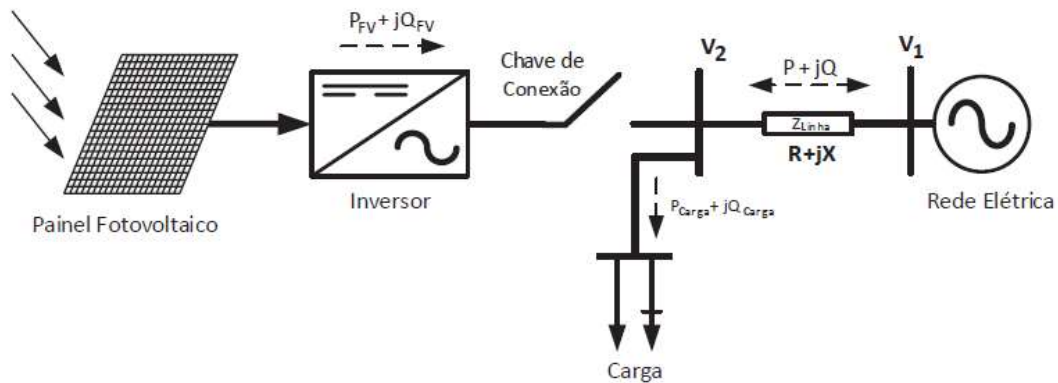


Figura 41 – Sistema de Distribuição com Carga e Geração Fotovoltaica (Autor)

A potência ativa entregue pela rede (P_R) no sistema e a tensão ($\dot{V}_1$) são mostradas nas equações (2.10) e (2.11), onde (δ) representa a abertura angular entre a tensão da rede elétrica ($\dot{V}_1$) e a corrente consumida ($\dot{I}$).

$$P_R = \dot{V}_1 \times \dot{I} \times \cos \delta \quad (2.10)$$

$$\dot{V}_1 = \dot{V}_2 + (R + jX) \times \dot{I} \quad (2.11)$$

Substituindo a equação (2.11) em (2.10) e manipulando as equações, temos:

$$P_R = \dot{V}_2 \times \dot{I} \times \cos \delta + (R + jX) \times \dot{I}^2 \times \cos \delta \quad (2.12)$$

Desta maneira, obtem-se a potência ativa entregue pela rede em função do consumo da carga ($P_C = \dot{V}_2 \times \dot{I} \times \cos \delta$) e da potência consumida pela rede que caracterizam as perdas técnicas da rede definida pelas equações (2.13) e (2.14).

$$P_{Perdas} = R \times \dot{I}^2 \times \cos \delta \quad (2.13)$$

$$Q_{Perdas} = X \times \dot{I}^2 \times \cos \delta \quad (2.14)$$

O comportamento das perdas elétrica em relação a potência injetada pode ser obtido considerando a magnitude da corrente nas linhas. Como as perdas são consequência do consumo da resistência e indutância das linhas e dos cabos, obtém-se:

$$\dot{S}_{perdas,linha} = \dot{Z}_{linha} \times I_{linha}^2 \quad (2.15)$$

De modo que $\dot{Z}_{linha} = R_{linha} + jX_{linha}$ é a impedância da linha avaliada e I_{linha} representa a corrente que flui na linha.

Portanto, utilizando a equação (2.15) pode-se mensurar a perdas ativas e reativas provenientes do consumo da linha, outra característica mostrada é o comportamento quadrático das perdas em função da corrente na linha.

A geração distribuída fotovoltaica tem o potencial de reduzir as perdas elétricas assim sendo uma das vantagens da conexão delas nas redes de distribuição. Porém, quando o nível de penetração de GD é elevado e a potência injetada pelos sistemas ultrapassam a demanda local, ocorre o fluxo reverso de potência o qual pode fazer com as perdas aumentem de forma significativa.

2.5.2 - ANÁLISE VIA SIMULAÇÃO COMPUTACIONAL

A fim de observar a teoria discutida no item anterior, o presente item mostra as simulações realizadas no OpenDSS para o cálculo do fluxo de potência na rede 13 barras do IEEE e, assim, possibilitar a análise no comportamento das perdas elétricas. As perdas elétricas reativas não foram analisadas nesta seção devido a resistência na linha ser muito maior que reatância e os SFV's modelados injetarem apenas potência ativa na rede em acordo com as RN brasileiras. (BARIONI; SCHMIDT; KAGAN; ROBBA, 1996)

Para estudar o comportamento das perdas no sistema, será realizado um estudo de caso para avaliar os efeitos em uma barra com conexão de GD. O SFV trifásico modelado para possibilitar os estudos foi conectado na barra 675 e habilitado para a simulação. Para que o estudo seja realizado, a potência será incrementada no sistema com passos de 50

kWp e assim permitir acompanhar o comportamento das perdas elétricas na rede, de modo a proporcionar a visualização da redução das perdas e posterior aumento.

A figura 42 apresenta o comportamento das perdas elétricas ativas nas três fases das linhas e dos alimentadores da rede em função do aumento da potência injetada pela GD conectada a barra 675 da rede.

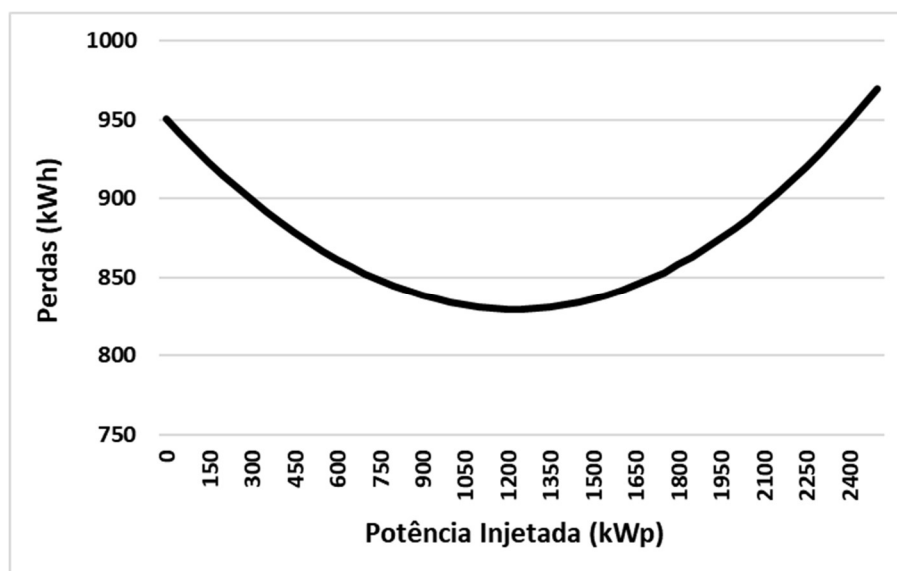


Figura 42 – Perdas Elétricas na Rede Estudada (Autor)

A GD conectada na rede tem o potencial de reduzir as perdas, trazendo um efeito positivo para o ponto de vista da concessionária, até o limite de 1,0 MWp de injeção as perdas que originalmente eram em torno de 950 kWh foram reduzidas para 833 kWh, aproximadamente 12% de redução. Porém, a partir de 1,4 MWp de capacidade de potência injetada na rede pela GD na barra 675, as perdas voltam a aumentar. Quando a potência do sistema está em torno de 2,4 MWp as perdas elétricas ultrapassam o valor do caso base e passam a representar um cenário negativo do ponto de vista da concessionária.

2.5.2.1 – ESTUDOS DE SENSIBILIDADE

O presente item, tem a finalidade de analisar o impacto no comportamento das perdas elétricas para diferentes cenários de estudo com base na rede secundária com conexão de geração distribuída fotovoltaica. Os fenômenos que serão analisados são descritos abaixo:

- diferentes condições de carregamento: carga leve e pesada;
- distância entre o alimentador e ponto de interconexão da geração.

2.5.2.1.1 – NÍVEL DE CARREGAMENTO DO SISTEMA

Seguindo a estrutura realizada anteriormente nas outras seções, esta análise de sensibilidade tem a finalidade de compreender o comportamento das perdas elétricas técnicas para diferentes cenários de carga. As análises foram realizadas considerando carga normal, leve (50% da carga normal) e pesada (150% da carga normal). A geração trifásica base para os estudos foi conectada na barra 675 com capacidade de 2 MWp, valor hipotético utilizado para extrapolar as perdas elétricas no sistema e não sendo dimensionado para garantir o autoconsumo das cargas na barra. A figura 43 apresenta a alteração nas perdas elétricas da barra para cada tipo de carregamento.

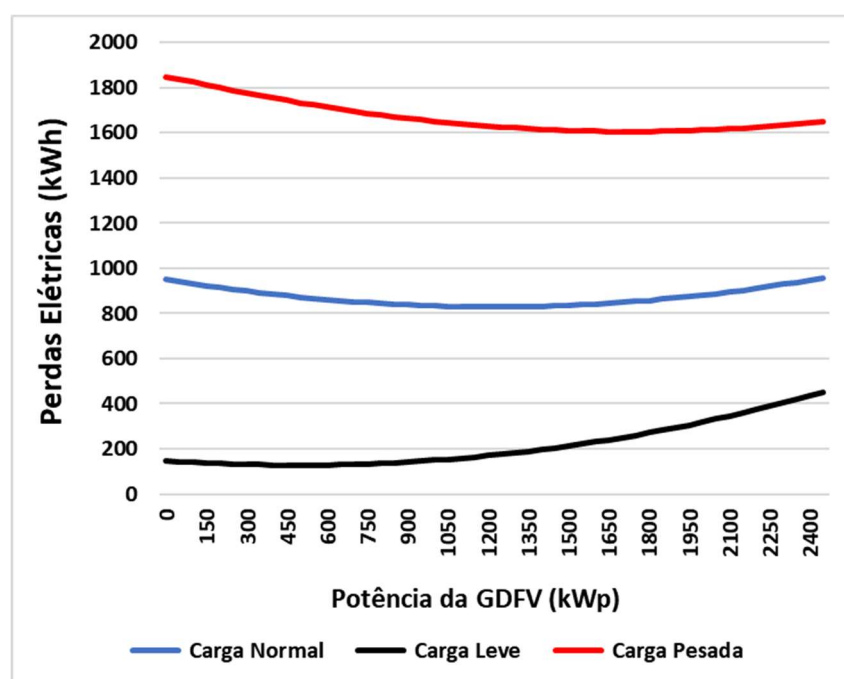


Figura 43 – Perdas Elétricas Ativas na Rede Para Diferentes Cenários de Carregamento (Autor)

Para obter a figura 43, a potência dos sistemas foi elevada de 50 em 50 kWp de modo a possibilitar a identificação do comportamento das perdas elétricas. A partir dos resultados, o cenário com carga pesada apresenta maiores perdas elétricas na rede em relação aos demais, devido a magnitude de corrente solicitada pelas cargas neste cenário serem mais elevada. Para os casos com carga normal e pesada, ocorre a redução das

perdas para a conexão de GD com potência até 1 MWp, a partir desse valor elas estabilizam por determinado momento e depois voltam a aumentar com o aumento da potência injetada. Para o caso com a carga leve, as perdas são bem inferiores em relação aos outros casos estudados, porém, apresentam o comportamento crescente em consequência dos níveis de correntes serem bem inferiores e o suficiente para proporcionar a inversão do fluxo de corrente.

Frente aos resultados expostos, as perdas elétricas na rede podem ser reduzidas de acordo com a potência injetada pela GD, sendo um ponto positivo para a concessionária, porém, a partir de certo nível de penetração o oposto ocorre podendo então impactar no rendimento de operação da rede.

2.5.2.1.2 – DISTÂNCIA ELÉTRICA EM RELAÇÃO À SUBESTAÇÃO

Como foi visto no item anterior, a partir da variação do grau de carregamento da rede e da capacidade de geração dos sistemas fotovoltaicos, as perdas podem ser reduzidas ou elevadas em consequência do aumento da potência injetada. O presente item tem como objetivo avaliar o comportamento das perdas elétricas em relação a variação do local do ponto de conexão da GD. A GDFV trifásica foi conectada nas barras 670 e 675 do sistema e a potência injetada será variada de 50 em 50 kWp para avaliar o comportamento das perdas elétricas.

A figura 44 apresenta os resultados das perdas elétricas obtidos na simulação.

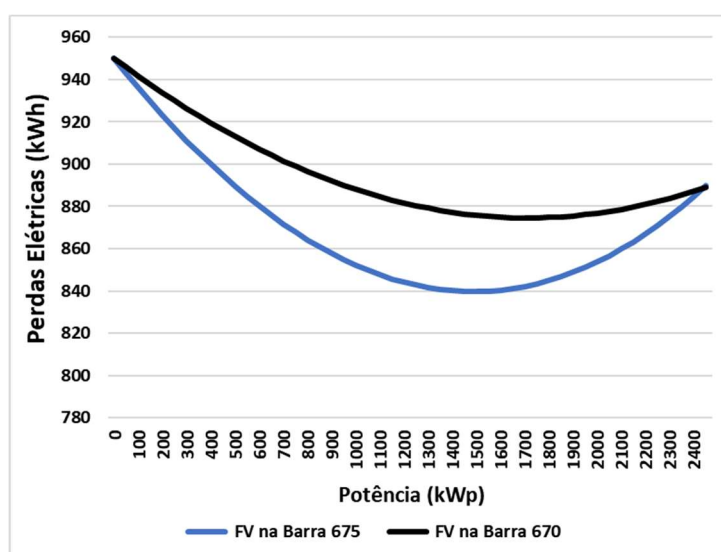


Figura 44 – Perdas Elétricas Ativas na Rede Para Diferentes Cenários de Conexão da GD (Autor)

As perdas elétricas foram reduzidas para a conexão da GD em ambas as barras da rede com relação ao caso base. Porém, as perdas foram maiores para o caso da conexão da GD na barra 670 que é mais próxima da subestação, vale ressaltar que a carga conectada nessa barra é bem inferior se comparada com a da barra 675 (conforme o unifilar da rede na figura 10). Assim para um mesmo valor de potência injetada nas barras (670 ou 675), o fluxo reverso acontecerá com mais facilidade na barra 670 do que na 675.

2.5.3 – PROBLEMÁTICA E MÉTODOS DE ANÁLISE

Apesar da conexão de GD nas redes secundárias de distribuição serem atrativas do ponto de vista de redução das perdas elétricas, os estudos realizados mostram que esse pressuposto vale em partes. Uma vez que para determinados valores de potência de injeção pela GD, as perdas elétricas podem elevar, por consequência da inversão do fluxo de potência no ponto de conexão da geração, quando a potência injetada ultrapassa o valor do consumo da carga. A ocorrência desse fenômeno é um ponto relevante de análise para a concessionária de energia.

Uma boa metodologia de análise para estudo do comportamento das perdas elétricas, é similar a desenvolvida nesta seção, consiste em realizar simulações iterativas de cálculo de fluxos de potência, onde a capacidade de geração da GD é elevada integralmente no ponto acessante da rede e monitorando as perdas elétricas na rede para o cenário simulado. Quando as perdas estão em decrescimento, as GD's estão trabalhando em acordo com a subestação aliviando o carregamento solicitado ao alimentador, porém, tem um valor de potência mais crítico que corresponde ao ponto onde o fluxo de potência começa a ser invertido. As concessionárias de energia elétrica devem se atentar quando as perdas elétricas começam a ultrapassar o caso inicial devido a inversão de potência, visto que, esse fator pode prejudicar o rendimento e eficiência da rede e em caso extremo sensibilizar proteções do sistema elétrico.

2.6 – CONSIDERAÇÕES FINAIS

O presente capítulo apresentou e caracterizou os principais impactos técnicos provocados pela GDFV em regime permanente nas grandezas elétricas de um sistema de distribuição, com as análises aplicadas apenas para uma fase do sistema ao qual foi conectado o SFV. A metodologia aplicada para entendimento dos impactos dos SFV's nas grandezas elétricas da rede consistiu na demonstração teórica, seguido pela simulação computacional com análise de sensibilidade nos níveis de carregamento e a distância entre a subestação e ponto de conexão da GDFV e, por fim, com a problemática e método de análise para as tensões no sistema, desequilíbrio de tensão, fluxo de corrente e perdas elétricas.

A elevação na magnitude da tensão, desequilíbrio de tensão e fluxo de corrente impactam a qualidade da energia elétrica na rede e podem originar problemas nos equipamentos que perfazem o sistema de distribuição. A elevação de tensão ocorre a partir da conexão massiva de GD na rede e na existência do fluxo reverso conforme foi demonstrado nas simulações computacionais do capítulo. O fluxo de corrente e as perdas elétricas podem ser reduzidos de acordo com o NP de sistemas conectados na rede. O desequilíbrio de tensão foi analisado a partir de sistemas hipotéticos para maximização dos impactos e conectado em uma fase para obtenção de um pior cenário, porém, GD com capacidade instalada acima de 10 kWp são do tipo bifásico ou trifásico tendo uma distribuição de potência de maneira mais adequada as fases do sistema.

Desta forma, é demonstrado teoricamente e a partir de simulações computacionais os impactos que a GDFV pode originar nas grandezas elétricas das redes de distribuição e problemas na qualidade da energia elétrica na ocorrência de violação dos limites estabelecidos pelo PRODIST.

3. DESCRIÇÃO DO SISTEMA, MODELAGEM NO OPENDSS E DESENVOLVIMENTO DO PROJETO

3.1 – CONSIDERAÇÕES INICIAIS

Após o estudo realizado no capítulo anterior, onde foram analisados os impactos da GD no sistema de 13 barras do IEEE, focado em identificar as alterações na magnitude da tensão, no desequilíbrio de tensão, no fluxo de corrente e nas perdas elétricas, a partir da análise teórica, computacional e de sensibilidade. O objetivo do presente capítulo é apresentar o alimentador real localizado na cidade de Itumbiara-GO, os consumidores e os componentes do sistema que proporcionam o fluxo de potência entre esses elementos. O sistema de distribuição é modelado, demonstrando a implementação da modelagem no software OpenDSS e é exposto o método probabilístico de Monte Carlo para o desenvolvimento do projeto.

3.2 – SOFTWARE OPENDSS

O OpenDSS é um software com a finalidade de simular sistemas elétricos de distribuição e calcular fluxos de potências nas redes modeladas, o que permite realizar diversos estudos, incluindo com relação ao impacto de geração distribuída fotovoltaica.

As principais vantagens da utilização do OpenDSS para a realização das simulações, são:

- Resolução de fluxo de potência em diversos modos, como exemplo o modo instantâneo, diário ou duração com intervalos definidos;
- Análise do sistema de distribuição com diversos parâmetros e medidas elétricas que perfazem a rede;
- Modelagem de geradores fotovoltaicos e eólicos, entre outros.

O OpenDSS fornece uma ferramenta de ajuda ao usuário que apoia na execução da modelagem do sistema, essa ferramenta de ajuda apresenta quais parâmetros técnicos podem ser inseridos (como as listadas acima) e a definição do elemento. O ícone que corresponde a ferramenta de ajuda do OpenDSS é mostrado na figura 45.



Figura 45 – Barra de Ferramentas do OpenDSS (Autor)

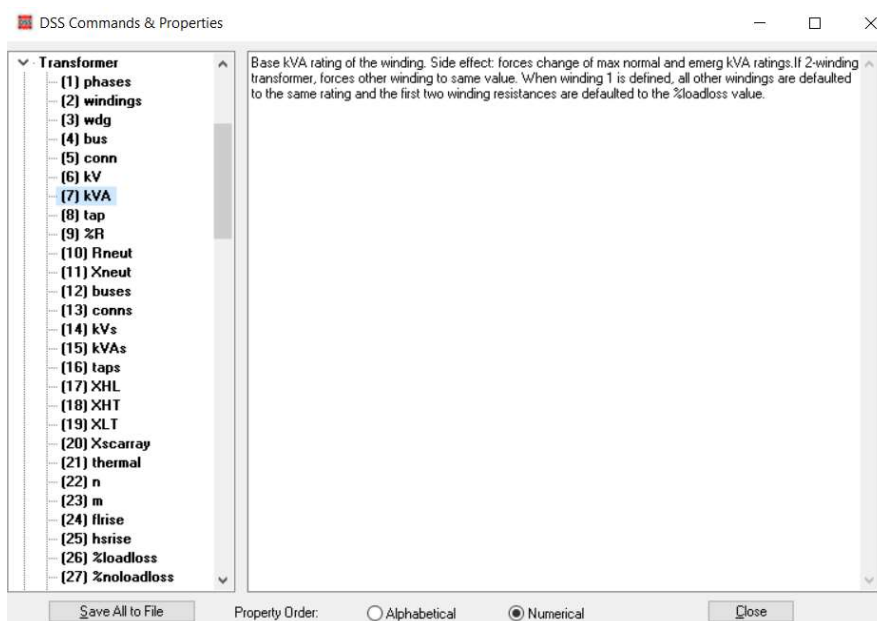


Figura 46 – Janela de Apoio ao Usuário do OpenDSS (Autor)

Quando a opção é selecionada, a janela com as informações referente aos elementos que podem ser modelados no OpenDSS e quais informações podem ser inseridas, é aberta. A figura 46 demonstra janela da ferramenta de ajuda com o exemplo da definição do elemento “Transformer” e o parâmetro “kVA”, que correspondem ao transformador e a potência aparente nominal, respectivamente.

O OpenDSS possui a interface COM, desenvolvida pela Microsoft, que é a base para a realização dos estudos neste trabalho. A interface COM permite ao usuário a utilização de outros software's (Python, MatLAB, VBA, entre outros) para controlar e/ou alterar parâmetros no OpenDSS.

3.3 – SOFTWARE MATLAB

O OpenDSS não possibilita soluções iterativas e o projeto tem o objetivo de simular inúmeros cenários, a exemplo, os diferentes níveis de penetração fotovoltaica. Deste modo, é utilizado o software o MATLAB (MATrix LABoratory) que permite uma análise iterativa e processos de design por meio de linguagens de programação

(MathWorks). O OpenDSS é controlado pelo MATLAB a partir da interface COM de modo a possibilitar a criação de cenários com diferentes características de nebulosidade, diversos níveis de penetração e realização de inúmeras simulações para aplicação do método probabilístico de Monte Carlo.

A figura 47 mostra o fluxograma que representa a interação entre MATLAB e OpenDSS.

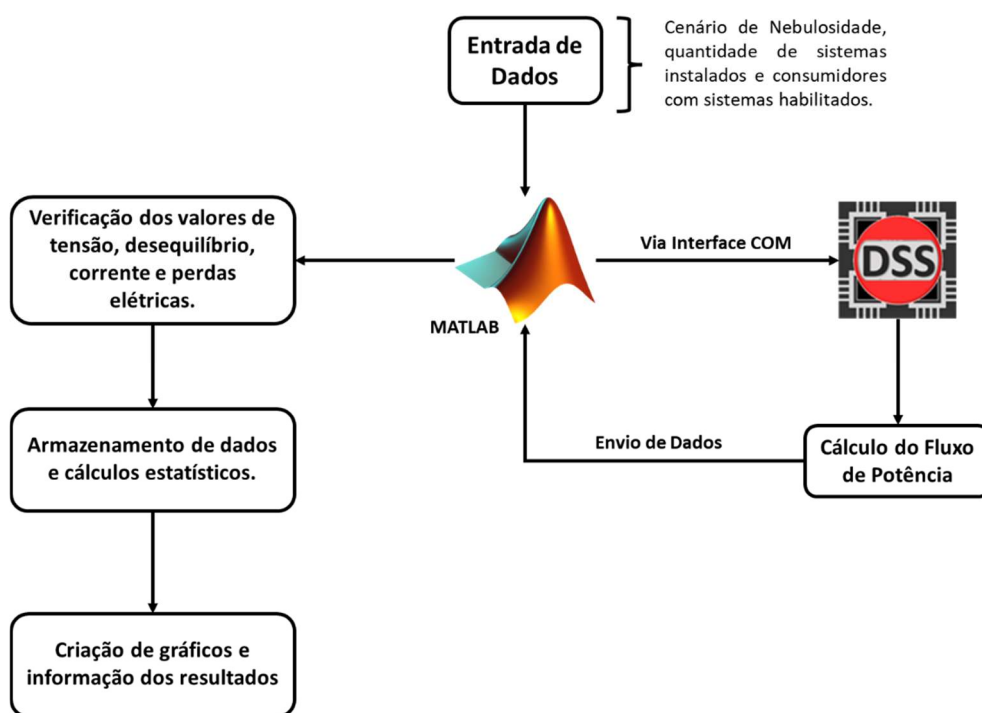


Figura 47 - Fluxograma da Lógica de Programação (Autor)

A conexão entre MATLAB e OpenDSS é realizada a partir da inicialização do OpenDSS via MATLAB, com o comando:

```
DSSobj = actxserver('OpenDSEngine.DSS');
```

Em seguida, é necessário criar o caminho com o diretório do arquivo do OpenDSS que será controlado pelo MATLAB:

```
DSSText.command = 'Compile (Diretório do Arquivo .DSS)'
```

Vale ressaltar que os arquivos criados no OpenDSS e MATLAB devem estar armazenados em uma mesma pasta. Por fim, cria-se as funções que proporcionam a solução do circuito e cálculo do fluxo de potência. A seguir é demonstrado alguns exemplos destas funções:

```

DSSText = DSSobj.Text;
DSSCircuit = DSSobj.ActiveCircuit;
DSSSolution = DSSCircuit.Solution;
DSSMonitor = DSSCircuit.Monitor;
DSSPVSystem = DSSCircuit.PVSystem;
DSSTransformers = DSSCircuit.Transformers;

```

Deste modo o OpenDSS está sincronizado com o MATLAB e apto a realizar comandos e cálculos conforme a lógica implementada.

Os cenários de estudo são criados no MATLAB e a comunicação realizada via interface COM com o OpenDSS, para então calcular o fluxo de potência do sistema modelado. O OpenDSS retorna com os resultados para o MATLAB, como as tensões nas barras, tensões de sequência positiva e negativa, correntes e as perdas elétricas para cada cenário.

O MATLAB possibilitou fazer as simulações iterativas e desenvolver os sistemas e cenários variados de controle no OpenDSS. As grandezas elétricas obtidas nos resultados são armazenadas em variáveis e após a finalização da simulação, são exportadas em planilhas do Excel para possibilitar as análises.

3.4 – DEFINIÇÃO DOS CONCEITOS BÁSICOS DE ESTATÍSTICA E PROBABILIDADE

A aleatoriedade existente nos sistemas de energia combinado com as incertezas na operação e consumo contribui para a utilização de métodos probabilísticos e critérios estatístico para os estudos das grandezas elétricas e parâmetros que compõe as redes de distribuição de maneira mais adequada do que o método determinístico. O método determinístico consiste na análise pontual ou momentânea do cálculo do fluxo de potência, por meio de fasores, como exemplo, de uma determinada situação e conforme mostrado no capítulo 2, a operação da rede ao longo do dia não é linear e a conexão da GDFV altera o comportamento do sistema no período que está em operação.

Os problemas de qualidade de energia que ocorrem nos barramentos são variantes no tempo, deste modo, é necessário a utilização de procedimentos da estatística e de análises probabilísticas para estudos desses fenômenos.

Algumas das dificuldades típicas encontradas com relação as variáveis elétricas é a verificação se alguma dada grandeza violou um limite pré-estabelecido durante o período de observação. Portanto, para análise dos resultados obtidos via simulação computacional foi empregado alguns métodos da estatística, entre eles, os histogramas, função de distribuição acumulada, percentil 95, entre outros.

Os histogramas possuem grande capacidade de compactar as informações extraídas e facilitar a automatização de processos, permitindo de maneira eficiente os estudos e monitoramento da qualidade de energia elétrica. Portanto, os histogramas proporcionam a análise e apuração dos resultados frente ao estabelecido pelo PRODIST e podem auxiliar as distribuidoras de energia elétrica na determinação de indicadores de qualidade e limites para a operação de seus ativos.

A função de distribuição acumulada (FDA) de uma variável, é a frequência que ela assume um valor inferior ou igual a esse valor. A frequência relativa acumulada, é a porcentagem relativa à frequência acumulada. A FDA é utilizada para determinar a probabilidade de uma característica aleatória que é extraída de uma variável seja menor ou igual a um determinado valor. (VIEIRA, 1999)

O percentil 95 é utilizado na estatística descritiva e retorna um valor percentil dentro de um intervalo com 100 partes (MICROSOFT, 2022). Neste trabalho, o P95% é calculado para as tensões máximas que violam o valor referência de 1,05 p.u. estabelecido pelo PRODIST e representa os valores que foram superados em 5% ao longo das simulações ou que não ultrapassaram o valor calculado dentro de 95% ao longo das simulações.

A metodologia aplicada para realização dos processos iterativos e extração dos resultados, foi implementada utilizando a Simulação de Monte Carlo. A simulação de Monte Carlo foi implementada utilizando o software MatLAB e será descrita a seguir. Logo depois, são identificados os parâmetros a serem considerados na avaliação dos impactos originados pela geração distribuída fotovoltaica.

3.5 – SIMULAÇÃO DE MONTE CARLO IMPLEMENTADA PARA ESTUDOS DOS IMPACTOS DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA FOTOVOLTAICA

O objetivo da utilização da simulação de Monte Carlo implementada neste trabalho é produzir diversos cenários referente a potência gerada pelos SFV's dos consumidores em uma rede de baixa tensão ao longo do período de um dia, identificar os impactos oriundos da conexão massiva dos SFV's e realizar as análises através de métodos probabilísticos nas inúmeras SMC's realizadas.

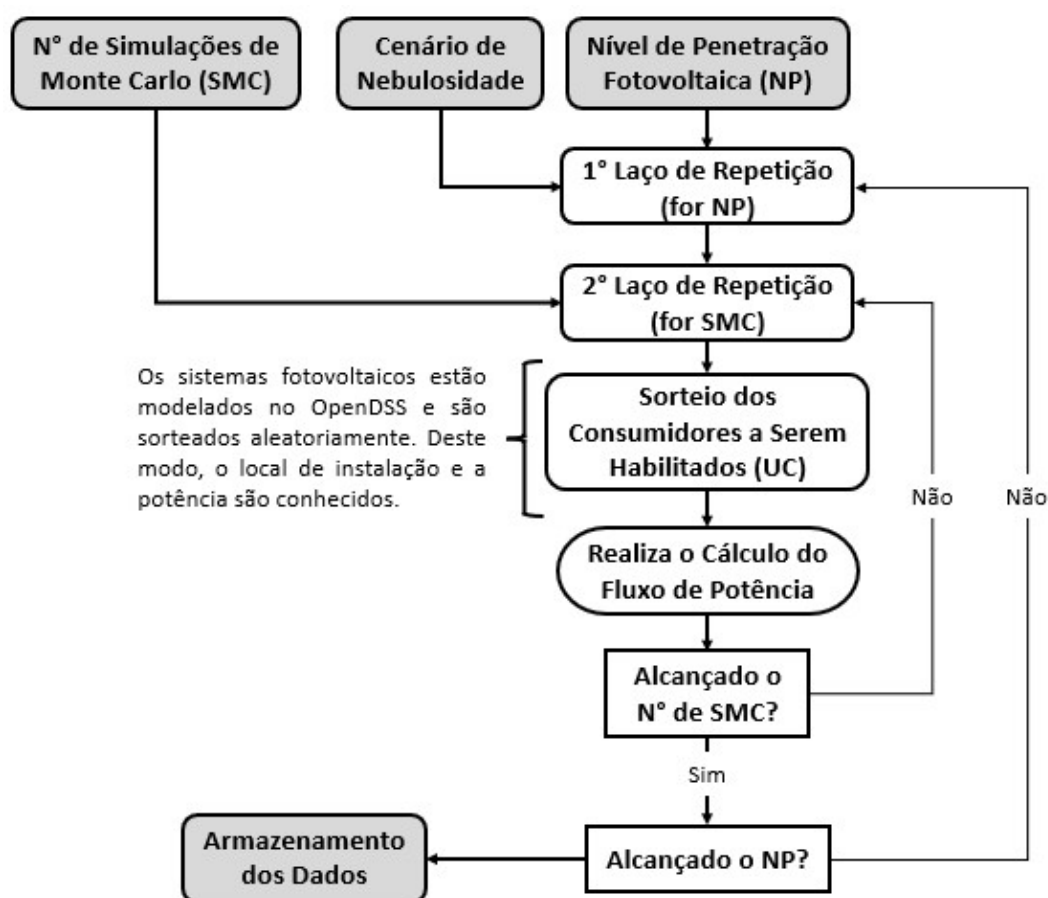


Figura 48 – Fluxograma da Lógica de Programação com os Laços de Repetição (Autor)

Para cada cenário criado pelo programa computacional, aqui denominado de SMC, realizava-se o cálculo do fluxo de carga de acordo com NP específico, ou seja, para cada quantidade de sistemas fotovoltaicos conectados na rede de distribuição, centenas de cenários são simulados. Uma vez concluída os valores das grandezas elétricas em pontos específicos são armazenados para análise posterior.

Os cenários foram criados para cada NP, possibilitando a separação dos resultados em mesma categoria e, assim, visualizar os impactos da GDVF a partir do aumento do NP. Portanto, a partir da criação e categorização de cenários, é possível identificar se a potência injetada pelos sistemas fotovoltaicos em algum instante (ao longo das 24 horas do dia) provocou violações técnicas nos parâmetros da rede com base no Módulo 8 do PRODIST para determinado NP.

No presente trabalho a variável aleatória considerada foi o local de instalação do gerador fotovoltaico, ou a unidade consumidora que receberá o sistema FV. As informações fornecidas pela concessionária contemplam o consumo médio mensal o que possibilitou o dimensionamento do gerador FV para garantir o autoconsumo e a fase o qual a unidade consumidora está conectada à rede de distribuição.

Os sistemas fotovoltaicos foram dimensionados a partir dos dados de consumo dos respectivos consumidores, deste modo, a potência nominal dos sistemas fotovoltaicos e fases de conexão estão modeladas no OpenDSS, porém, desabilitados da simulação a partir do parâmetro “enable” disponível no software. Então, a aleatoriedade é definida pela quantidade de SFV’s a serem habilitados na simulação e quais consumidores terão os sistemas habilitados.

Os SFV’s são habilitados com degrau de 10 em 10% nas SMC’s e o software MATLAB gera aleatoriamente quais dos consumidores tem seus sistemas habilitados na SMC para cada NP.

3.6 – REDE DE DISTRIBUIÇÃO SECUNDÁRIA

Os dados para a modelagem da rede elétrica foram disponibilizados pela concessionária local de energia elétrica. O transformador de distribuição tem a potência nominal de 75 kVA e o primário conectado em 13,8 kV, os consumidores são conectados entre fase e neutro com tensão de 220 V, sendo a tensão entre fases 380 V. A potência de curto-circuito monofásica e trifásica informadas para o ponto de conexão do transformador na média tensão é, respectivamente, 2,208 MVA e 6,625 MVA.

A figura 49, mostra a localização do sistema que será estudado neste trabalho. Em azul escuro é mostrado a rede primária de média tensão (13,8 kV entre fases) e em azul

claro, a rede secundária de baixa tensão (380 V entre fases) onde serão realizadas as análises.



Figura 49 – Localização da Rede no Município de Itumbiara-GO (ENEL GOIÁS)

A figura 50 ilustra a rede de distribuição secundária localizada na cidade de Itumbiara, ao lado do campus do IFG.

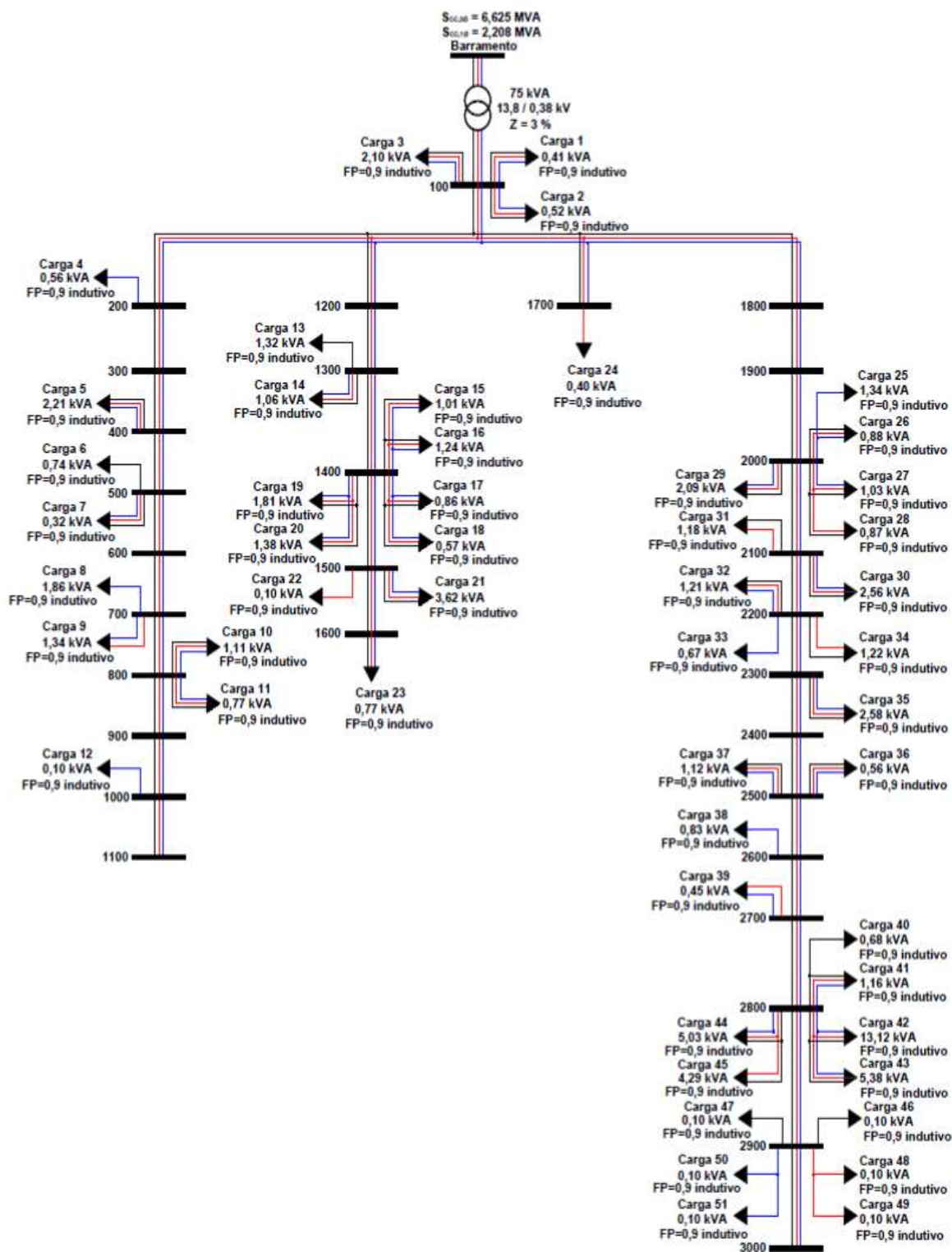


Figura 50 – Unifilar da Rede de Baixa Tensão Real (Autor)

A rede elétrica é formada por 51 consumidores com diferentes ramais de ligação e em diferentes fases. As potências das cargas foram obtidas a partir do consumo de energia ao longo do mês, de maneira que, com o consumo médio trimestral e a energia total entregue pelo transformador de 75 kVA, foi possível a aproximação percentual de

consumo de cada carga do sistema e aproximação da potência que representa o consumo mensal. Essa característica alinhada a distribuição não uniforme das cargas entre as fases da rede de baixa tensão, proporciona certo nível de desequilíbrio que será mostrado com mais detalhes a frente.

3.7 – MODELAGEM DA REDE NO PROGRAMA COMPUTACIONAL OPENDSS

Os sistemas modelados no OpenDSS são iniciados pela criação do elemento circuito (no software descrito “Circuit”) que representa a subestação ou o ponto de conexão definido pelo equivalente de Thévenin da subestação, que será apresentado na próxima seção.

3.7.1 – MODELAGEM DA SUBESTAÇÃO

A subestação modelada no OpenDSS é a barra principal no sistema e no ponto em que é conectado o transformador, as potências de curto-circuito monofásicas e trifásicas disponibilizadas são 2,208 MVA e 6,625 MVA, respectivamente. A representação do elemento modelado é descrita abaixo:

New circuit.SOURCE bus1=101.1.2.3 phases=3 basekv=13.8 pu=1.0 MVAsc3=6.625 MVAsc1=2.208

A classe “circuit”, que se refere a subestação, foi nominada como “SOURCE” e a descrição dos parâmetros utilizados na simulação é detalhada abaixo:

- Bus1: é o elemento que inicia a conexão do circuito, um ponto positivo no OpenDSS é que as barras são criadas automaticamente.
- Phases: corresponde ao número de fases que compõe o sistema elétrico.
- Basekv: define a tensão de base em que o elemento é conectado, no diagrama unifilar e na localização da rede, é possível observar que o alimentador é conectado em 13,8 kV, sendo o valor já inserido em quilo volts.
- PU: a tensão de base que é fixada na subestação em valores por unidade (p.u.).

- MVAsc3: é a potência aparente de curto-circuito trifásica no ponto de conexão, o valor deve ser inserido em mega volt ampère.
- MVAsc1: é a potência aparente de curto-circuito monofásica no ponto de conexão, o valor deve ser inserido em mega volt ampère.

Portanto, a partir da modelagem do primeiro elemento, é possível identificar que o OpenDSS possui uma linguagem para modelagem simples e ferramentas de apoio ao usuário que facilitam a descrição dos elementos que perfazem o sistema elétrico a ser analisado.

3.7.2 – MODELAGEM DO TRANSFORMADOR

O transformador de distribuição da rede secundária possui as características elétricas dadas na tabela 8.

Tabela 8 – Características Elétricas do Transformador (Autor)

Potência Nominal [Kva]	75,0
Tensão no primário [kV]	13,8
Tensão no secundário [kV]	0,38
Taps	1,04 / 1,0 / 0,95 / 0,92
Impedância percentual %	3,0

A linha de código que representa o transformador de distribuição é:

```
New transformer.TRAFO phases=3 windings=2 XHL=3.0
~wdg=1 bus=101.1.2.3 conn=delta kV=13.8 kVA=75
~wdg=2 bus=100.1.2.3.4 conn=wye kV=0.38 kVA=75
```

A descrição dos parâmetros para a modelagem do transformador é:

- Phases: número de fases do elemento para modelagem do transformador trifásico.
- Windings: número de enrolamento do transformador, ou seja, em média tensão (em 13,8 kV) e baixa tensão (em 380 V).
- XHL: referente a reatância percentual do transformador, utilizada para transformadores de 2 e 3 elementos.

- Wdg: define qual dos enrolamentos serão inseridas as informações da modelagem, o primeiro é a conexão em média tensão e o segundo para a alimentação dos consumidores.
- Bus: faz a conexão entre os elementos existentes na rede, entre alimentador e subestação (barra 101) e depois transformador e consumidores (barra 100).
- Conn: usado para definir qual o tipo de conexão dos enrolamentos do transformador. A conexão “delta” como o próprio nome diz, consiste no tipo delta com ligação em 3 fios (101.1.2.3 que se refere as fases conectadas). E “wye” para a conexão em estrela, realizada em 4 fios (100.1.2.3.4 que se refere as fases conectadas e o neutro).
- kV: especifica as tensões nominais do transformador para os enrolamentos de alta e baixa tensão, com o multiplicador para quilo ($\times 10^3$).
- kVA: especifica a potência aparente nominal do transformador, com a base do multiplicador em quilo.

3.7.3 – MODELAGEM DAS LINHAS DE DISTRIBUIÇÃO

Os condutores são responsáveis por realizar o transporte da corrente aos consumidores alimentados pelo transformador.

Os condutores que formam as linhas na rede de distribuição, são formados por cabos de alumínio multiplexados do tipo CA-1/0AWG e CA-2/0AWG. Os cabos são modelados utilizando a classe “WireData” e esta classe possibilita o cálculo da impedância referente a geometria da linha. Os elementos criados no OpenDSS foram nominados de acordo com o nome do condutor disponibilizado pela concessionária, sendo:

```
New wiredata.CA-1/0AWG Rdc=0.5387 Runits=km
~ GMRac=0.38376 GMRunits=cm
~ normamps=125.0 diam=0.936

New wiredata.CA-2/0AWG Rdc=0.8595 Runits=km
~ GMRac=0.30381 GMRunits=cm
~ normamps=95.0 diam=0.741
```

Os parâmetros utilizados na modelagem:

- Rdc: resistência contínua do condutor e o valor inserido deve ser inserido em ohms por unidade de comprimento.
- Runits: unidades de comprimento que serão utilizadas na simulação, no Brasil é utilizado a unidade de comprimento “metro” que pode ser acompanhada de multiplicador (quilo, mega, etc.). O OpenDSS permite a utilização das seguintes unidades de comprimento: mi (milha), kft (quilo pé), km (quilometro), m (metro), ft (pé), in (polegada), cm (centímetro).
- GMRac: é o GMR para 60 hertz, o padrão é de 0,778 vezes o raio se não for especificado.
- GMRunits: unidades de comprimento que pode ser utilizada para o GMR, permite as mesmas que o parâmetro “Runits”.
- NomAmps: a corrente normal de operação do cabo em amperes, em caso da indisponibilidade desse valor, o OpenDSS recomenda que seja utilizada a corrente máxima do condutor dividida por 1,5.
- Diam: diâmetro do condutor especificado.

O condutor CA-2/0AWG (com corrente nominal de 95 amperes) é utilizado para o condutor neutro da baixa tensão e o cabo CA-1/0AWG (com corrente nominal de 125 amperes) conecta as fases dos consumidores ao alimentador da rede.

3.7.3.1 – MODELAGEM DA GEOMETRIA DA LINHA

O OpenDSS possibilita a modelagem da geometria da linha pela classe “LineGeometry”. A geometria da linha consiste na descrição dos parâmetros que descrevem a linha. As linhas de códigos são mostradas:

```
New linegeometry.secquadruplex nconds=4 nphases=4 reduce=no
~ cond=1 wire=CA-1/0AWG x=0.0 h=901.04385 units=cm
~ cond=2 wire=CA-1/0AWG x=1.0274 h=900.1847 units=cm
~ cond=3 wire=CA-1/0AWG x=0.3635 h=899.02151 units=cm
~ cond=4 wire=CA-2/0AWG x=0.0145 h=900 units=cm
```

A classe “LineGeometry” que se refere a geometria da linha foi denominada como “secquadruplex” e a descrição dos parâmetros utilizados na simulação é detalhada abaixo:

- Nconds: o número de condutores que formam a geometria da linha.
- Nphases: o número de fases que compõem a geometria da linha.

- Reduce: reduz o neutro ou redução de “Kron” quanto ao número de fases, por padrão é definida como “no”.
- Cond: especifica o condutor que será modelado e sua respectiva posição, vale recordar que a rede de baixa tensão modelada é formado por quatro condutores (três fases e neutro).
- Wire: recebe as informações modeladas em “WireData” para o cálculo do parâmetro “OverHead” da linha.
- X: a coordenada no plano X referente a posição do condutor.
- H: a altura do condutor em relação a terra.
- Units: a unidade de comprimento base para o valor inserido em “X” e “H”.

3.7.3.2 – MODELAGEM DA LINHA SECUNDÁRIA DE DISTRIBUIÇÃO

As linhas secundárias de distribuição modeladas no OpenDSS foram apresentadas no diagrama unifilar da rede baixa tensão. O sistema é formado por 30 linhas de baixa tensão e os detalhes são mostrados na tabela 9.

Os parâmetros apresentados na tabela 9 com a adição da geometria da linha são utilizados para a modelagem das linhas. Vale ressaltar que as barras modeladas representam os postes que compõem as linhas elétricas e foi disponibilizado pela concessionária a coordenada geográfica da localização dos postes no respectivo bairro.

Tabela 9 – Parâmetros Que Definem as Linhas Modeladas (Autor)

Descrição	Nº de Fases	Barra Inicial	Barra Final	Comprimento (m)
Linha 1	3	100	200	36
Linha 2	3	200	300	28
Linha 3	3	300	400	35
Linha 4	3	400	500	31
Linha 5	3	500	600	37
Linha 6	3	600	700	36
Linha 7	3	700	800	26
Linha 8	3	800	900	33
Linha 9	3	900	1000	13
Linha 10	3	1000	1100	25
Linha 11	3	900	1200	47
Linha 12	3	1200	1300	45
Linha 13	3	100	1400	43

Descrição	Nº de Fases	Barra Inicial	Barra Final	Comprimento (m)
Linha 14	3	1400	1500	30
Linha 15	3	1500	1600	25
Linha 16	3	1600	1100	32
Linha 17	3	100	1700	40
Linha 18	3	100	1800	29
Linha 19	3	1800	1900	29
Linha 20	3	1900	2000	34
Linha 21	3	2000	2100	23
Linha 22	3	2100	2200	21
Linha 23	3	2200	2300	20
Linha 24	3	2300	2400	27
Linha 25	3	2400	2500	32
Linha 26	3	2500	2600	36
Linha 27	3	2600	2700	35
Linha 28	3	2700	2800	28
Linha 29	3	2800	2900	50
Linha 30	3	2900	3000	33

A linha de programação no OpenDSS é demonstrada abaixo a partir do exemplo da definição da primeira linha:

```
New line.linha1 phases=3 bus1=100 bus2=200 length=0.036 units=km geometry=secquadplex
```

A descrição dos parâmetros modelados na simulação é:

- Phases: número de fases presentes na linha.
- Bus1: barra que inicia a linha de distribuição.
- Bus2: barra que finaliza a linha de distribuição criada.
- Lenght: comprimento da linha.
- Units: a unidade de comprimento base para o valor inserido em “Lenght”.
- Geometry: recebe as informações utilizadas para modelar a geometria da linha (apresentado na seção 3.4).

Os ramais de entrada que interligam os consumidores às linhas de distribuição foram modelados de acordo com o tipo de unidade consumidora, ou seja, se a mesma é trifásica, bifásica ou monofásica.

3.7.4 – MODELAGEM DOS RAMAIS DE ENTRADA

A rede real modelada no OpenDSS possui 51 consumidores com diferentes ramais de entrada. Parte dos parâmetros modelados são mostrados na tabela 10.

Tabela 10 – Descrição dos Parâmetros Para Modelagem dos Ramais de Entrada (Autor)

Ramal	Nº de Fases	Fase de Conexão	Barra de Conexão	Definição do Ramal	Ramal	Nº de Fases	Fase de Conexão	Barra de Conexão	Definição do Ramal
RL1	3	A, B e C	100	RAMAL1	RL27	3	A, B e C	2000	RAMAL27
RL2	3	A, B e C	100	RAMAL2	RL28	2	A e B	2000	RAMAL28
RL3	3	A, B e C	100	RAMAL3	RL29	3	A, B e C	2000	RAMAL29
RL4	1	C	200	RAMAL4	RL30	3	A, B e C	2100	RAMAL30
RL5	3	A, B e C	400	RAMAL5	RL31	2	A e B	2100	RAMAL31
RL6	1	A	500	RAMAL6	RL32	3	A, B e C	2200	RAMAL32
RL7	3	A, B e C	500	RAMAL7	RL33	1	C	2200	RAMAL33
RL8	1	C	700	RAMAL8	RL34	2	A e B	2200	RAMAL34
RL9	2	B e C	700	RAMAL9	RL35	3	A, B e C	2300	RAMAL35
RL10	3	A, B e C	800	RAMAL10	RL36	3	A, B e C	2500	RAMAL36
RL11	3	A, B e C	800	RAMAL11	RL37	3	A, B e C	2500	RAMAL37
RL12	3	A, B e C	1000	RAMAL12	RL38	1	C	2600	RAMAL38
RL13	1	B	1100	RAMAL13	RL39	2	A e C	2700	RAMAL39
RL14	3	A, B e C	1100	RAMAL14	RL40	1	A	2800	RAMAL40
RL15	1	A	1200	RAMAL15	RL41	3	A, B e C	2800	RAMAL41
RL16	1	A	1500	RAMAL16	RL42	2	A e b	2800	RAMAL42
RL17	3	A, B e C	1500	RAMAL17	RL43	3	A, B e C	2800	RAMAL43
RL18	3	A, B e C	1600	RAMAL18	RL44	3	A, B e C	2800	RAMAL44
RL19	3	A, B e C	1600	RAMAL19	RL45	3	A, B e C	2800	RAMAL45
RL20	3	A, B e C	1600	RAMAL20	RL46	1	A	2800	RAMAL46
RL21	3	A, B e C	1600	RAMAL21	RL47	1	A	2800	RAMAL47
RL22	3	A, B e C	1600	RAMAL22	RL48	1	B	2800	RAMAL48
RL23	3	A, B e C	1600	RAMAL23	RL49	1	B	2800	RAMAL49
RL24	1	A	1700	RAMAL24	RL50	1	C	2800	RAMAL50
RL25	1	C	2000	RAMAL25	RL51	1	C	2800	RAMAL51
RL26	3	A, B e C	2000	RAMAL26					

A tabela 10 demonstra a distribuição dos consumidores nas fases, o que permite visualizar a tendência de desequilíbrio originado na rede. Com posse da tabela e alinhada com o unifilar da figura 50, é possível ter uma ideia da localização das cargas. O comprimento dos ramais de entrada dos consumidores foi considerado com um padrão de 30 metros para todos. A modelagem no OpenDSS é demonstrada a partir do exemplo da definição do primeiro ramal:

New line.RL1 phases=3 bus1=100.1.2.3.4 bus2=RAMAL1A.1.2.3.4 linecode=CABOBT01 length=0.03 units=km

As linhas são inseridas no OpenDSS alterando o nome da classe e do parâmetro referente a barra final do ramal (onde é conectado o quadro de distribuições de uma residência). Como a classe “line” foi utilizada para a modelagem do ramal de entrada e para as linhas secundárias, os parâmetros que podem ser simulados são os mesmos exibidos na seção 3.7.3.2.

3.7.5 – MODELAGEM DAS CURVAS DE CARGA E GERAÇÃO

O OpenDSS permite a modelagem de curvas de cargas ou irradiação solar que representam o comportamento dinâmico dos consumidores e sistemas fotovoltaicas a partir da classe “LoadShape”.

A figura 51 demonstra o perfil de consumo típico de cargas residenciais em valores por unidade.

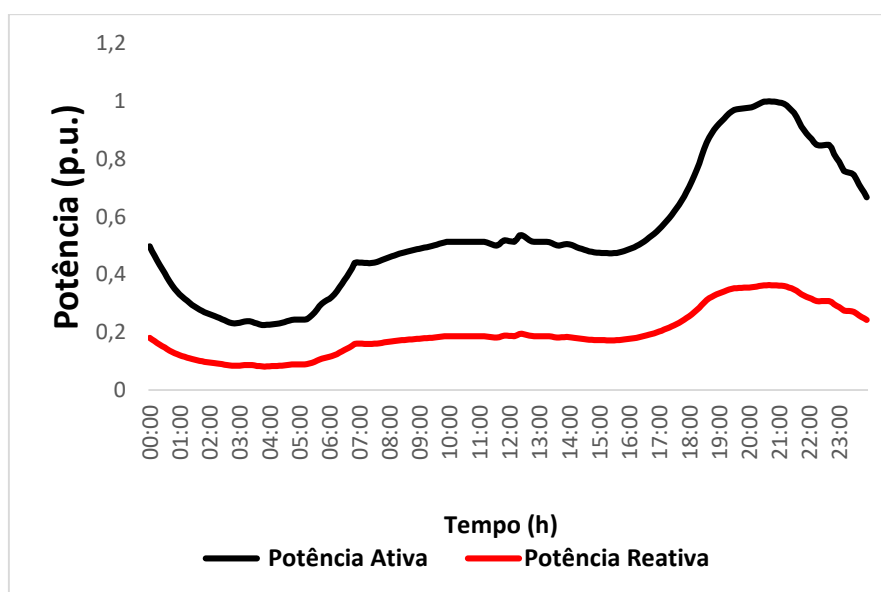


Figura 51 – Consumo de Potência Ativa e Reativa de Cargas do Tipo Residenciais (Autor)

Na simulação foi adotado a mesma curva de carga para os consumidores, em função de ser um alimentador de pequeno porte e de todas as cargas conectadas no mesmo serem do tipo residenciais, na seção referente aos consumidores será mais detalhado.

Para a representação das curvas de irradiação solar que os sistemas fotovoltaicos utilizam como base para a produção de energia elétrica, o mesmo foi feito em relação as curvas de carga. Foi inserido a mesma curva de irradiação para todos os sistemas

fotovoltaicos modelados na simulação, pelo fato da rede secundária de distribuição estar alocadas em poucas quadras (como é mostrado nas figuras 49 e 50).

A figura 52 demonstra irradiação solar para dias com céu limpo, parcialmente nublado e nublado em valores por unidade.

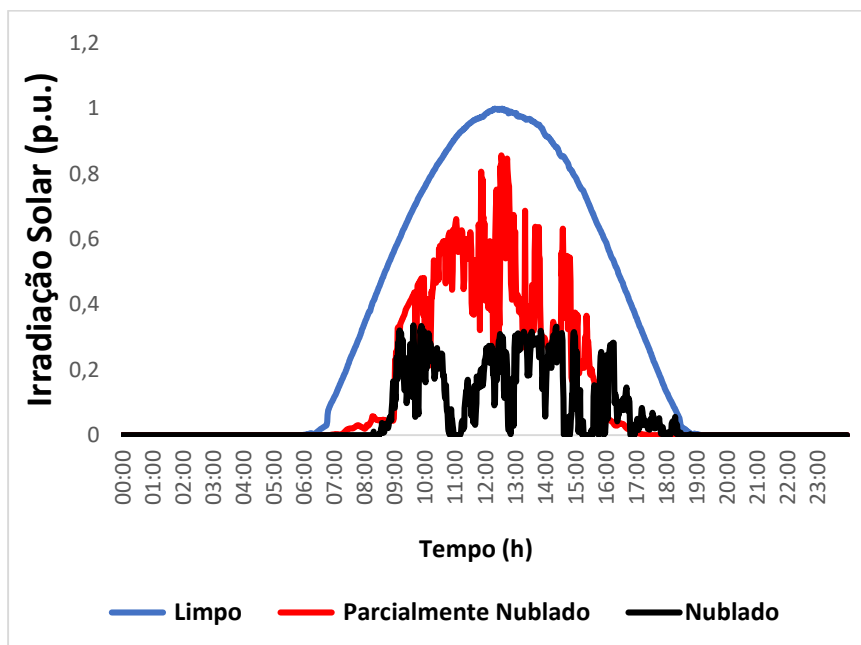


Figura 52 – Irradiação Solar Para Diferentes Tipos de Nebulosidade (Autor)

As curvas demonstradas foram modeladas por meio da classe “LoadShape” que constitui um conjunto de multiplicadores que são aplicados aos valores nominais dos parâmetros que formam a respectiva classe para representação das alterações em um determinado intervalo de tempo, por esse motivo os dados são incluídos em valores por unidade. A linha de programação do “LoadShape” no OpenDSS é demonstrada abaixo a partir do exemplo da definição da primeira curva de carga:

```
New LoadShape.UC01 npts=288 mininterval=5.0 mult=(File=residencial_P.csv) Qmult=(File=residencial_Q.csv)
```

As curvas de potência são inseridas no OpenDSS alterando o nome da classe e os parâmetros conforme a quantidade de dados nas planilhas e as respectivas planilhas. A definição dos parâmetros modelados na simulação é:

- Npts: quantidade de pontos que existem no vetor que representa a curva.
 - MinInterval: intervalo de tempo em minutos referente ao intervalo dados.
- Utilizando o caso modelado como exemplo, a curva apresenta 288 dados ao longo de um dia, o que representa informações de 5 em 5 minutos em 24 horas.

- Mult: é o multiplicador referente a potência ativa nominal do parâmetro. Pode ser incluído como uma matriz de valores no próprio OpenDSS ou como foi feito no exemplo apresentado, utilizando “File”. A extensão “File” recebe as informações de uma determinada planilha com o formato “csv” que são valores do tipo separados por vírgula e a planilha com os dados deve estar alocada no mesmo local que o projeto simulado no OpenDSS.
- QMult: é o multiplicador referente a potência reativa nominal do parâmetro. Pode ser incluído como uma matriz de valores no próprio OpenDSS ou utilizando a extensão “File”.

A classe “LoadShape” apresenta grande relevância para as análises já feitas e as que serão realizadas no decorrer deste trabalho, pois ela possibilita a inclusão de curvas de potência com diferentes intervalos de tempo, podendo ser com período de hora em hora, minutos em minutos ou segundos em segundos. Outro ganho da utilização do “LoadShape” é a possibilidade de realizar os estudos de modo dinâmico.

3.7.6 – MODELAGEM DOS CONSUMIDORES

Os consumidores são modelados no OpenDSS a partir da classe “Load”. As cargas são elementos que transformam a energia elétrica, assim no OpenDSS elas possuem apenas um terminal, diferente do transformador e das linhas, por exemplo, que possuem dois terminais. Para a definição da carga na modelagem, é necessário que ao menos um dos parâmetros abaixo sejam preenchidos:

- Potência ativa nominal e fator de potência;
- Potência ativa e reativa nominal;
- Potência aparente nominal e o fator de potência.

A concessionária disponibilizou alguns dados referente aos respectivos consumidores para melhor aproximação da modelagem à realidade, podendo se citar as coordenadas geográficas de localização dos postes, o disjuntor de entrada, o número de fases e a identificação das fases de conexão, o consumo de energia médio trimestral.

As informações disponíveis utilizadas para a modelagem dos consumidores são exibidas na figura 11.

Tabela 11 – Descrição dos Parâmetros Para Modelagem dos Consumidores (Autor)

Consumidor	1	2	3	4	5	6	7	8
Nº de Fases	3	3	3	1	3	1	3	1
Fases de Conexão	A, B e C	A, B e C	A, B e C	C	A, B e C	A	A, B e C	C
Ramal de Conexão	1	2	3	4	5	6	7	8
Tensão Parametrizada	kV=0,38	kV=0,38	kV=0,38	kV=0,22	kV=0,38	kV=0,22	kV=0,38	kV=0,22
Fator de Potência	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
LoadShape	UC01	UC02	UC03	UC04	UC05	UC06	UC07	UC08
Potência Aparente Nominal (kVA)	0,41	0,52	2,10	0,56	2,21	0,74	0,32	1,86
Consumidor	9	10	11	12	13	14	15	16
Nº de Fases	2	3	3	3	1	3	1	1
Fases de Conexão	B e C	A, B e C	A, B e C	A, B e C	B	A, B e C	A	A
Ramal de Conexão	9	10	11	12	13	14	15	16
Tensão Parametrizada	kV=0,38	kV=0,38	kV=0,38	kV=0,38	kV=0,22	kV=0,38	kV=0,22	kV=0,22
Fator de Potência	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
LoadShape	UC09	UC10	UC11	UC12	UC13	UC14	UC15	UC16
Potência Aparente Nominal (kVA)	1,34	1,11	0,77	0,77	0,10	3,62	0,10	1,32
Consumidor	17	18	19	20	21	22	23	24
Nº de Fases	3	3	3	3	3	3	3	1
Fases de Conexão	A, B e C	A, B e C	A, B e C	A, B e C	A, B e C	A, B e C	A, B e C	A
Ramal de Conexão	17	18	19	20	21	22	23	24
Tensão Parametrizada	kV=0,38	kV=0,38	kV=0,38	kV=0,38	kV=0,38	kV=0,38	kV=0,38	kV=0,22
Fator de Potência	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
LoadShape	UC17	UC18	UC19	UC20	UC21	UC22	UC23	UC24
Potência Aparente Nominal (kVA)	1,06	1,01	1,24	0,86	0,57	1,81	1,38	0,40

Consumidor	25	26	27	28	29	30	31	32
Nº de Fases	1	3	3	2	3	3	2	3
Fases de Conexão	C	A, B e C	A, B e C	A e B	A, B e C	A, B e C	A e B	A, B e C
Ramal de Conexão	25	26	27	28	29	30	31	32
Tensão Parametrizada	kV=0,22	kV=0,38	kV=0,38	kV=0,38	kV=0,38	kV=0,38	kV=0,38	kV=0,38
Fator de Potência	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
LoadShape	UC25	UC26	UC27	UC28	UC29	UC30	UC31	UC32
Potência Aparente Nominal (kVA)	1,34	0,88	1,03	0,87	2,09	2,56	1,18	1,21
Consumidor	33	34	35	36	37	38	39	40
Nº de Fases	1	2	3	3	3	1	2	1
Fases de Conexão	C	A e B	A, B e C	A, B e C	A, B e C	C	A e C	A
Ramal de Conexão	33	34	35	36	37	38	39	40
Tensão Parametrizada	kV=0,22	kV=0,38	kV=0,38	kV=0,38	kV=0,38	kV=0,22	kV=0,38	kV=0,22
Fator de Potência	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
LoadShape	UC33	UC34	UC35	UC36	UC37	UC38	UC39	UC40
Potência Aparente Nominal (kVA)	0,67	1,22	2,58	0,56	1,12	0,83	0,45	0,68
Consumidor	41	42	43	44	45	46	47	48
Nº de Fases	3	2	3	3	3	1	1	1
Fases de Conexão	A, B e C	A e b	A, B e C	A, B e C	A, B e C	A	A	B
Ramal de Conexão	41	42	43	44	45	46	47	48
Tensão Parametrizada	kV=0,38	kV=0,38	kV=0,38	kV=0,38	kV=0,38	kV=0,22	kV=0,22	kV=0,22
Fator de Potência	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
LoadShape	UC41	UC42	UC43	UC44	UC45	UC46	UC47	UC48
Potência Aparente Nominal (kVA)	1,16	4,29	5,38	5,03	13,12	0,10	0,10	0,10

Consumidor	49	50	51
Nº de Fases	1	1	1
Fases de Conexão	B	C	C
Ramal de Conexão	49	50	51
Tensão Parametrizada	kV=0,22	kV=0,22	kV=0,22
Fator de Potência	0,9	0,9	0,9
LoadShape	UC49	UC50	UC51
Potência Aparente Nominal (kVA)	0,10	0,10	0,10

Algumas considerações importantes podem ser extraídas destes dados, a corrente nominal do disjuntor limita a potência de injeção da GD, a RN vigente estabelece que a potência ativa máxima que pode ser injetada é dada pelo produto entre a corrente nominal do disjuntor e a tensão nominal de operação entre fase e neutro do barramento, assim, para casos em que o consumidor pretende instalar um sistema com potência nominal superior a máxima de injeção, deve ser analisado a oportunidade de troca do disjuntor junto a concessionária de energia. O número de fases e a identificação das fases de conexão dos consumidores contribui para as análises de desequilíbrio existentes no alimentador que será estudado.

A modelagem dos consumidores com a classe “Load” e a linha de programação no OpenDSS é demonstrado abaixo com o exemplo do primeiro consumidor na rede:

```
New load.carga1 phases=3 bus1=RAMAL1A.1.2.3.4 kV=0.38 pf=0.9 daily=UC01 conn=LN kva=0.41
```

Os consumidores são modelados no OpenDSS alterando o nome da classe, o ramal de entrada e outros parâmetros conforme a tabela 11. A definição dos parâmetros modelados na simulação é:

- Phases: número de condutores que conectam os consumidores ao barramento, vale ressaltar que “1” indica o tipo de conexão monofásica, “2” bifásica e “3” trifásica.
- Bus1: se refere ao respectivo ramal de entrada de cada consumidor, os parâmetros do ramal de entrada são detalhados na seção 3.7.4.

- kV: a tensão nominal de operação do barramento de conexão. Como pode ser observado na tabela 11, algumas cargas possuem o parâmetro de definição em 380 V e outras em 220 V, as cargas monofásicas devem ser parametrizadas com a tensão nominal entre fase e neutro (no caso modelado, a tensão entre fase e neutro é 220 V) e cargas bifásicas ou trifásicas devem ser parametrizadas com a tensão nominal entre fases (no caso modelado, a tensão entre fase e neutro é 380 V).
- Pf: define o fator de potência que representa o consumo da carga, adotado o valor de 0,9 indutivo para todos os consumidores.
- Daily: recebe a curva de carga definida no respectivo “LoadShape” da seção 3.6.
- Conn: tipo de conexão da carga no barramento, onde “LN” define o tipo de conexão entre fase e neutro e “LL” s conexão da carga entre fases.
- kVA: potência aparente nominal que representa o consumo de uma determinada carga. Outro fato relevante, o parâmetro “kVA” é a base para o multiplicador definido na classe “LoadShape”.

3.7.7 – APRESENTAÇÃO DOS GERADORES DISTRIBUÍDOS FOTOVOLTAICOS MODELADOS

A geração distribuída fotovoltaica pode ser modelada de duas formas, utilizando a classe “Generator” ou “PVSystem”. A classe “PVSystem” é específica para sistemas fotovoltaicos, portanto, a GD conectada à rede de baixa tensão foi modelada a partir do “PVSystem”. O “PVSystem” faz a combinação entre os parâmetros do módulo fotovoltaico e do inversor eletrônico, essa característica fornece maior facilidade para obter o ponto de máxima potência dos painéis e outra vantagem é a simplificação na modelagem, visto que, os equipamentos não precisam ser modelados separadamente.

A geração distribuída modelada na simulação foi dimensionada a partir do consumo de energia e pela irradiação local do bairro que aloca o alimentador. O dimensionamento de geração distribuída fotovoltaica é realizado utilizando a conta de energia de um respectivo consumidor, pois a fatura de energia engloba o consumo real de energia elétrica ao longo do ano e a particularidade de consumo de energia de cada mês,

isso pode possibilitar melhor retorno de produção da GD e consequentemente financeiro se comparado ao dimensionamento em função da média de três meses. Outra característica importante no dimensionamento, é a irradiação solar no local em que será instalada a GD. Segundo (RODRIGUEZ, 2002) a produção de energia elétrica em uma geração distribuída fotovoltaica é diretamente proporcional a irradiação solar, portanto, para melhor rendimento de produção da GD, a irradiação solar considerada no dimensionamento deve estar coerente com o local em que será conectada ao barramento. Como o sistema modelado se trata de um transformador de potência que é responsável pelo atendimento de consumidores em poucas quadras, foi considerada a mesma irradiação solar local para o dimensionamento da geração distribuída fotovoltaica.

Foi aplicado a metodologia utilizada em (RIBEIRO, 2016) para o dimensionamento dos SFV's de cada consumidor para garantir o autoconsumo, utilizando a equação (3.1):

$$P_{fv} = \frac{E_C}{30 \times Irad_{med} \times F_C} \quad (3.1)$$

Onde:

P_{fv} : potência dos painéis;

E_C : energia a ser compensada pelo sistema;

$Irad_{med}$: irradiação solar média no ponto de conexão dos sistemas, adotado 5,45;

F_C : fator de correção para compensação das perdas, adotado em 80%.

A tabela 12 apresenta os parâmetros gerais para a modelagem da GD no OpenDSS. O número de fases para a conexão foi adotado como o mesmo em que o consumidor está conectado. A potência das placas foi aproximada considerando um módulo fotovoltaico com potência nominal de 330 Wp e, assim, possibilitar a quantidade de painéis necessários para compor a potência instalada nominal da GD de cada consumidor.

Tabela 12 – Parâmetros Para a Modelagem da GD no OpenDSS (Autor)

Consumidor	Nº de Fases	Fases de Conexão	Ramal de Conexão	Potência Inversor (kVA)	Potência das Placas (kWp)	Quantidade de Placas	Fator de Potência
2	3	A, B e C	2	1	1,32	4	1
3	3	A, B e C	3	5	4,95	15	1
4	1	C	4	1	1,32	4	1
5	3	A, B e C	5	5	5,28	16	1
6	1	A	6	2	1,65	5	1
8	1	C	8	4	4,29	13	1
9	2	B e C	9	3	3,30	10	1
10	3	A, B e C	10	3	2,64	8	1
11	3	A, B e C	11	2	1,98	6	1
12	3	A, B e C	12	2	1,98	6	1
14	3	A, B e C	14	10	8,58	26	1
16	1	A	16	3	2,97	9	1
17	3	A, B e C	17	2	2,31	7	1
18	3	A, B e C	18	2	2,31	7	1
19	3	A, B e C	19	3	2,97	9	1
20	3	A, B e C	20	2	1,98	6	1
21	3	A, B e C	21	1	1,32	4	1
22	3	A, B e C	22	4	4,29	13	1
23	3	A, B e C	23	3	3,30	10	1
25	1	C	25	3	3,30	10	1
26	3	A, B e C	26	2	1,98	6	1
27	3	A, B e C	27	2	2,31	7	1
28	2	A e B	28	2	1,98	6	1
29	3	A, B e C	29	5	4,95	15	1
30	3	A, B e C	30	6	5,95	18	1
31	2	A e B	31	3	2,64	8	1
32	3	A, B e C	32	3	2,64	8	1
33	1	C	33	2	1,65	5	1
34	2	A e B	34	3	2,64	8	1
35	3	A, B e C	35	6	5,94	18	1
36	3	A, B e C	36	1	1,32	4	1
37	3	A, B e C	37	3	2,64	8	1
38	1	C	38	2	1,98	6	1
39	2	A e C	39	1	1,32	3	1
40	1	A	40	1	1,65	5	1
41	3	A, B e C	41	3	2,64	8	1
42	2	A e b	42	1	10,23	31	1
43	3	A, B e C	43	12	12,54	38	1
44	3	A, B e C	44	12	11,88	36	1
45	3	A, B e C	45	30	30,69	93	1

Para obter maiores ganhos com relação ao esforço computacional, foi removido da simulação os sistemas fotovoltaicos com potência instalada inferior à 1 kWp, visto que, a micro e minigeração no Brasil com essa faixa de potência de dimensionamento não chega à 2% no montante. A geração distribuída fotovoltaica simulada, totaliza em 40 consumidores com sistemas conforme a tabela 12.

Como comentado anteriormente, a produção de energia elétrica pela geração fotovoltaica é diretamente proporcional a irradiação solar, porém, outros fatores como temperatura, eficiência do inversor, curva de potência por temperatura dos módulos, tensão da rede, entre outros, também impactam na produção da GD e podem ser incluídos na modelagem de modo a obter resultados com maior proximidade do cenário real.

A modelagem da GD com a classe “PVSystem” e a linha de programação no OpenDSS é demonstrado abaixo com o exemplo do primeiro sistema fotovoltaico da rede:

```
New PVSystem.FVConsumidor1 Phases=3 Bus1=RAMAL1A.1.2.3.4 kV=0.38 kVA=1 irrads=1.0 Pmpp=0.9572
~Temperature=25 PF=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 Effcurve=MyEff P-TCurve=MyPvsT Daily=MyIrrad enabled=
yes
```

Os geradores fotovoltaicos são modelados no OpenDSS alterando o nome da classe, o ramal de entrada e outros parâmetros conforme a tabela 12. A definição dos parâmetros modelados na simulação é:

- Phases: número de condutores que conectam a GD ao ramal do consumidor.
- Bus1: se refere ao respectivo ramal de entrada de cada consumidor, os parâmetros do ramal de entrada são detalhados na seção 3.5.2.2.
- kV: a tensão nominal de operação do barramento de conexão. O parâmetro “kV” obedece ao mesmo critério de implementação que o citado na definição do consumidor.
- kVA: é a potência aparente nominal do inversor.
- Pmpp: potência máxima do painel fotovoltaico para uma irradiação solar específica e uma temperatura determinada pelo usuário no parâmetro “Temperature”.
- Temperature: temperatura atual na simulação, uma das bases para os cálculos realizados utilizando o parâmetro “Pmpp”.
- PF: fator de potência referente a potência de saída do inversor. O sistema pode ser modelado para operar com diferentes valores de fator de potência,

porém, a resolução normativa vigente estabelece que a GD opere com fator de potência unitário.

- %CutIn: percentual de potência de corte de entrada referente a potência aparente nominal do inversor estabelecido no parâmetro “kVA”.
- %CutOut: percentual de potência de corte de saída referente a potência aparente nominal do inversor estabelecido no parâmetro “kVA”.
- EffCurve: recebe informações referente curva de eficiência do inversor.
- PT-TCurve: recebe as informações referente a curva de potência por temperatura dos módulos fotovoltaicos.
- Daily: recebe a curva de irradiação solar definida na seção 3.6.
- Enabled: para habilitar ou desabilitar elementos existentes na simulação, não sendo necessário deletar o elemento para remover da simulação.

A partir da definição da geração distribuída fotovoltaica e melhor esclarecimento sobre a modelagem dos sistemas no OpenDSS, foi possível então parametrizar os sistemas fotovoltaicos que serão estudados neste trabalho e os impactos que eles originam em uma rede de distribuição. Com os sistemas modelados no OpenDSS, o próximo passo é a definição da metodologia de solução que o OpenDSS irá aplicar para o cálculo do fluxo de potência e posterior apresentação dos resultados relacionados aos parâmetros elétricos da rede de distribuição de baixa tensão.

3.7.8 – APRESENTAÇÃO DOS COMANDOS PARA SOLUÇÃO

Os comandos de solução existentes no OpenDSS são importantes para o andamento deste trabalho, pois eles permitem a realização de estudos pontuais com a utilização de fasores e análise dinâmica, onde os parâmetros podem variar ao longo de minutos, horas e até anos de acordo com a modelagem feita e a disponibilidade dos dados.

Como o OpenDSS é um software que permite a análise do fluxo de potência, existem diversos modos de simulação, tais como:

- Fluxo de potência;
- Curto-circuito;
- Fluxo de Harmônicos;

- Estabilidade;
- Crescimento de demanda.

Segundo (RADATZ, 2015), o fluxo de potência pode ser executado no OpenDSS em diferentes modos, incluindo o modo padrão, o modo diário ou anual, o modo de Monte Carlo e, por fim, o modo que permite que a carga varie em função do tempo. O modo padrão realiza a simulação do fluxo de potência em situação particular, geralmente, este modo é usado para análises para compreender as condições limites de um circuito, como exemplo, máxima e mínima demanda. O modo diário, realiza o cálculo do fluxo de potência em intervalos de tempo definidos pelo usuário. Por fim, o modo anual realiza a simulação para o período de um ano, para o caso da simulação de hora em hora como exemplo, o cálculo do fluxo de potência deve ser realizado 8760 (24 horas vezes 365 do ano que resulta em 8760).

3.7.8.1 – MODELAGEM DO COMANDO “LOADMULT”

O primeiro comando modelado é o “LoadMult” que representa um multiplicador no parâmetro da potência das cargas. Esse comando proporciona muita praticidade na modelagem, pois para analisar a rede em carga leve ou pesada não é necessário alterar a potência de todas as cargas e sim inserir o valor desejado no comando “LoadMult”. Abaixo é demonstrado a maneira de utilização:

Set LoadMult = 1

O “LoadMult” recebendo o valor unitário implica que a carga está consumindo a potência nominal parametrizada adicionada da respectiva curva de potência definida na classe “LoadShape”. Como exemplo das simulações realizadas no capítulo anterior, onde era considerada a rede operando com demanda leve, o “LoadMult” foi setado com 0,5 que representa a rede operando com 50 por cento do carregamento normal.

3.7.8.2 – MODELAGEM DAS TENSÕES DE BASE

O comando “VoltageBases” proporciona as tensões de bases que são utilizadas para o cálculo do fluxo de potência na simulação nos modos padrão e diário. Esse

comando é importante na modelagem para que o OpenDSS possa fornecer os resultados em valores por unidade (p.u.). As tensões bases do sistema para o set do comando:

```
Set Voltagebases= [13.8, 0.38]
CalcVoltageBases
```

3.7.8.3 – MODELAGEM DO MODO DE SOLUÇÃO

Por fim, deve ser implementado o modo de estudo e ao qual serão obtidos os resultados da simulação. Neste trabalho as simulações foram realizadas no modo diário com a resolução de cinco em cinco minutos, o que resulta em 288 pontos de análise. A maneira de implementação do comando referente ao modo de solução da simulação:

```
Set Mode=daily Stepsize=5m Number = 288
Solve
```

Como pode ser observado, utilizando o modo diário representado por “daily”, outros parâmetros devem ser incluídos na modelagem para especificação das diferentes bases de tempo, assim o parâmetro “StepSize” referente a resolução deve ser definido como “5m” e o parâmetro “Number” referente ao número de pontos resultantes com o valor de 288 pontos.

Uma característica importante que vale ser evidenciada referente ao presente trabalho, é que ele não tem como objetivo demonstrar a fundo todas as funcionalidades, classes e parâmetros que podem ser modelados no OpenDSS e sim apoiar com as principais aplicações necessárias para o desenvolvimento dos próximos capítulos e trabalhos futuros.

3.11 – CONSIDERAÇÕES FINAIS

Frente ao exposto, foi apresentado o desenvolvimento do projeto e as ferramentas computacionais utilizadas, os software's OpenDSS e MATLAB. A partir da linha de programação e integração entre esses programas computacionais foi modelado um sistema de distribuição secundário com conexão de GDFV e calculado o fluxo de potência

para inúmeras Simulações de Monte Carlo. A Simulação de Monte Carlo implementada para a criação de cenários probabilísticos também foi demonstrada.

Este capítulo apresentou a rede base para os estudos do presente trabalho e a metodologia utilizada para a modelagem de um sistema de distribuição no software OpenDSS. De modo a demonstrar as ferramentas e parâmetros disponíveis no OpenDSS a modelagem foi iniciada pela SE em que é conectado o transformador de 75 kVA até os consumidores aos quais receberam a conexão da GDFV. Os modos de solução que o software proporciona ao usuário e algumas possibilidades de programação são mostradas ao final com o objetivo de caracterizar o método utilizado e apoiar outros trabalhos que possam programar com o OpenDSS.

A modelagem no software OpenDSS de um sistema real com dados técnicos disponibilizados pela distribuidora de energia proporcionaram ao trabalho maior sensibilidade sobre os impactos da GDFV e aproximação dos resultados extraídos da realidade. A grande vantagem do desenvolvimento da rede do projeto e dos modos de solução presentes no OpenDSS, é a capacidade de avaliar a operação da rede ao longo de um dia em comparação das grandezas elétricas com os limites estabelecidos pelo PRODIST.

A implementação do método probabilístico de Monte Carlo no MATLAB proporcionou ao projeto o cálculo do fluxo de potência de maneira iterativa para dois cenários de nebulosidade e diversos NP's contabilizando inúmeras simulações. Ao final da rotina computacional, os resultados obtidos para as tensões, desequilíbrio de tensão, fluxo de corrente e perdas elétricas foram armazenados para a criação de gráficos de análise.

4.0 – RESULTADOS E DISCUSSÕES

4.1 – CONSIDERAÇÕES INICIAIS

O presente capítulo tem por objetivo apresentar os resultados das simulações computacionais que permitem avaliar os impactos da geração fotovoltaica na rede de distribuição secundária.

Qualquer consumidor pode se tornar produtor de energia elétrica em uma rede de distribuição, onde as características que são aleatórias e que podem dificultar a análise por parte das concessionárias são o local de conexão, fases que serão conectadas a geração distribuída, potência nominal do gerador fotovoltaico e a curva de irradiação diária. A utilização dos dados de consumo para dimensionamento da geração distribuída permite a redução de uma das características comentadas, como a potência nominal do gerador fotovoltaico.

Os estudos dos impactos oriundos da conexão da GDFV em redes de distribuição de baixa tensão proporciona alguns problemas nas análises das grandezas elétricas no que tange a comparação aos padrões estabelecidos pelo PRODIST e identificação de violações a valores prefixados que definem a qualidade da energia elétrica em algum período de observação. A utilização de critérios estatísticos e métodos probabilísticos permitem apurar esses problemas (como exemplo a elevação de tensão, desequilíbrio de tensão, sobrecargas no transformador e variação nas perdas elétricas) e identificar a quantidade de violações baseado limites estabelecidos pelo PRODIST.

4.1.1 – COEFICIENTE DE VARIAÇÃO E CRITÉRIO PARA A QUANTIDADE DE SIMULAÇÕES

A implementação da técnica probabilística da simulação de Monte Carlo, proporciona diversas análises sobre os cenários de impactos da geração distribuída e possibilita associar os casos estudados com maior proximidade da realidade que está ocorrendo com as distribuidoras de energia elétrica, de maneira que as incertezas referentes a quais consumidores se tornarão autoprodutores de energia (ponto de conexão

dos sistemas) ou qual a potência a ser injetada na rede, são elevadas. Portanto, a realização de várias simulações permite a obtenção de resultados ótimos.

É necessário estabelecer um critério para a quantidade de simulações que serão realizadas pelo método de Monte Carlo. Assim, o critério adotado para seleção da quantidade de simulações, foi utilizando o cálculo do Coeficiente de Variação (cv), a equação para este cálculo é demonstrada abaixo.

$$cv = \frac{\sigma}{\mu \times \sqrt{n}} \quad (4.1)$$

No qual:

σ : é o desvio padrão dos dados escolhidos como critério;

μ : recebe a média dos dados escolhidos como critério;

n : referente a quantidade de simulações feitas.

O cálculo do coeficiente de variação é iniciado a partir da segunda iteração, visto que, na primeira simulação não tem amostras disponíveis, resultando em um desvio padrão igual a zero. Então, o cálculo é repetido ao longo de cada simulação e os valores armazenados com a finalidade de permitir identificar a quantidade simulações necessárias para o método de Monte Carlo.

A figura 53 apresenta o cálculo do coeficiente de variação ao longo de 1.000 simulações, para as tensões máximas na fase A da carga 45, consumidor adotado como o de maior distância em relação ao alimentador.

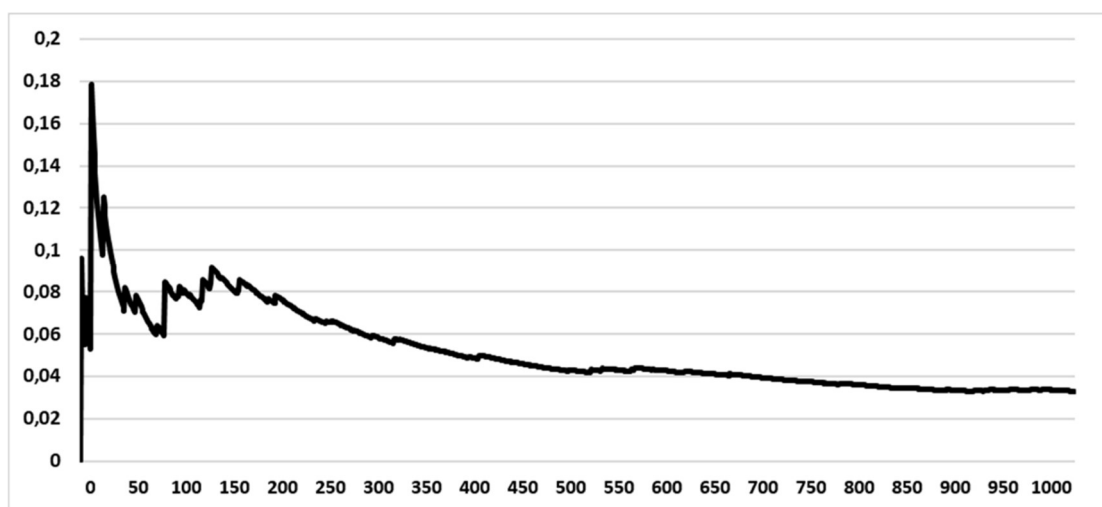


Figura 53 – Coeficiente de Variação das Tensões Máximas na Fase A da Carga 45 (Autor)

Analisando a figura 53 observa-se que para 1000 simulações de Monte Carlo, o coeficiente de variação se estabiliza, com pouca variação, e inferior a 5%, proporcionando um critério aceitável para a quantidade de simulações que serão realizadas nos estudos e análises.

Os resultados são apresentados nos níveis de penetração de 10 a 90%, de modo que os resultados obtidos no NP 100% são bem próximos do de 90%, sendo suficiente para as análises do capítulo.

4.2 – APRESENTAÇÃO DAS GRANDEZAS ELÉTRICAS DA REDE EM REGIME PERMANENTE SEM A CONEXÃO DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA

O caso base consiste em entender a dinâmica de funcionamento da rede de distribuição em regime permanente sem a GDFV para então ser possível analisar os impactos originados da conexão da geração distribuída.

As figuras 54, 55 e 56 apresentam a potência aparente, as tensões e as correntes no alimentador do sistema real modelado.

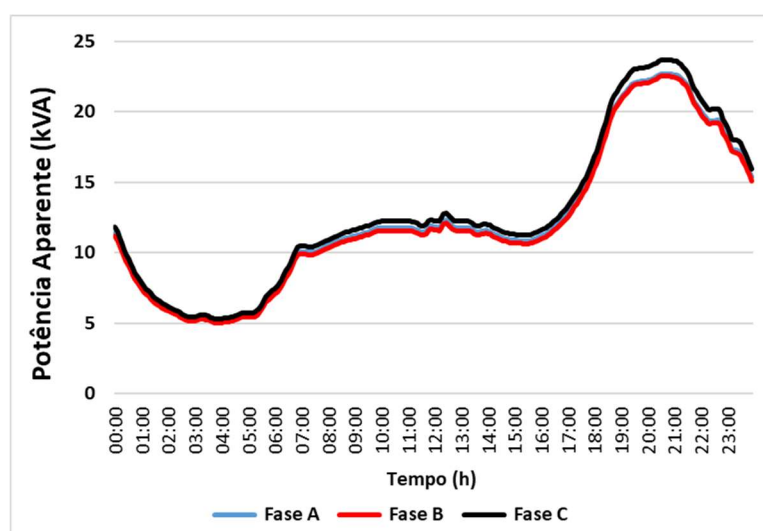


Figura 54 – Potência Aparente no Transformador de 75 kVA (Autor)

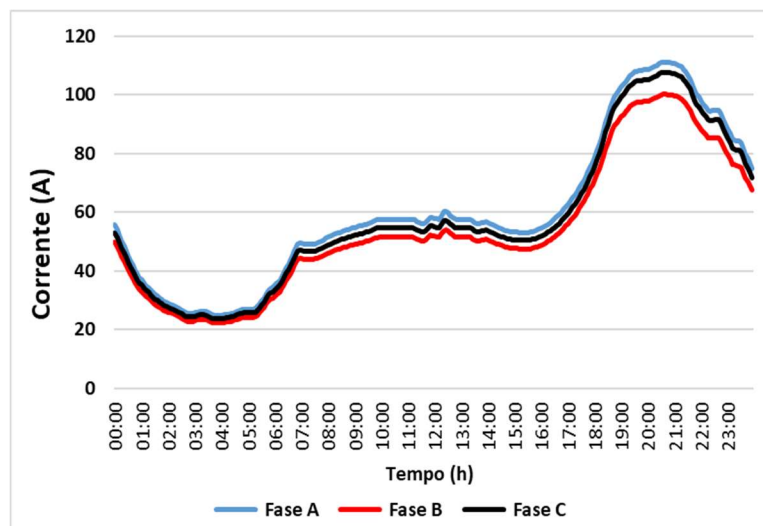


Figura 55 – Correntes no Transformador de 75 kVA (Autor)

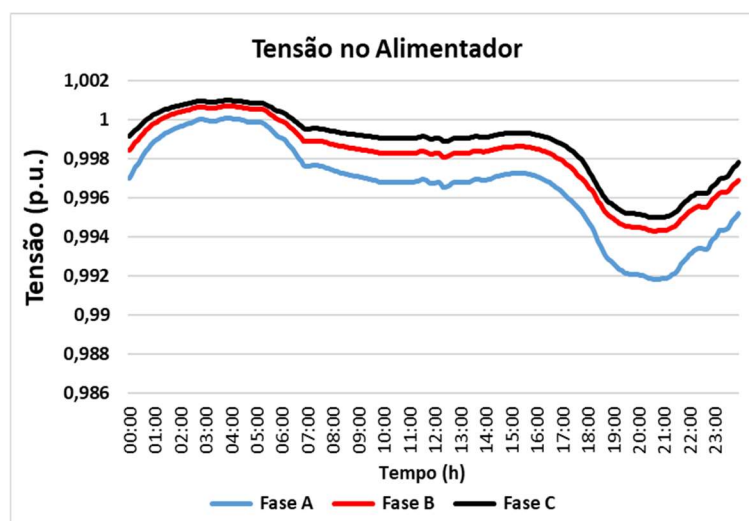


Figura 56 – Tensão no Transformador da Rede (Autor)

Como pode ser observado nas figuras 54, 55 e 56, o transformador opera em regime permanente sem sobrecargas ao longo do dia e no período de ponta, horário das 17h00 às 22h00, o consumo se aproxima da capacidade nominal. Na simulação realizada referente ao caso base, foi obtido um consumo diário de energia elétrica de 888,12 kWh e as perdas técnicas ao longo do dia de 16,84 kWh, aproximadamente 2% do consumo total. A figura 54 referente às tensões no secundário da transformador mostram que não ocorre violações ao limite de 1,05 p.u. estabelecido pelo PRODIST.

As figuras 57 e 58 foram geradas com o intuito de demonstrar as tensões ao longo do dia para o caso base, foi selecionado dois pontos distintos para a realização dos estudos no presente capítulo, definidos em início (ramal de entrada da carga 1, conectada na barra 100) e fim da rede (ramal de entrada da carga 45, conectada na barra 2800).

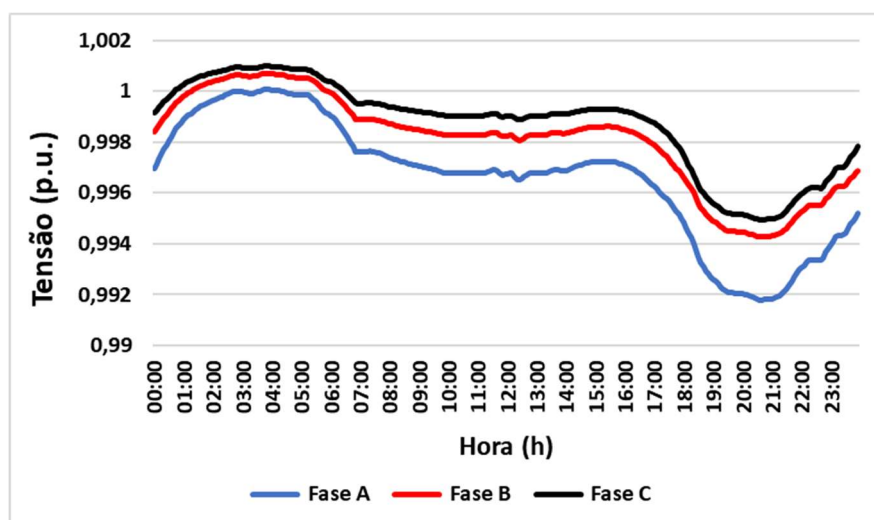


Figura 57 – Tensão no Início da Rede (Autor)

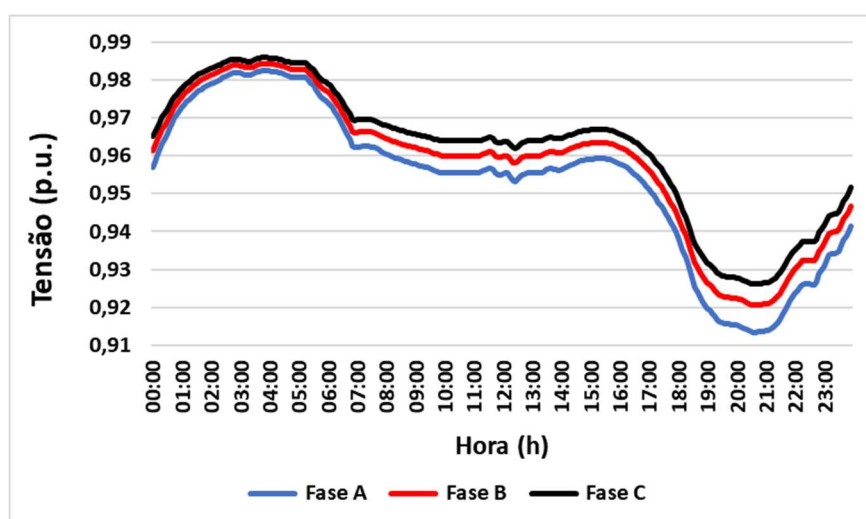


Figura 58 – Tensão no Fim da Rede (Autor)

As figuras 57 e 58 proporcionam a visualização das tensões ao longo do dia em pontos distintos da rede, vale ressaltar que os limites estabelecidos pelo PRODIST não são violados no início da rede e no fim da rede no horário de ponto a tensão alcançou os limites definidos como precário. Uma análise interessante, é a percepção da queda de tensão ao longo das linhas conforme aumento da distância do ponto de conexão do consumidor e o alimentador.

O desequilíbrio de tensão é outro aspecto de qualidade de energia elétrica estudado neste trabalho, utilizando como base os limites pré-estabelecidos no módulo 8 do PRODIST, que conforme comentado no capítulo 2, prevê o desequilíbrio menor ou inferior à 3,0% em sistemas de baixa tensão (inferior à 1 kV).

As figuras 59 e 60 exibem o desequilíbrio de tensão na rede sem a injeção de potência pelos sistemas fotovoltaicos.

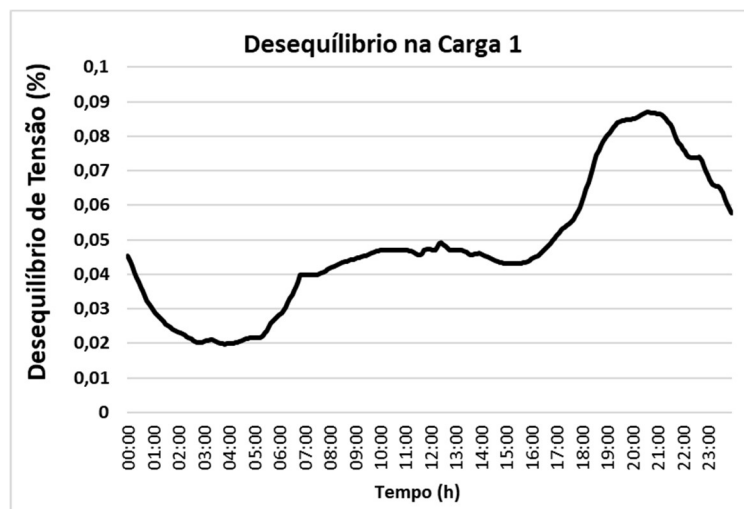


Figura 59 – Desequilíbrio de Tensão no Início da Rede (Autor)

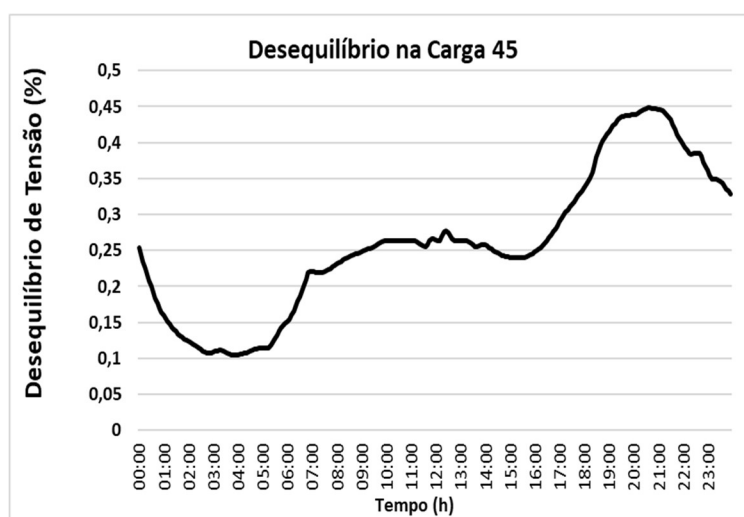


Figura 60 – Desequilíbrio de Tensão no Fim da Rede (Autor)

Como mostrado nas figuras acima, o desequilíbrio de tensão na rede em todos os pontos estudados é inferior a 1,0% apresentando conformidade com os limites estabelecidos pelo PRODIST.

4.3 – RESULTADOS E DISCUSSÕES CONSIDERANDO A IRRADIAÇÃO SOLAR DE UM DIA DE CÉU LIMPO

A presente seção tem o objetivo de apresentar os resultados obtidos em inúmeras simulações de Monte Carlo a partir da plataforma computacional gerada e avaliar os impactos originados pela conexão da geração distribuída fotovoltaica na rede, considerando a irradiação solar de um dia de céu limpo conforme irradiação mostrada na figura 61.

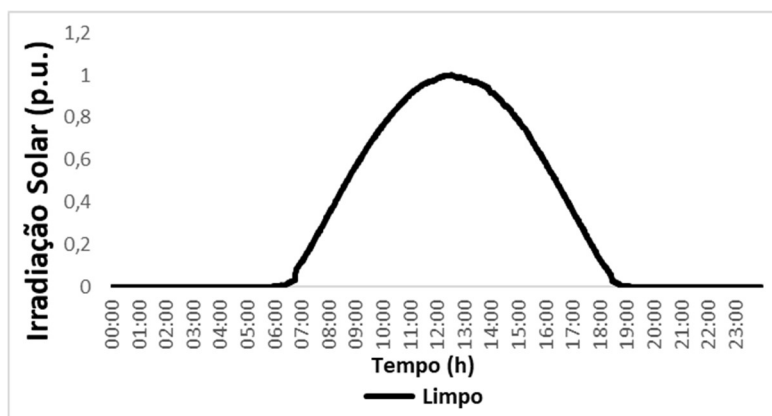


Figura 61 – Irradiação Solar Para um Dia de Céu Limpo (Autor)

De modo a analisar as variações nas tensões, as figuras a seguir apresentam os histogramas das tensões máximas para os 2 pontos distintos da rede informados anteriormente e para obter melhor entendimento e visualização das grandezas. Os gráficos são mostrados para os níveis de penetração de 10% em 10%.

A fase A foi escolhida para as análises para obter maior dimensão sobre os impactos da GDFV na rede, por apresentar a maior queda de tensão entre as fases e maior sensibilidade aos impactos da conexão dos SFV's a rede. Os resultados da tensão são apresentados iniciando pelo ponto de conexão da carga 1 e depois da carga 45.

Importante evidenciar que devido a característica de a potência instalada e ponto de conexão da GDFV já estar dimensionado e modelado no OpenDSS, quando o NP é igual a 100% a possibilidade de solução é única (similar ao caso base, sem conexão de sistemas fotovoltaicos na rede), sendo assim, são expostos os resultados para os NP's de 10% a 90%.

4.3.1 – HISTOGRAMAS DAS TENSÕES MÁXIMAS NA CARGA 1 PARA CADA NP

As figuras 62 a 70 mostram os histogramas das tensões máximas obtidos no ponto de conexão da carga 1 para cada NP.

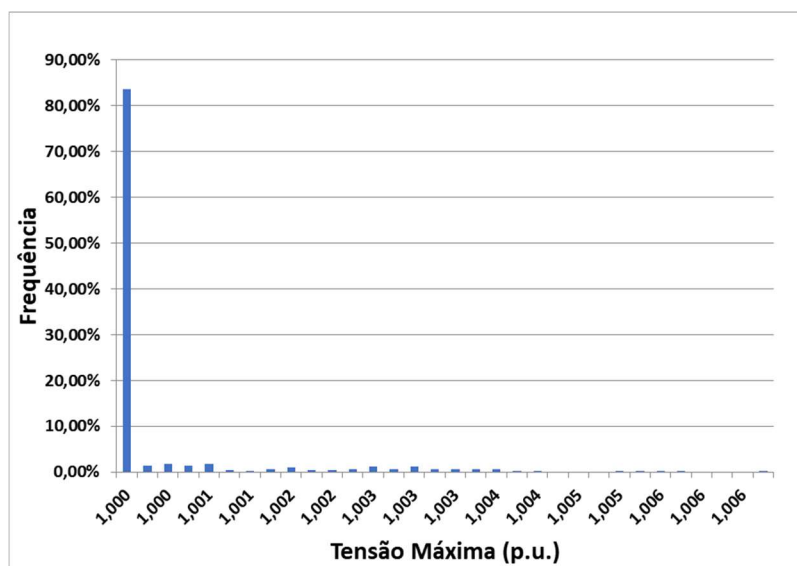


Figura 62 – Histogramas das Tensões Máximas na Fase A da Carga 1 com 10% de NP (Autor)

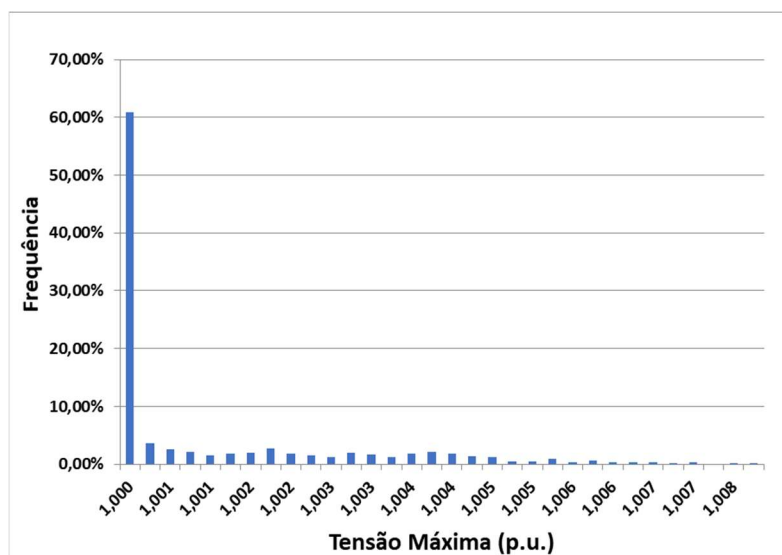


Figura 63 – Histogramas das Tensões Máximas na Fase A da Carga 1 com 20% de NP (Autor)

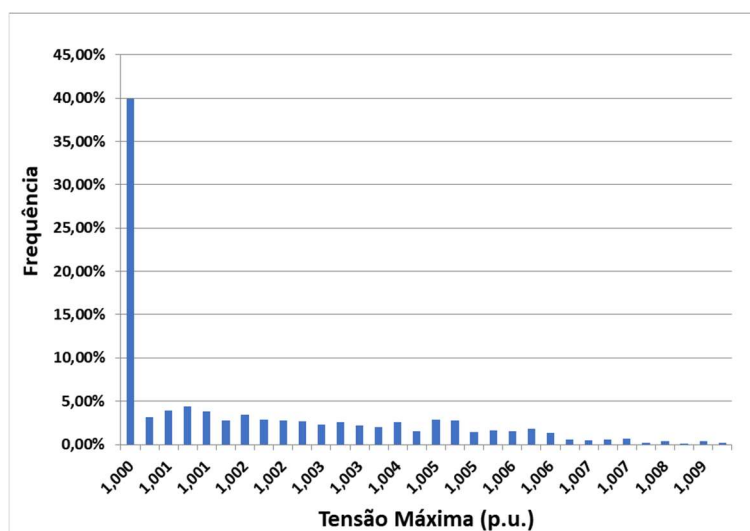


Figura 64 – Histogramas das Tensões Máximas na Fase A da Carga 1 com 30% de NP (Autor)

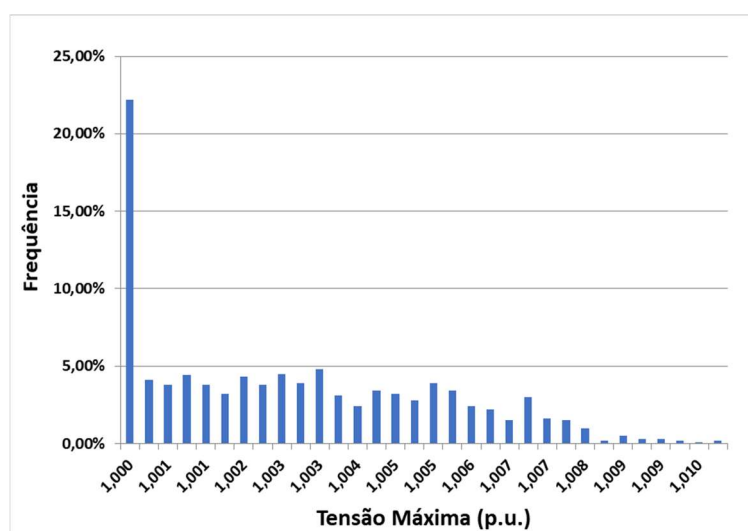


Figura 65 – Histogramas das Tensões Máximas na Fase A da Carga 1 com 40% de NP (Autor)

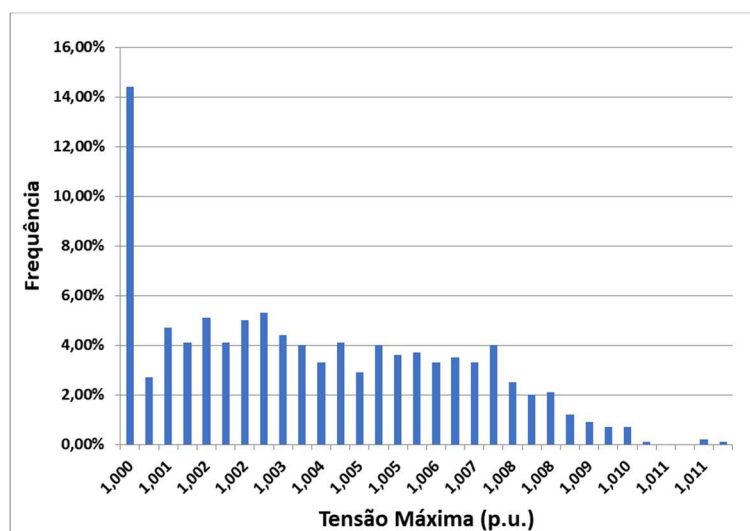


Figura 66 – Histogramas das Tensões Máximas na Fase A da Carga 1 com 50% de NP (Autor)

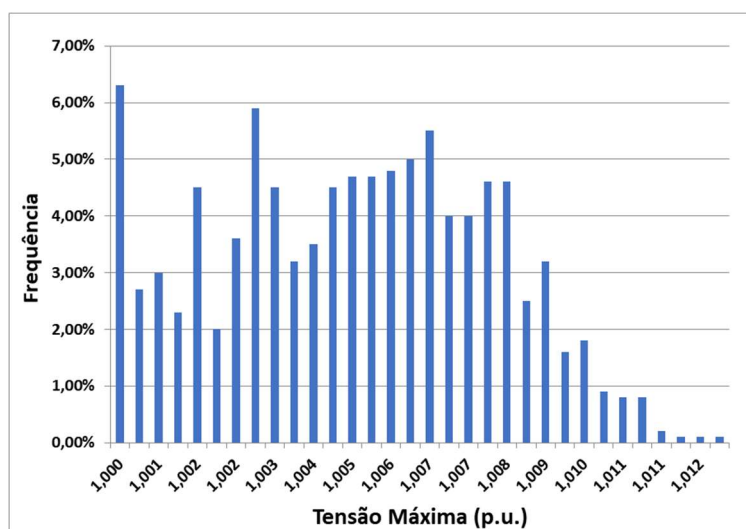


Figura 67 – Histogramas das Tensões Máximas na Fase A da Carga 1 com 60% de NP (Autor)

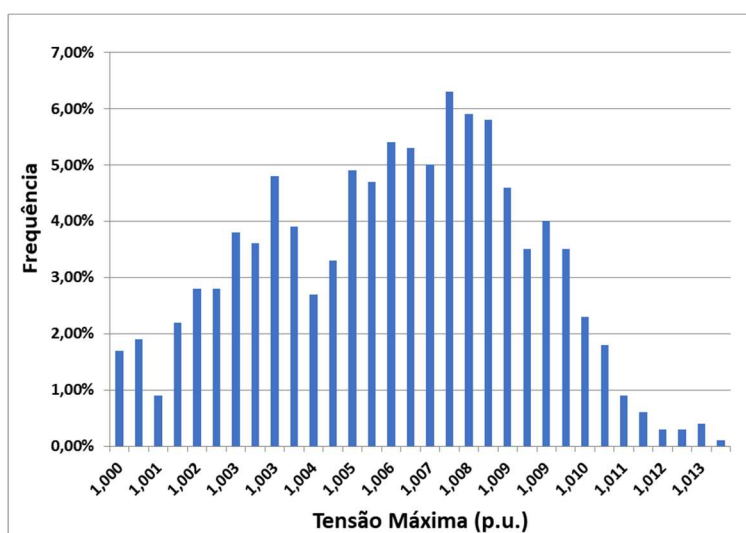


Figura 68 – Histogramas das Tensões Máximas na Fase A da Carga 1 com 70% de NP (Autor)

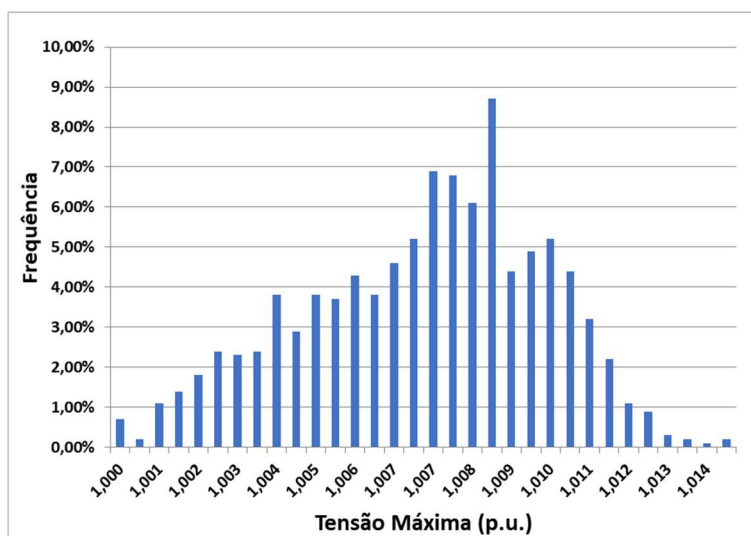


Figura 69 – Histogramas das Tensões Máximas na Fase A da Carga 1 com 80% de NP (Autor)

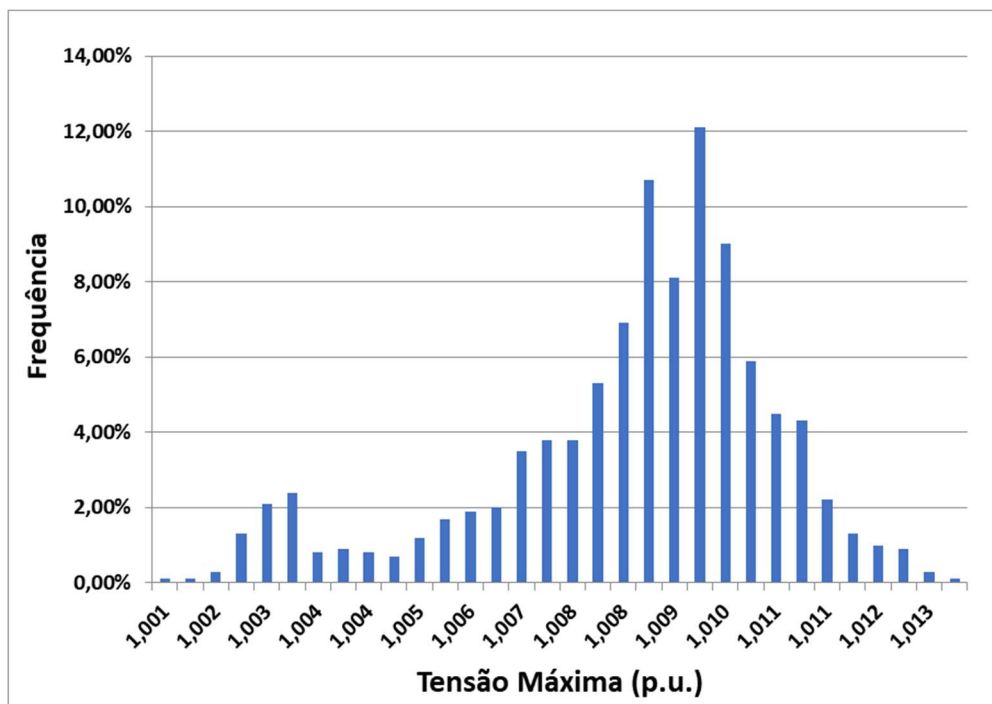


Figura 70 – Histogramas das Tensões Máximas na Fase A da Carga 1 com 90% de NP (Autor)

Como pode ser observado nos resultados extraídos desta seção, ocorreu a elevação das tensões no ponto de conexão da carga 1 de acordo com o aumento do NP, mas não resultaram na violação dos limites de tensão definidos pelo PRODIST. Deste modo, a tensão não afeta a capacidade de hospedagem para o ponto da rede estudado.

Vale ressaltar que a tensão mínima nos pontos de conexão estudados acontece no período em que a GD não está em operação, conforme a figura 57, proporcionando a mesma situação independente do NP (o nível de carregamento do sistema não foi alterado nas SMC, outro ponto importante para este entendimento).

O aumento da tensão máxima em consequência do aumento do NP no ponto de conexão estudado, pode ser observado nos histogramas da presente seção conforme o surgimento de maior percentual de valores de tensão nas fases em torno de 1,01 p.u. nos resultados. Por exemplo, com 10% do NP o percentual das tensões está situado em maioria em torno de 1,0 p.u. e a partir de 60% do NP ocorre o surgimento significativo do percentual de tensões máximas em torno 1,01 p.u. no ponto de conexão da carga 1.

4.3.1.1 – FUNÇÃO DE DISTRIBUIÇÃO ACUMULADA DAS TENSÕES MÁXIMAS NA CARGA 1 PARA CADA NP

A fim de proporcionar melhor entendimento dos impactos citados na seção anterior, foi gerado a função de distribuição acumulada dos histogramas expostos na seção anterior. As figuras 71 a 79 mostram a porcentagem acumulativa das tensões máximas obtidos no ponto de conexão da carga 1 para cada NP.

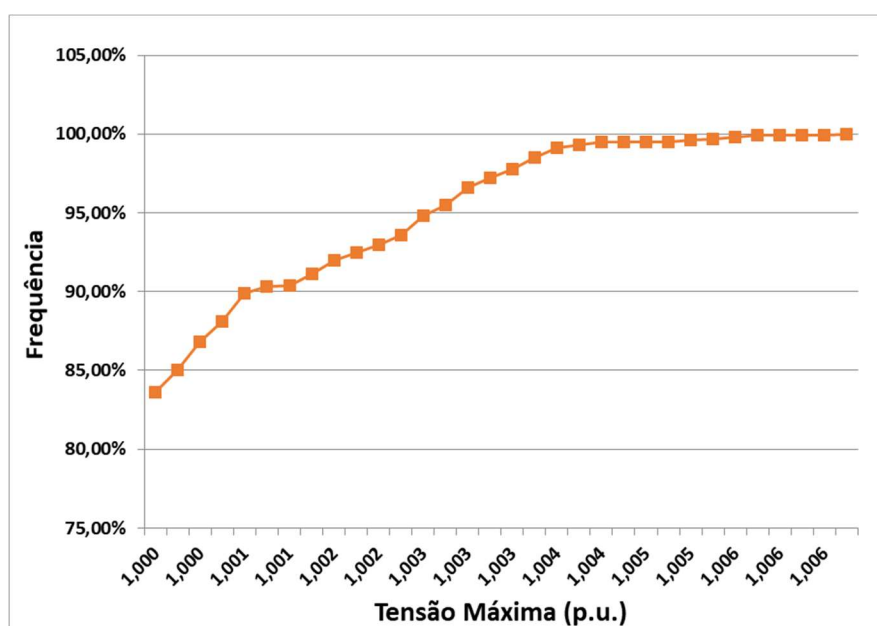


Figura 71 – Porcentagem das Tensões Máximas na Fase A da Carga 1 com 10% de NP (Autor)

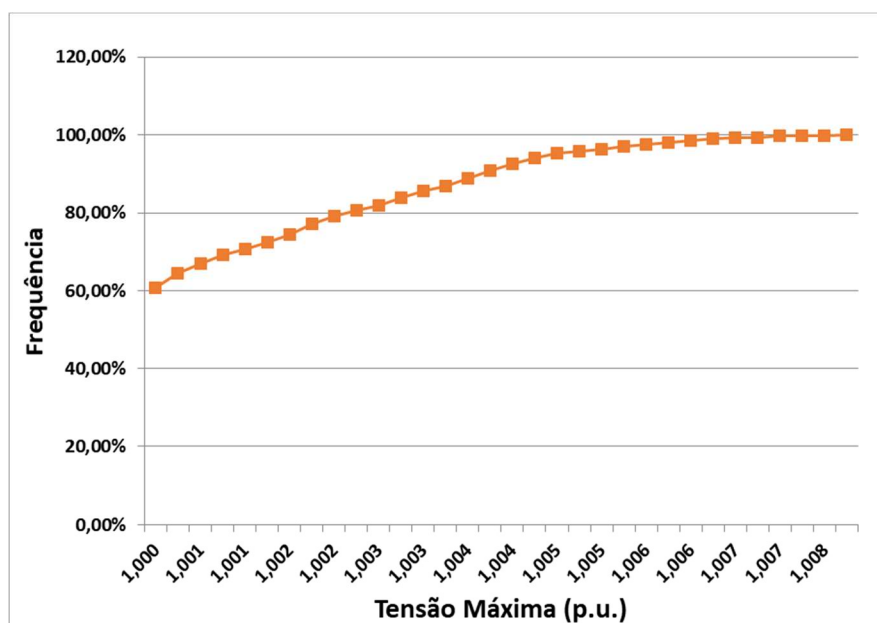


Figura 72 – Porcentagem das Tensões Máximas na Fase A da Carga 1 com 20% de NP (Autor)

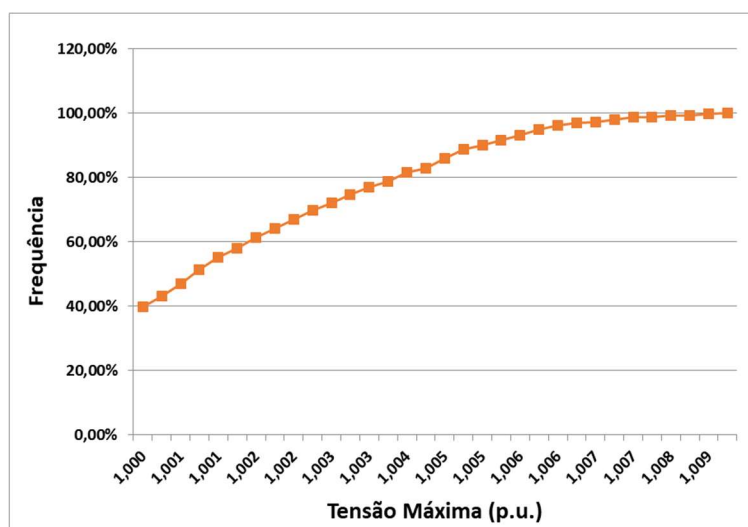


Figura 73 – Porcentagem das Tensões Máximas na Fase A da Carga 1 com 30% de NP (Autor)

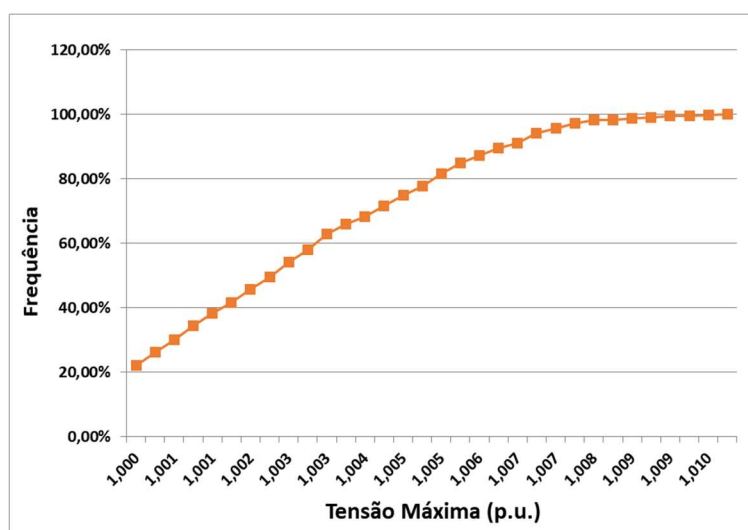


Figura 74 – Porcentagem das Tensões Máximas na Fase A da Carga 1 com 40% de NP (Autor)

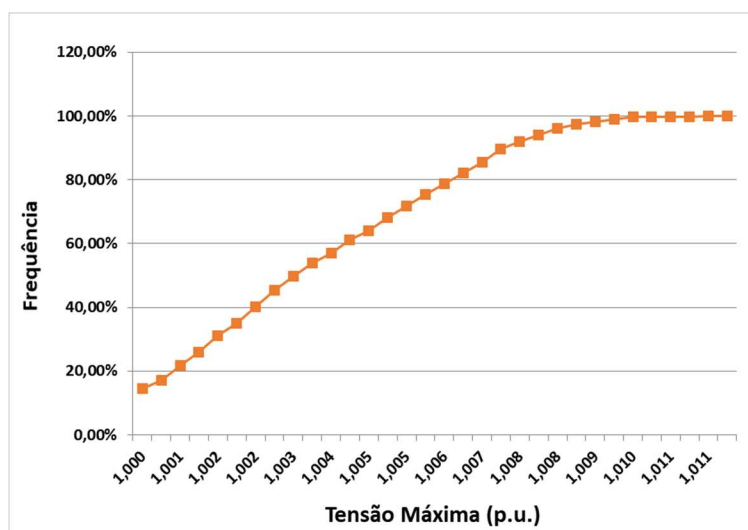


Figura 75 – Porcentagem das Tensões Máximas na Fase A da Carga 1 com 50% de NP (Autor)

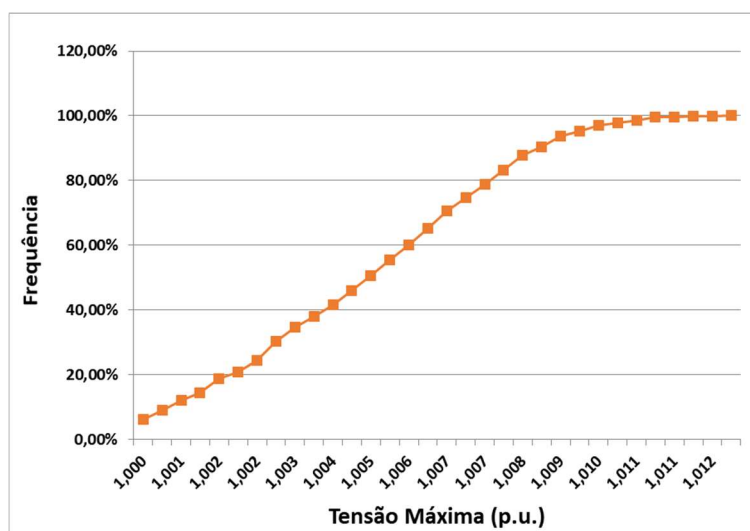


Figura 76 – Porcentagem das Tensões Máximas na Fase A da Carga 1 com 60% de NP (Autor)

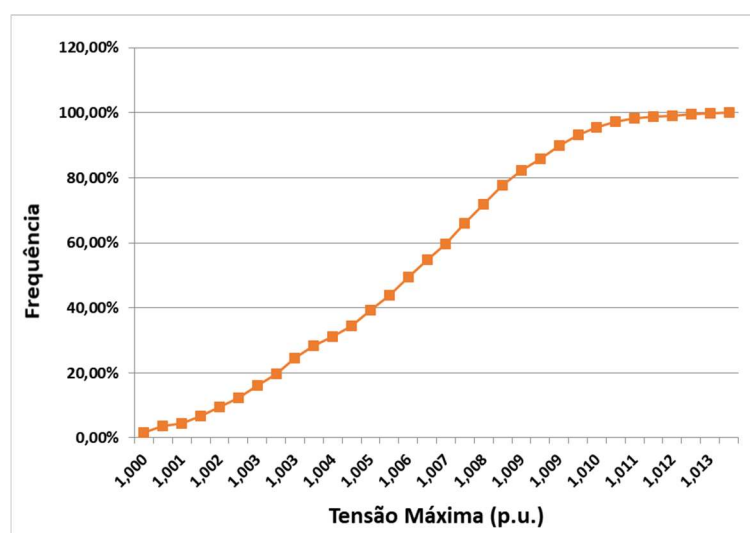


Figura 77 – Porcentagem das Tensões Máximas na Fase A da Carga 1 com 70% de NP (Autor)

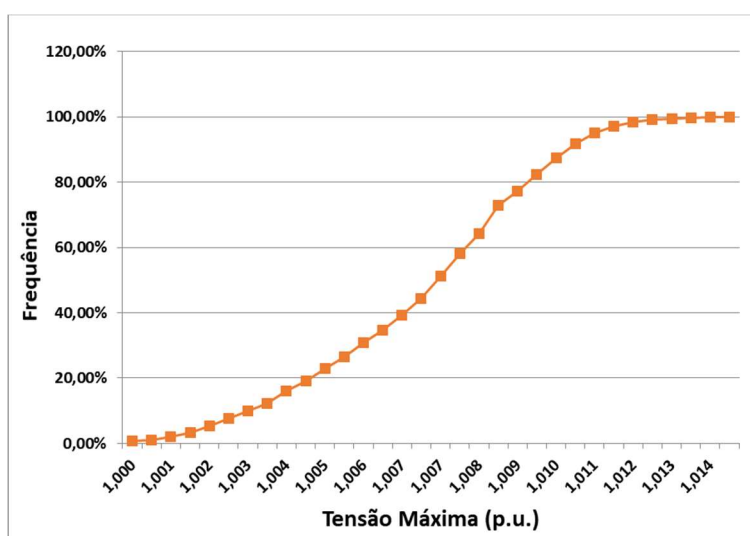


Figura 78 – Porcentagem das Tensões Máximas na Fase A da Carga 1 com 80% de NP (Autor)

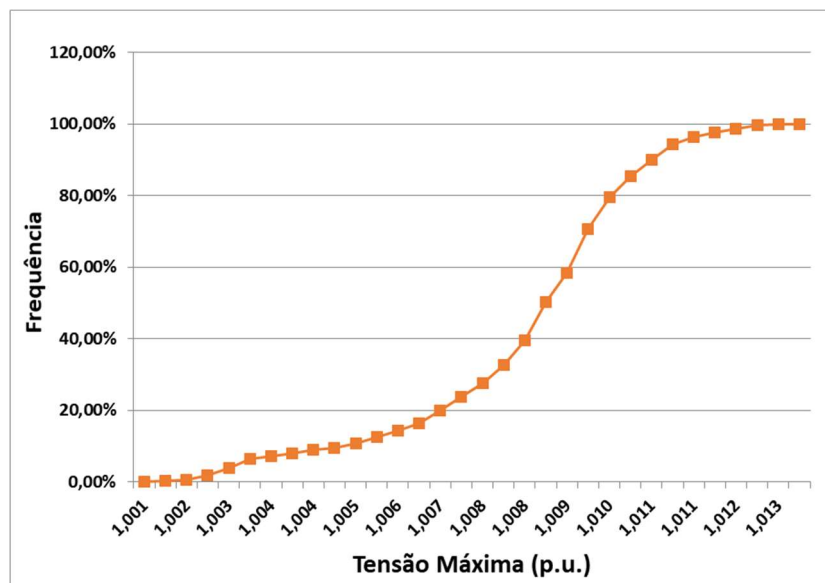


Figura 79 – Porcentagem das Tensões Máximas na Fase A da Carga 1 com 90% de NP (Autor)

De modo a esclarecer e detalhar o exemplo da seção anterior utilizando a porcentagem da frequência relativa acumulada no ponto de conexão da carga 1, quanto a 10% e 60% do NP. Com o NP de 10%, a porcentagem das tensões máximas em torno de 1,0 p.u. está em aproximadamente 84% de frequência enquanto 60% do NP esse valor reduz para quase 9% da frequência, sendo a maior concentração de valores de tensão máxima próximo 1,01 p.u. com percentual acima de 90%, demonstrando para o ponto estudado a elevação da tensão.

Considerando os NP's de 10% a 40%, ocorre uma redução significativa na FDA em torno de 20% da frequência de um NP para o outro, sendo de 84% para 60%, 40% e 20%, respectivamente, para a quantidade de valores em torno de 1,0 p.u. e é aumentado em direção a 1,01 p.u. de modo a demonstrar a elevação da tensão com o aumento do NP. Com 50% do NP em diante, a quantidade de valores em 1,0 p.u. reduz para próximo de 0% e ultrapassa o limite de 1,01 p.u. se aproximando de 1,014 p.u. colaborando com a demonstração da elevação de tensão no ponto de conexão da carga 1 com o aumento do NP.

Deste modo, a tensão máxima permanece dentro da faixa adequada estabelecida pelo PRODIST não impactando na qualidade da energia elétrica para a grandeza estudada no ponto da rede avaliado.

4.3.2 – HISTOGRAMAS DAS TENSÕES MÁXIMAS NA CARGA 45 PARA CADA NP

As figuras 80 a 88 mostram os histogramas das tensões máximas obtidos no ponto de conexão da carga 45 para cada NP.

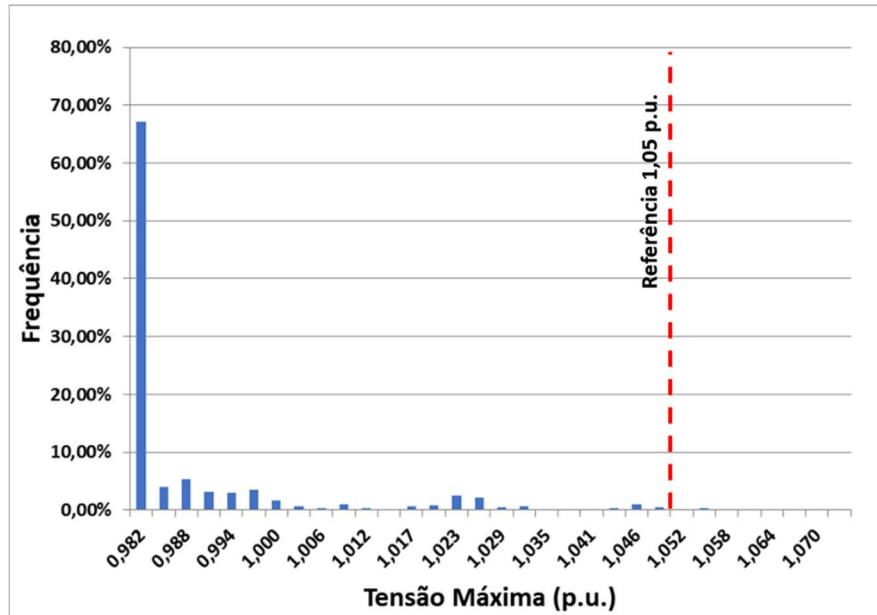


Figura 80 – Histogramas das Tensões Máximas na Fase A da Carga 45 com 10% de NP (Autor)

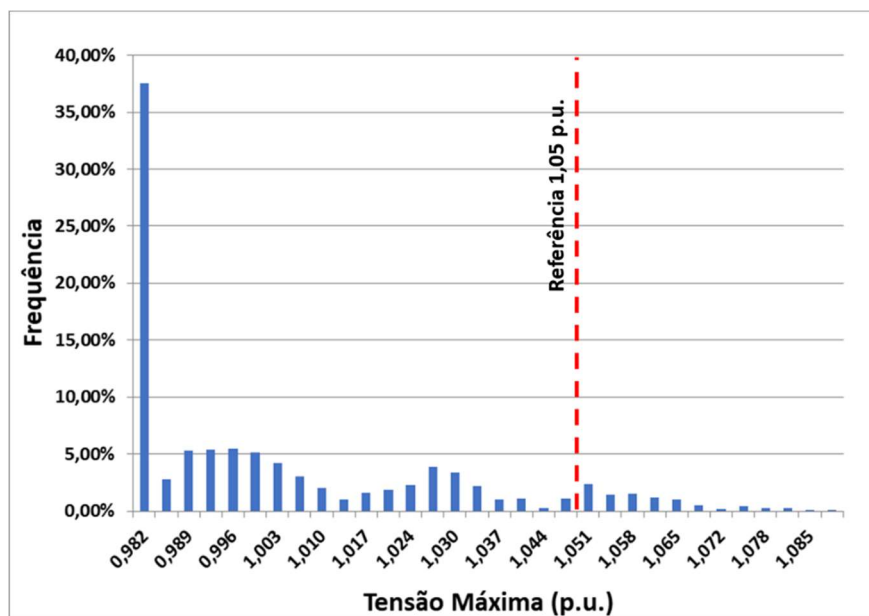


Figura 81 – Histogramas das Tensões Máximas na Fase A da Carga 45 com 20% de NP (Autor)

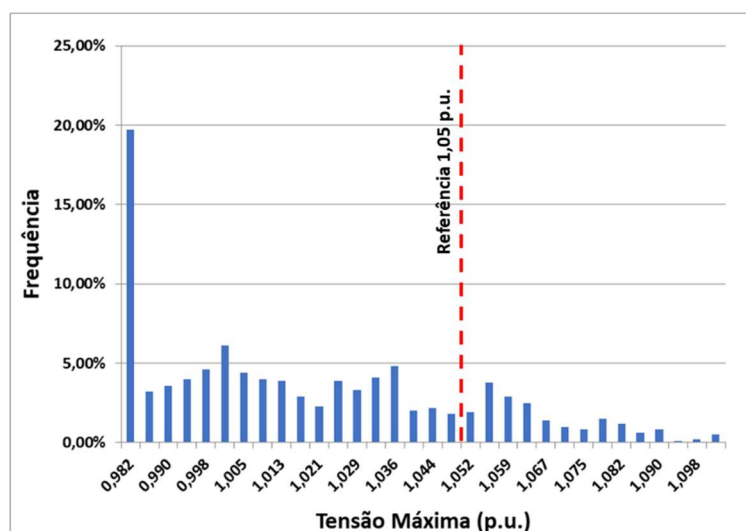


Figura 82 – Histogramas das Tensões Máximas na Fase A da Carga 45 com 30% de NP (Autor)

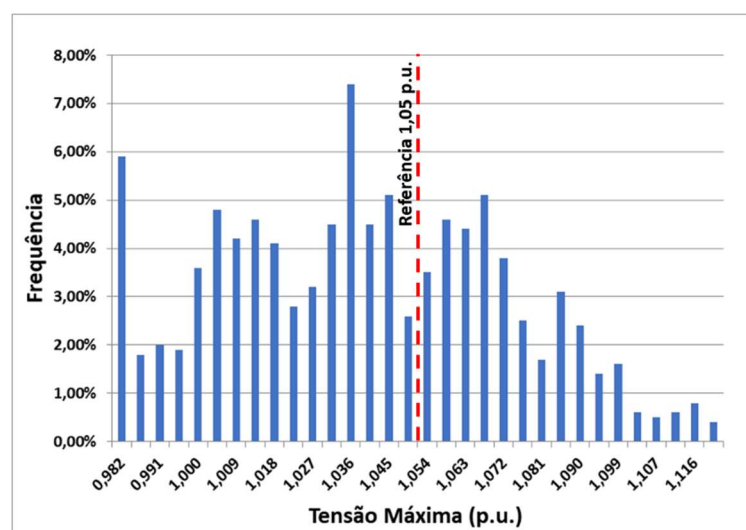


Figura 83 – Histogramas das Tensões Máximas na Fase A da Carga 45 com 40% de NP (Autor)

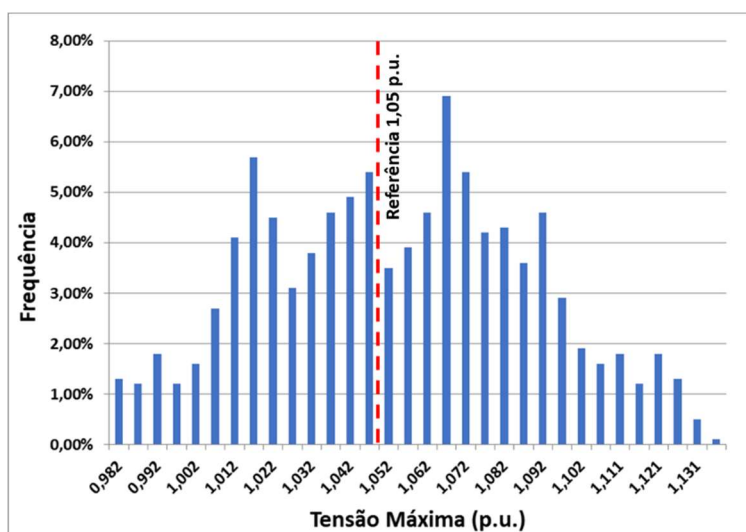


Figura 84 – Histogramas das Tensões Máximas na Fase A da Carga 45 com 50% de NP (Autor)

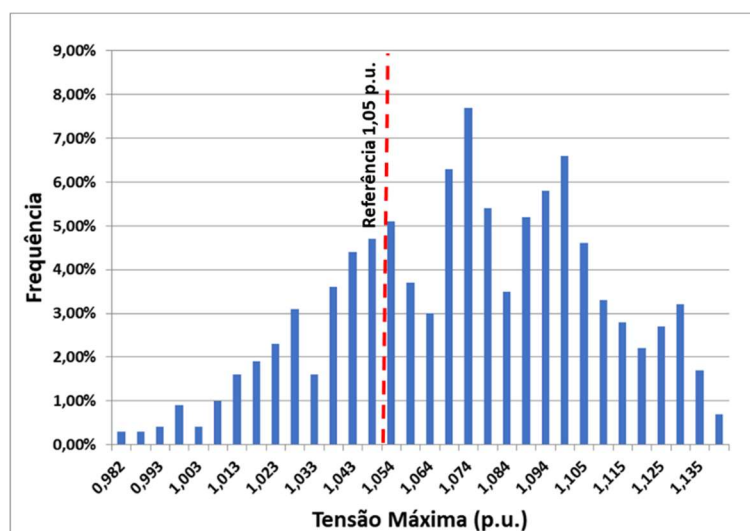


Figura 85 – Histogramas das Tensões Máximas na Fase A da Carga 45 com 60% de NP (Autor)

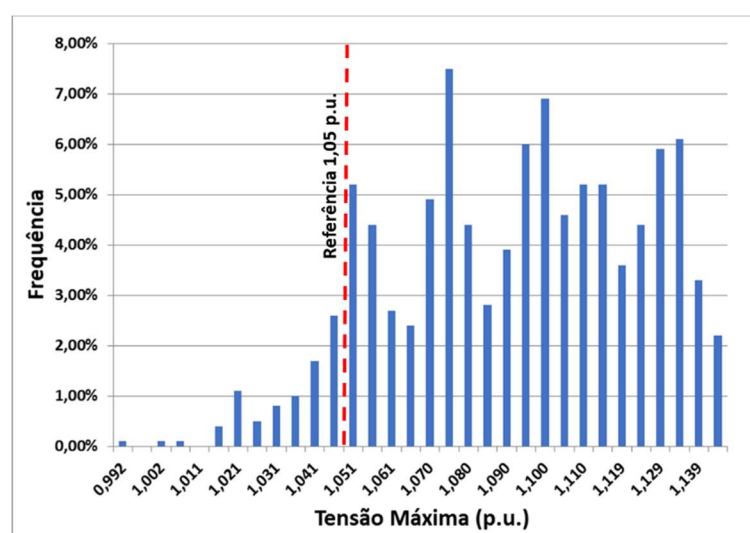


Figura 86 – Histogramas das Tensões Máximas na Fase A da Carga 45 com 70% de NP (Autor)

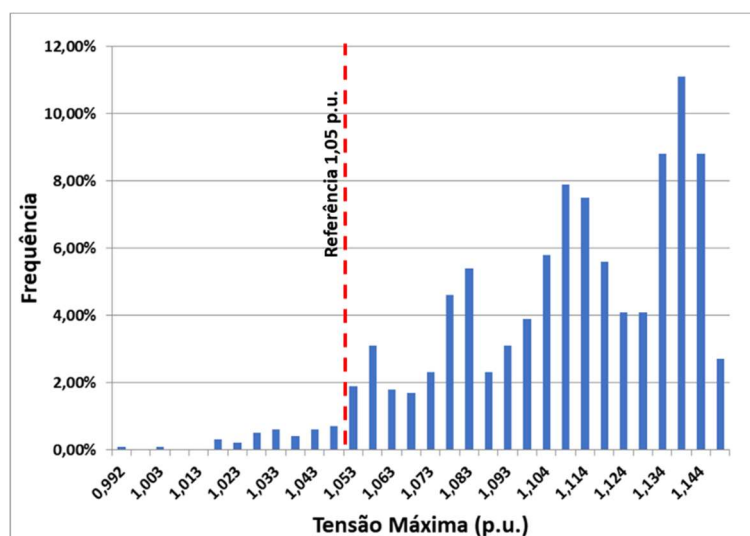


Figura 87 – Histogramas das Tensões Máximas na Fase A da Carga 45 com 80% de NP (Autor)

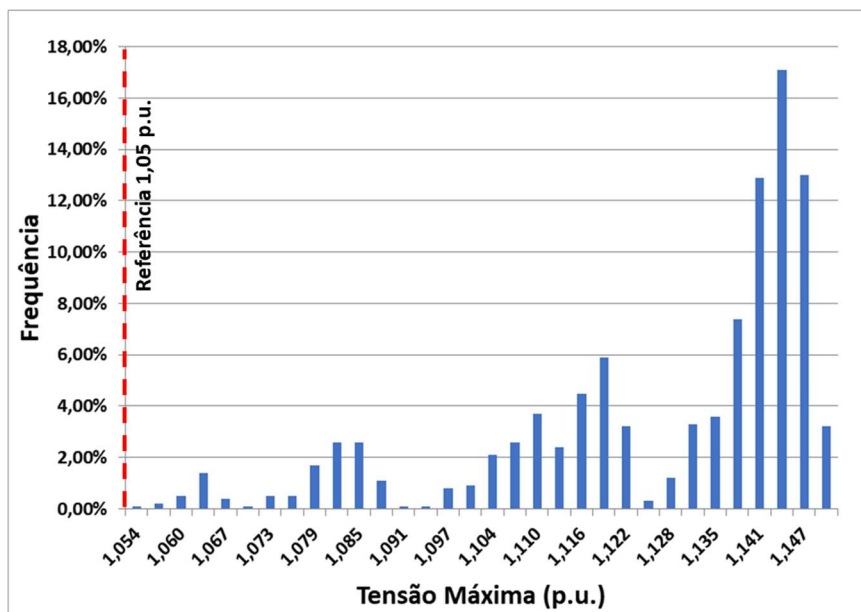


Figura 88 – Histogramas das Tensões Máximas na Fase A da Carga 45 com 90% de NP (Autor)

As tensões máximas obtidas no ponto de conexão da carga 45 ultrapassaram os limites estabelecidos pelo PRODIST em todos os NP's simulados, como pode ser observado nas figuras desta seção. De acordo com o aumento do NP o percentual de violações do limite de 1,05 p.u. também é elevado. A partir de 40% do NP, as tensões violam os valores de tensão crítica (maior que 1,06 p.u.) significativamente, demonstrando que a operação ao longo do dia não está satisfazendo os conceitos que definem uma rede com qualidade de energia elétrica e com possibilidade de originar problemas no sistema.

4.3.2.1 – FUNÇÃO DE DISTRIBUIÇÃO ACUMULADA DAS TENSÕES MÁXIMAS NA CARGA 45 PARA CADA NP

Seguindo a metodologia de análise da carga anterior, as figuras 89 a 97 mostram a porcentagem acumulada das tensões máximas obtidos no ponto de conexão da carga 45 para cada NP.

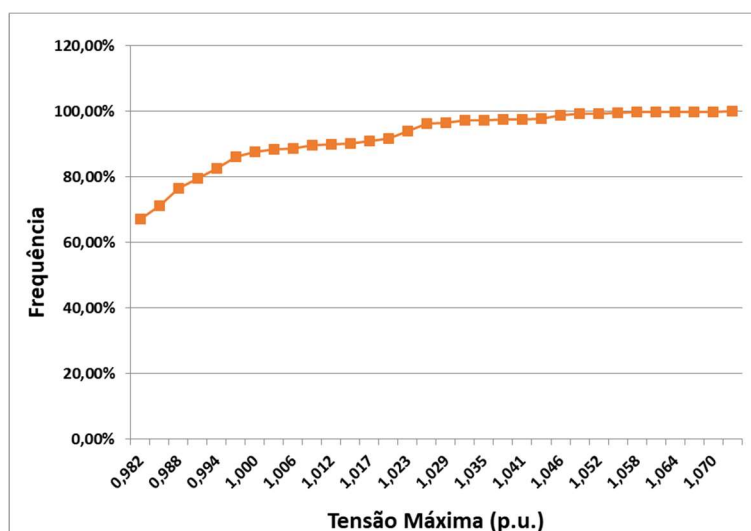


Figura 89 – Porcentagem das Tensões Máximas na Fase A da Carga 45 com 10% de NP (Autor)

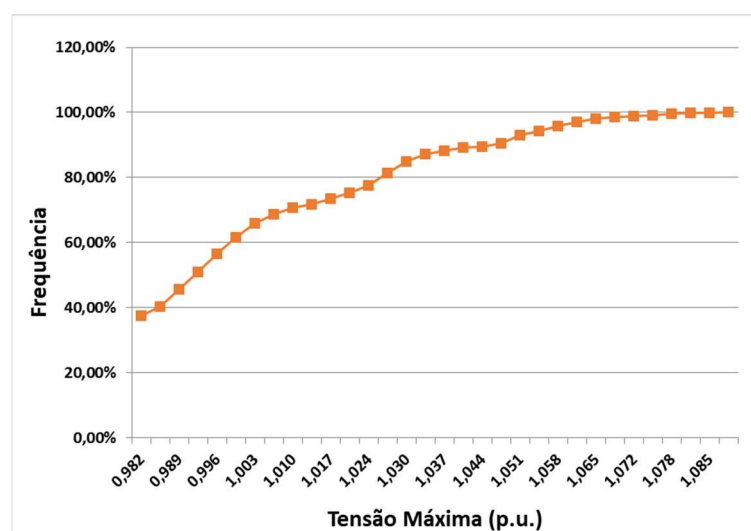


Figura 90 – Porcentagem das Tensões Máximas na Fase A da Carga 45 com 20% de NP (Autor)

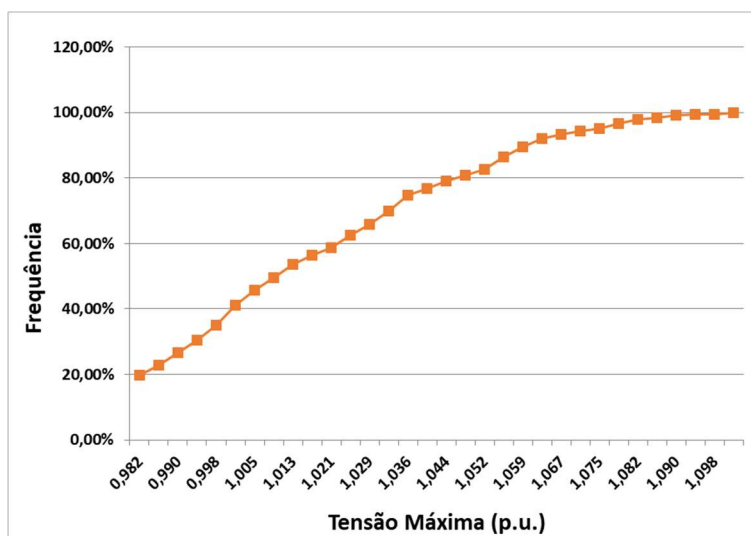


Figura 91 – Porcentagem das Tensões Máximas na Fase A da Carga 45 com 30% de NP (Autor)

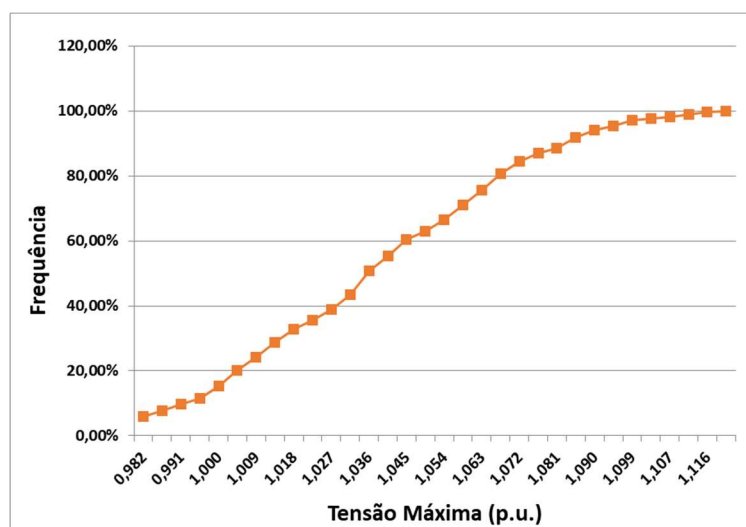


Figura 92 – Porcentagem das Tensões Máximas na Fase A da Carga 45 com 40% de NP (Autor)

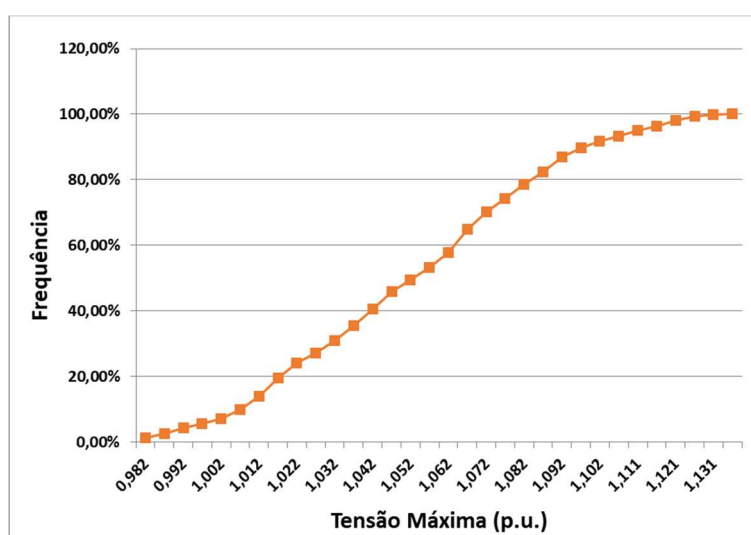


Figura 93 – Porcentagem das Tensões Máximas na Fase A da Carga 45 com 50% de NP (Autor)

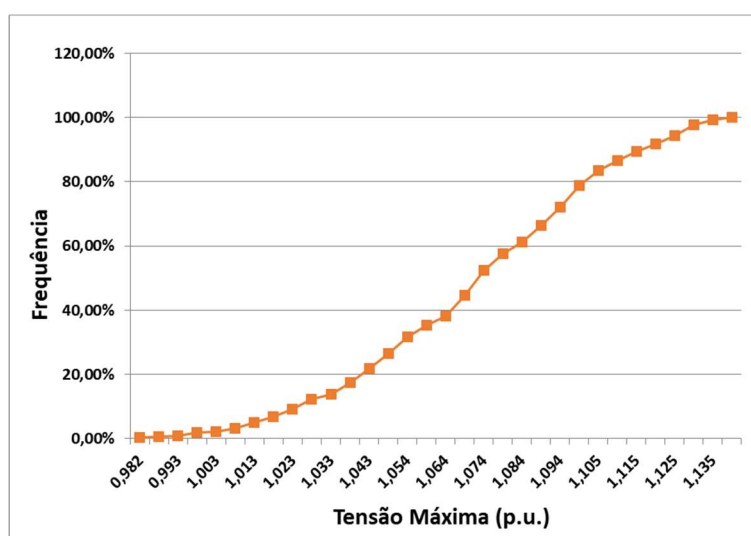


Figura 94 – Porcentagem das Tensões Máximas na Fase A da Carga 45 com 60% de NP (Autor)

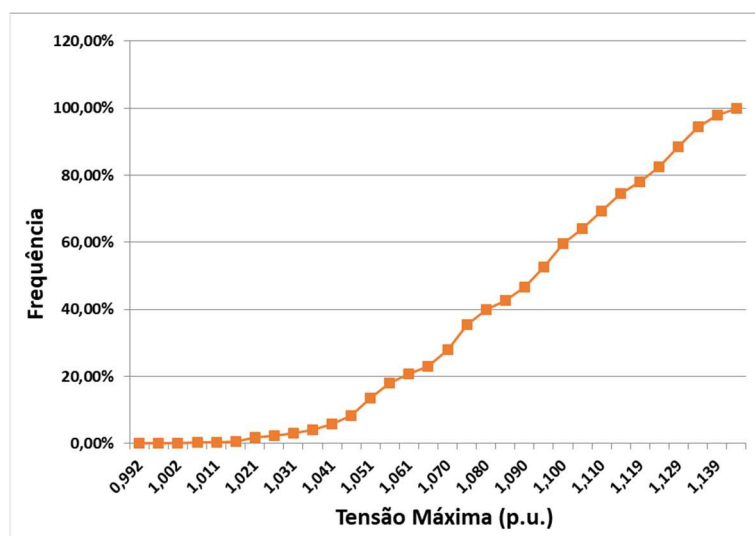


Figura 95 – Porcentagem das Tensões Máximas na Fase A da Carga 45 com 70% de NP (Autor)

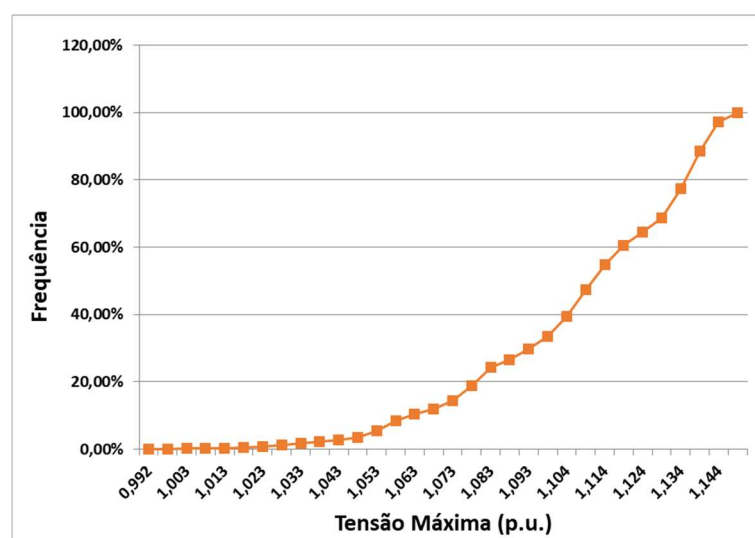


Figura 96 – Porcentagem das Tensões Máximas na Fase A da Carga 45 com 80% de NP (Autor)

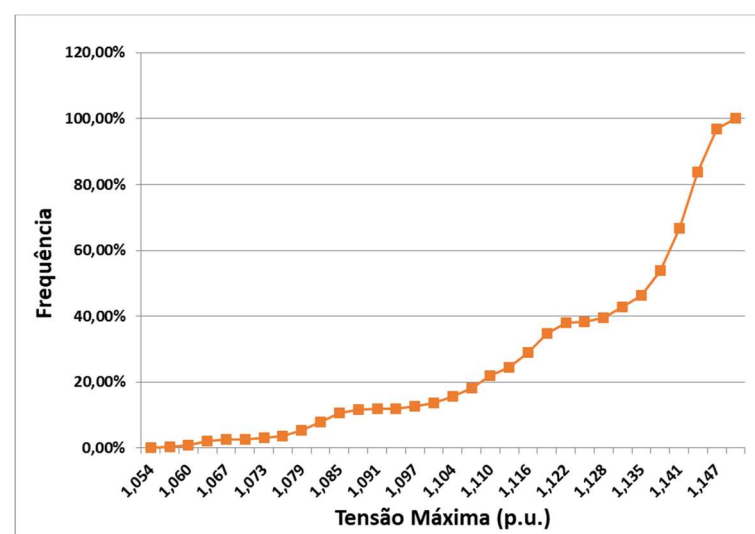


Figura 97 – Porcentagem das Tensões Máximas na Fase A da Carga 45 com 90% de NP (Autor)

A frequência relativa acumulada apresentou acima de 60% dos cenários a tensão máxima abaixo de 0,98 p.u. considerando o NP de 10% de NP, demonstrando que o sistema possui queda de tensão de 2% com referência a tensão do transformador. Quando o NP simulado está em 40%, esse valor reduz significativamente para 5,9% no percentual acumulativo, mostrando que a partir desse limite a rede está mais sensível aos impactos da GDFV. Outro ponto relevante que vale ser evidenciado no NP de 40%, 66,5% dos cenários simulados a tensão máxima ficou abaixo de 1,054 p.u. no percentual acumulativo, proporcionando uma inversão extrema nos valores se comparado ao NP de 10%.

Assim, o aumento do NP pela geração distribuída fotovoltaica na rede objeto de estudo deste trabalho, proporciona outras análises quanto a qualidade da energia elétrica e os limites estabelecidos no módulo 8 do PRODIST.

4.3.2.2 – PORCENTAGEM DE VIOLAÇÕES DAS TENSÕES MÁXIMAS SUPERIORES

A figura 98 apresenta o percentual de violações de tensão superior a 1,05 p.u. no ponto de conexão da carga 45, fase A, ao longo das 1.000 SMC's para cada NP.

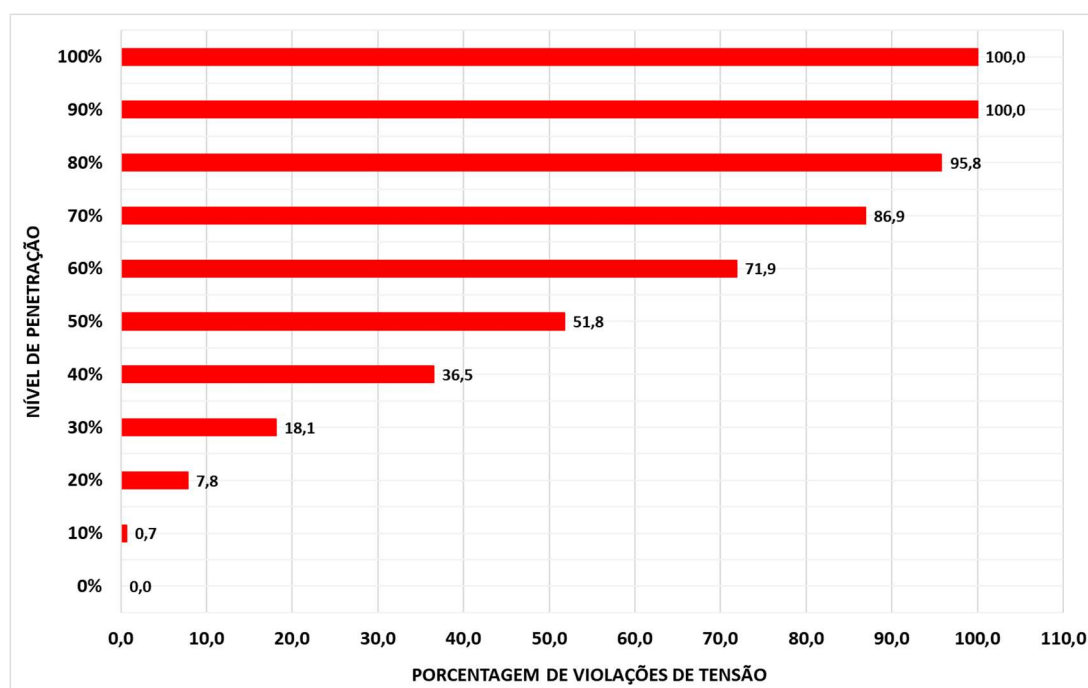


Figura 98 – Porcentagem das Violações de Tensão na Fase A da Carga 45 (Autor)

Como pode ser observado na figura 98, o gráfico mostra a porcentagem de violações de tensão em função do nível de penetração de GDFV. Considerando a instalação em 90% das UC's, observa-se que em 100% dos cenários simulados, as tensões foram superiores a 1,05 p.u. no ponto de conexão da carga 45.

Importante evidenciar que o local de análise é o mais distante do transformador e, portanto, com maior impedância. A partir de 10% do NP já surgem violações de tensão no ponto estudado demonstrando que os indicadores de qualidade de energia com base no PRODIST não seriam atendidos com a conexão de GDFV na rede.

4.3.2.3 – INDICADOR P95% DE VIOLAÇÃO DE TENSÃO

A figura 99 apresenta o indicador P95% obtido na fase A da carga 45.

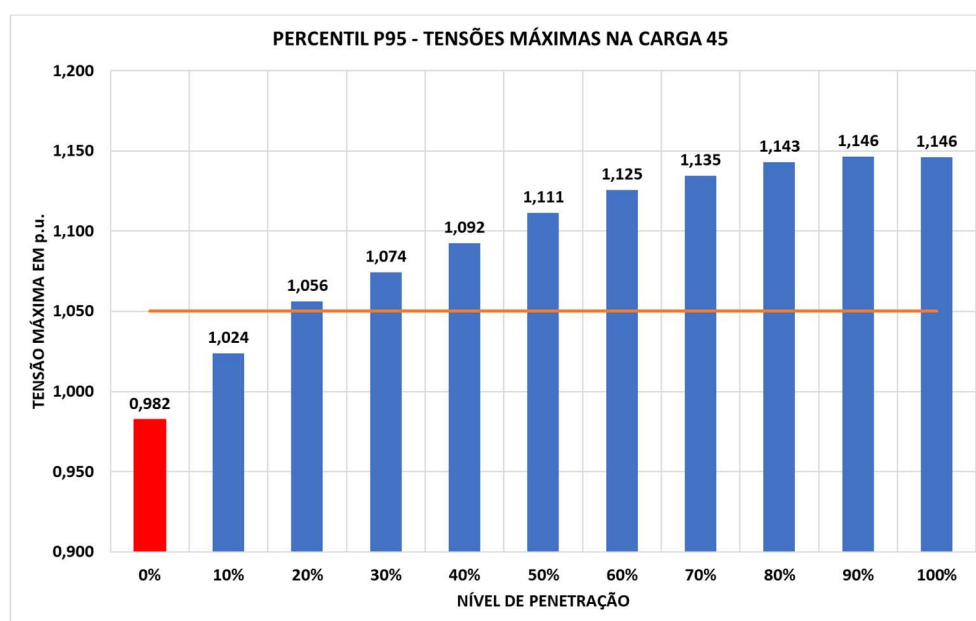


Figura 99 – Indicador P95% das Tensões Máximas da Fase A da Carga 45 (Autor)

Utilizando como base o NP de 30%, verifica-se que os valores da tensão máxima em 5% dos casos irão violar o valor 1,074 p.u. ou que em 95% dos cenários a tensão máxima ao longo do dia apresentará valores abaixo de 1,074 p.u., assim, a mesma análise pode ser replicada para os outros NP's calculados nas simulações de Monte Carlo. Outra análise relevante é que a partir do NP de 20% o indicador P95% ultrapassa o valor referência estabelecido pelo PRODIST indicando que a capacidade de hospedagem da rede pode ser comprometida a partir desse percentual de instalação de sistemas.

4.3.3 – DESEQUILÍBRIO DE TENSÃO NA CARGA 1

As figuras 100 a 108 mostram os histogramas do desequilíbrio de tensão obtidos no ponto de conexão da carga 1 para cada NP, calculado a partir do fluxo de potência via simulações de Monte Carlo de modo a corroborar com a visualização do impacto originado da penetração fotovoltaica na rede.

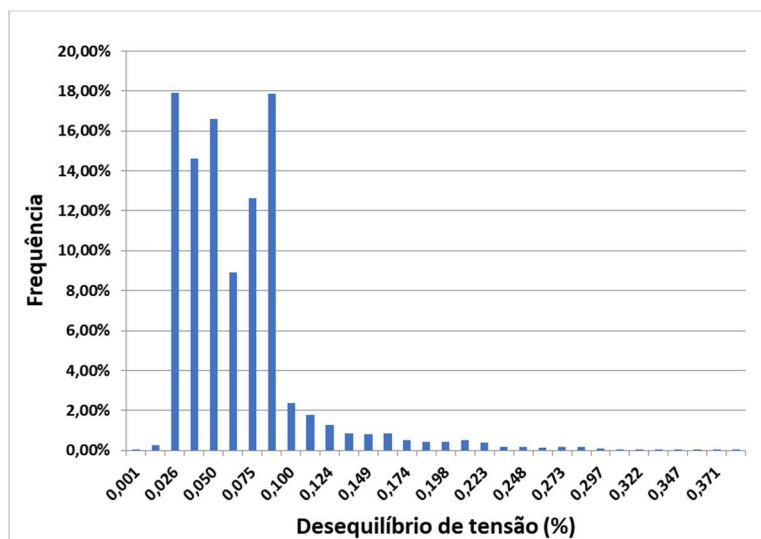


Figura 100 – Histograma do Desequilíbrio de Tensão na Carga 1 com 10% NP (Autor)

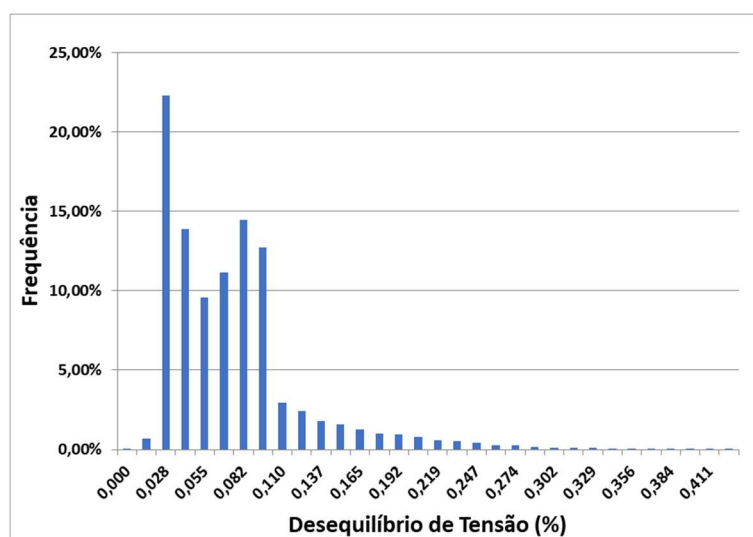


Figura 101 – Histograma do Desequilíbrio de Tensão na Carga 1 com 20% NP (Autor)

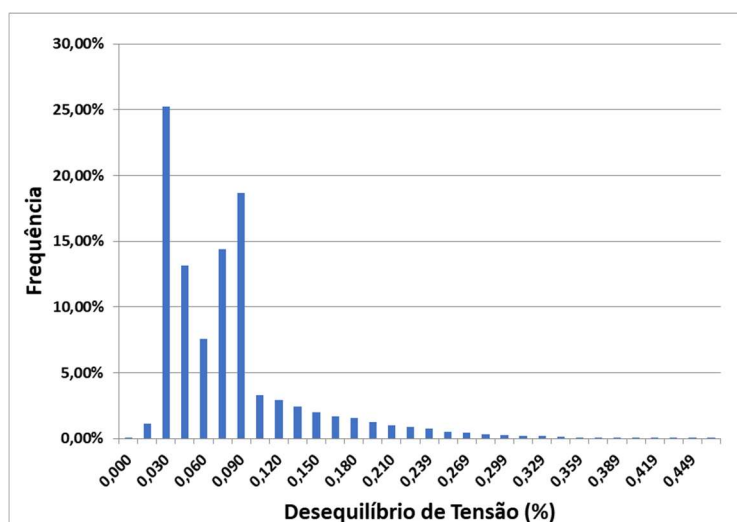


Figura 102 – Histograma do Desequilíbrio de Tensão na Carga 1 com 30% NP (Autor)

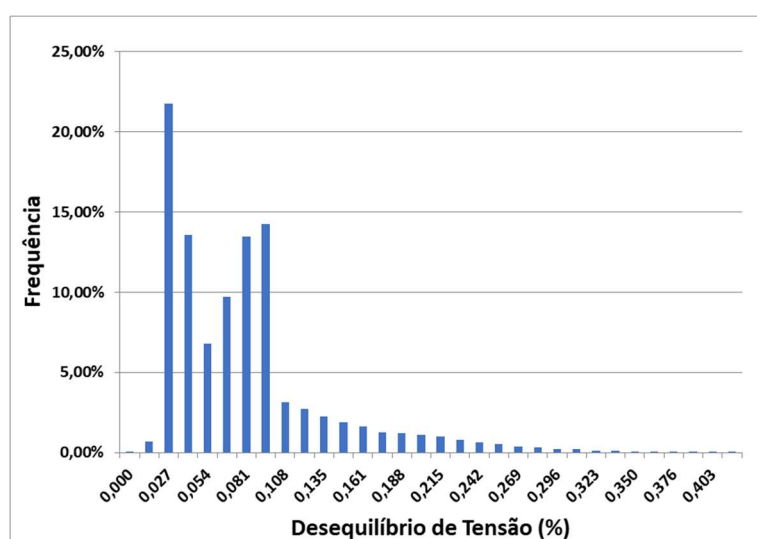


Figura 103 – Histograma do Desequilíbrio de Tensão na Carga 1 com 40% NP (Autor)

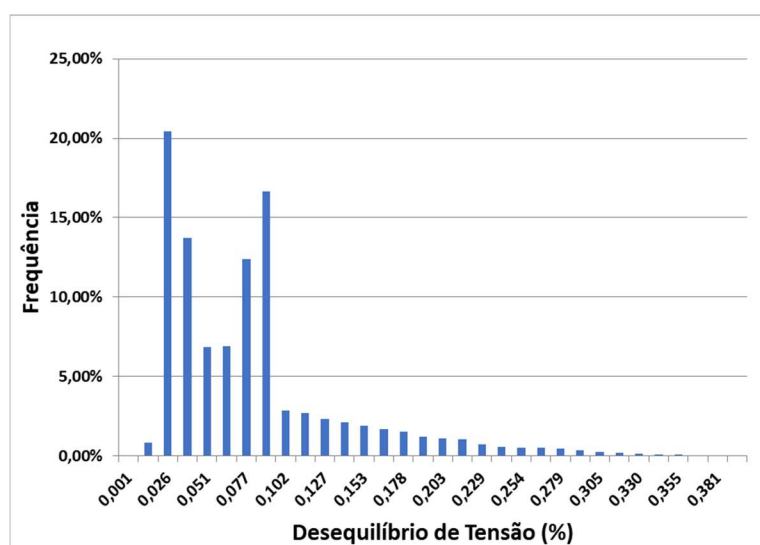


Figura 104 – Histograma do Desequilíbrio de Tensão na Carga 1 com 50% NP (Autor)

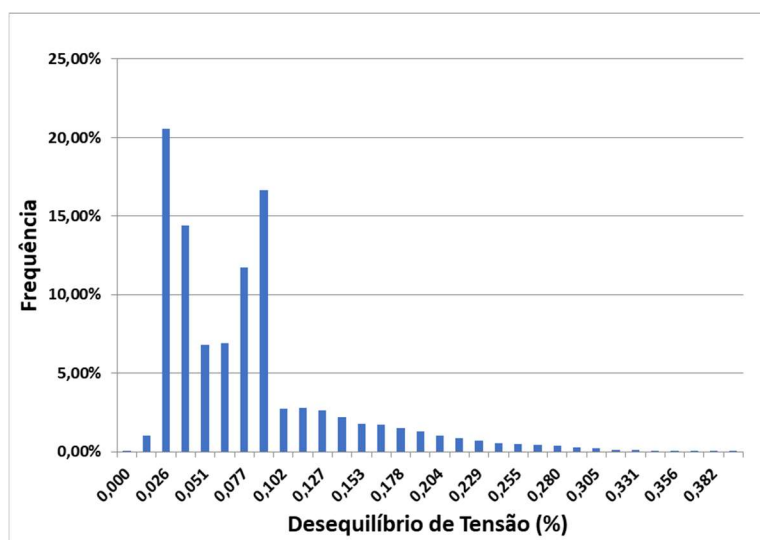


Figura 105 – Histograma do Desequilíbrio de Tensão na Carga 1 com 60% NP (Autor)

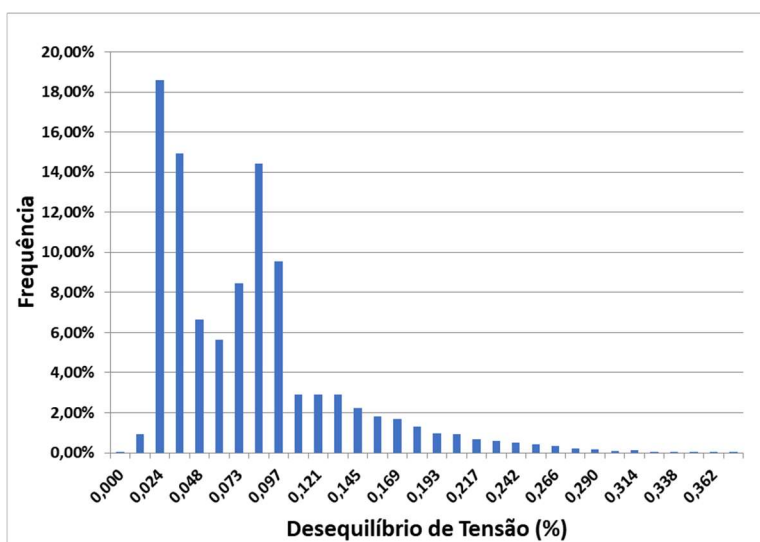


Figura 106 – Histograma do Desequilíbrio de Tensão na Carga 1 com 70% NP (Autor)

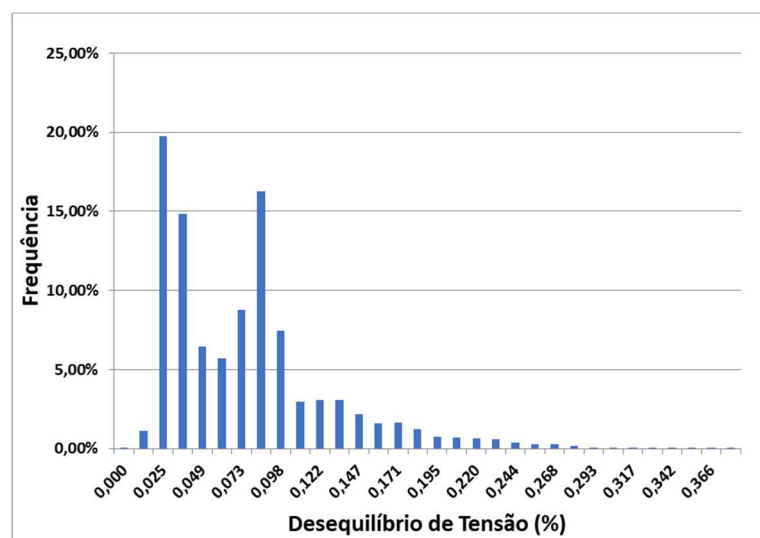


Figura 107 – Histograma do Desequilíbrio de Tensão na Carga 1 com 80% NP (Autor)

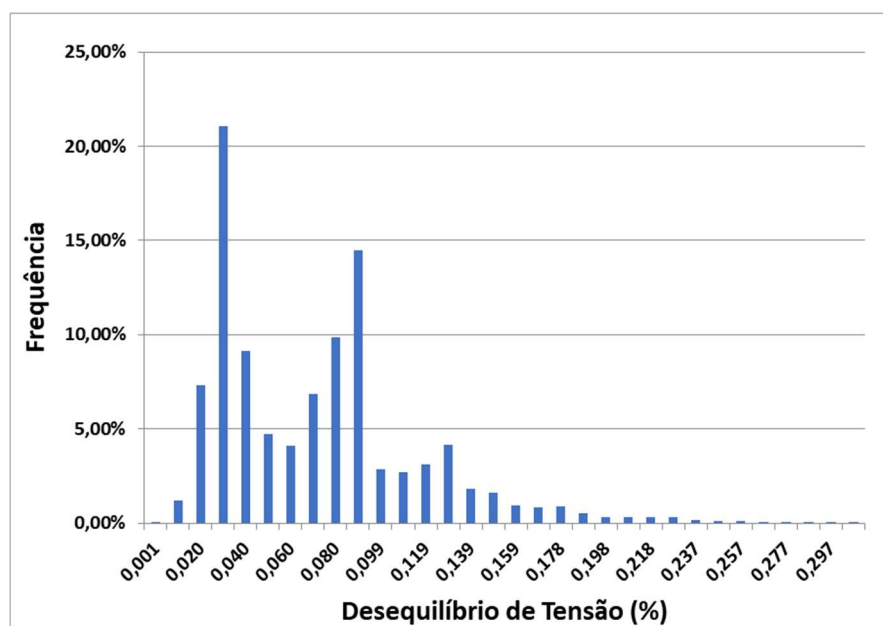


Figura 108 – Histograma do Desequilíbrio de Tensão na Carga 1 com 90% NP (Autor)

Os histogramas mostrados nas figuras da presente seção, mostram que o desequilíbrio de tensão no carga 1 para os NP's estudados não extrapolam os limites estabelecidos pelo PRODIST. Vale ressaltar que os valores máximos de desequilíbrio aumentam até o NP de 30%, em torno de 0,45%, e depois ele volta a reduzir se aproximando de 0,3% no NP de 90%.

Embora essa grandeza se mantenha dentro da faixa adequada com base no estabelecido pelo PRODIST, a distribuidora de energia elétrica deve se atentar ao aumento de instalação de SFV's na rede distribuição, visto que, o desequilíbrio máximo para o caso base era em torno de 0,09% e com 30% do NP alcança 0,45% de desequilíbrio e 90% do NP em torno de 0,29% de desequilíbrio representando o aumento significativo em percentual de 400% e 222%, respectivamente.

4.3.4 – DESEQUILÍBRIO DE TENSÃO NA CARGA 45

As figuras 109 a 117 mostram os histogramas do desequilíbrio de tensão obtidos no ponto de conexão da carga 45 para cada NP.

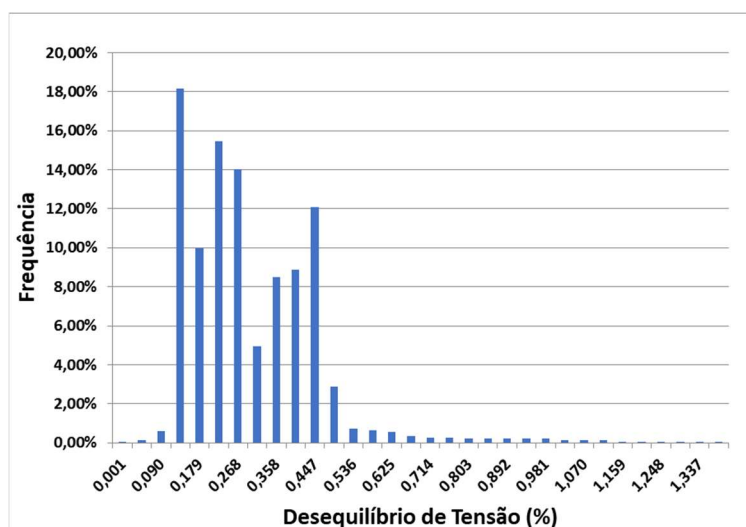


Figura 109 – Histograma do Desequilíbrio de Tensão na Carga 45 com 10% NP (Autor)

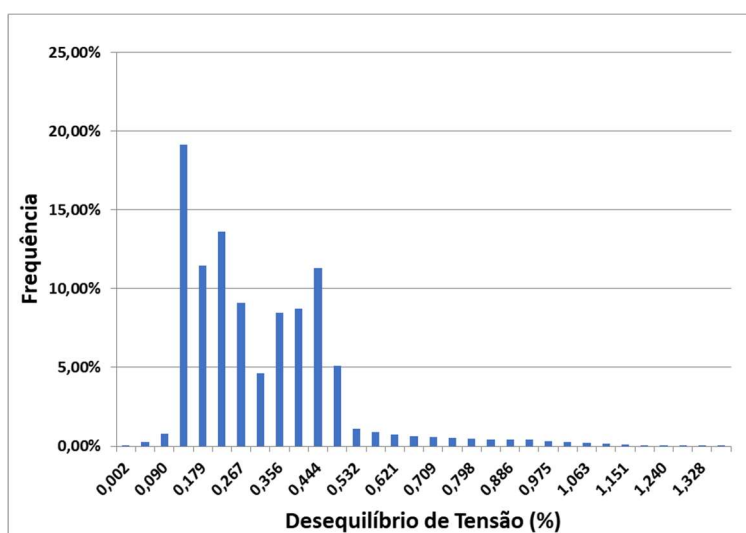


Figura 110 – Histograma do Desequilíbrio de Tensão na Carga 45 com 20% NP (Autor)

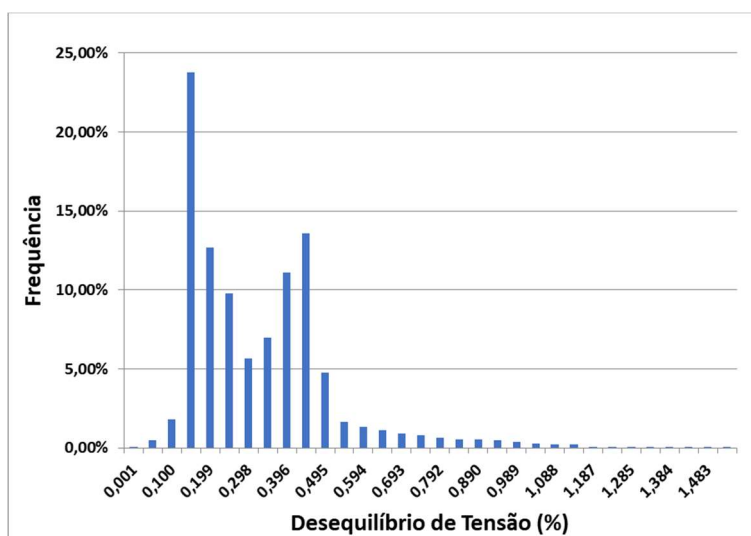


Figura 111 – Histograma do Desequilíbrio de Tensão na Carga 45 com 30% NP (Autor)

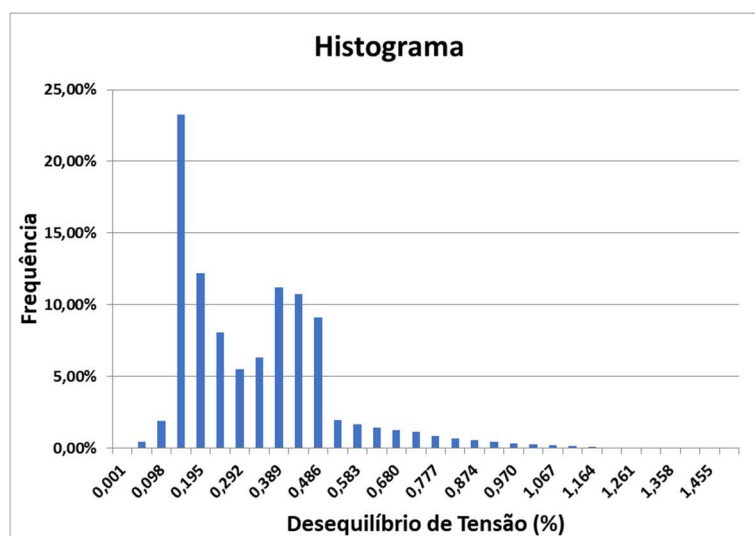


Figura 112 – Histograma do Desequilíbrio de Tensão na Carga 45 com 40% NP (Autor)

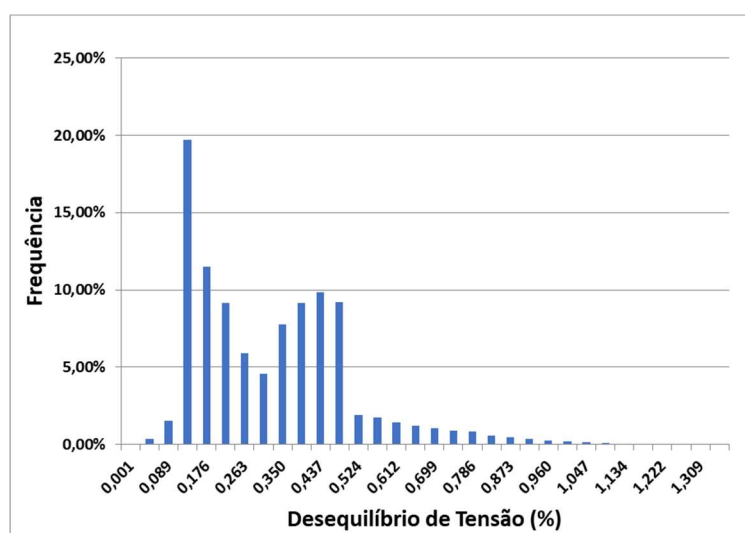


Figura 113 – Histograma do Desequilíbrio de Tensão na Carga 45 com 50% NP (Autor)

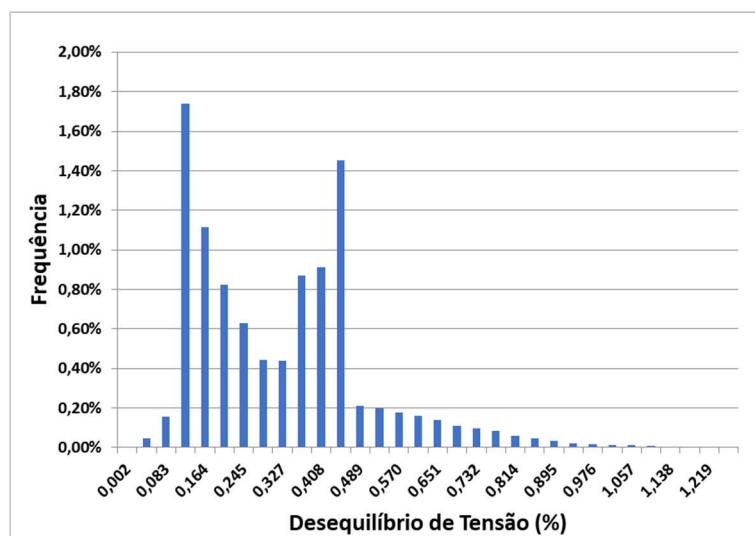


Figura 114 – Histograma do Desequilíbrio de Tensão na Carga 45 com 60% NP (Autor)

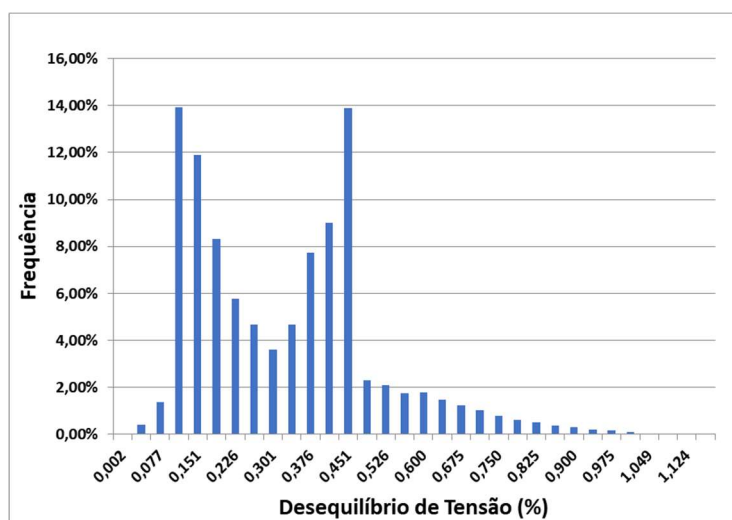


Figura 115 – Histograma do Desequilíbrio de Tensão na Carga 45 com 70% NP (Autor)

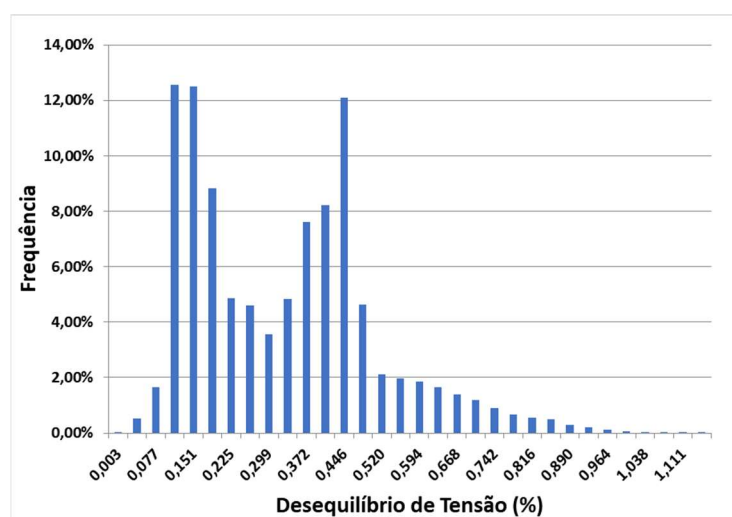


Figura 116 – Histograma do Desequilíbrio de Tensão na Carga 45 com 80% NP (Autor)

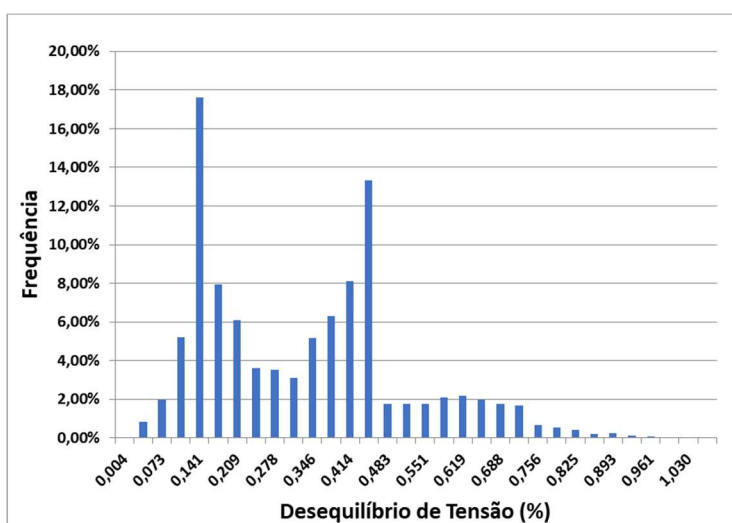


Figura 117 – Histograma do Desequilíbrio de Tensão na Carga 45 com 90% NP (Autor)

A carga 45 apresentou desequilíbrio de tensão significativo com relação a carga 1, como pode ser observado nos histogramas das figuras 109 a 117, embora não tenha atingido 1,50%. Vale ressaltar que o limite estabelecido pelo PRODIST para sistemas com tensão inferior à 1 kV é de 3,0%. O mesmo comportamento acontece na carga 45, similar a carga 1, o máximo valor de desequilíbrio de tensão alcança 1,48% para o NP de 30% e depois começa a regredir, atingindo próximo de 1,03% para o NP de 90%.

Os limites de desequilíbrio de tensão definidos pelo PRODIST não foram violados na carga 45, assim como no outro caso estudado, assumindo que esse parâmetro define uma rede com qualidade de energia elétrica. Similar ao caso da seção anterior, o desequilíbrio máximo para o caso base era em torno de 0,45% e com 30% do NP alcança 1,48% de desequilíbrio e 90% do NP em torno de 1,03% de desequilíbrio representando o aumento significativo em percentual de 228% e 128%, respectivamente, devendo ser acompanhado pela concessionária de energia.

O desequilíbrio de tensão é um bom indicativo e importante para as concessionárias, pois ele permite identificar quais fases da rede estão com sobrecarga de GD e então replanejar o acesso e ou reestruturá-la.

4.3.5 – ANÁLISE DO CARREGAMENTO NO ALIMENTADOR

Esta seção tem como objetivo analisar o carregamento no alimentador a partir dos histogramas gerados. As figuras abaixo apresentam os histogramas da potência ativa na fase A do alimentador para os NPs de 10% a 90% calculados na simulação de Monte Carlo. Em alguns momentos da SMC a potência ativa assume valores negativos, devido ao fato da existência de fluxo reverso na rede, ou seja, com sentido dos consumidores para o alimentador.

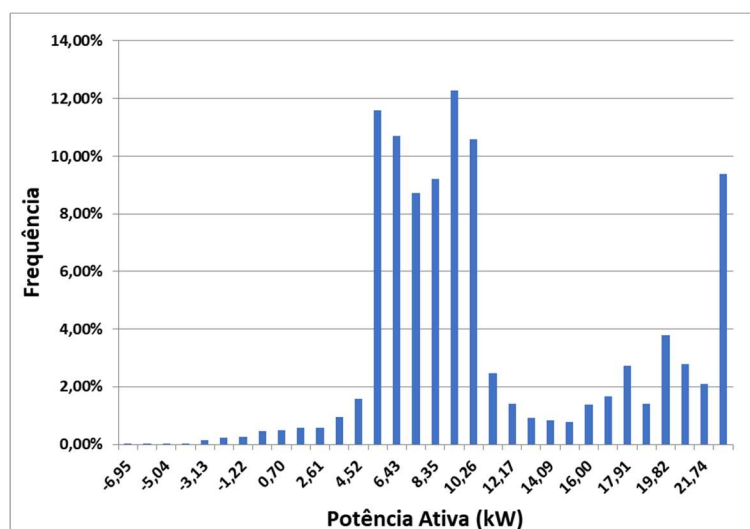


Figura 118 – Histograma da Potência na Fase A do Alimentador com 10% NP (Autor)

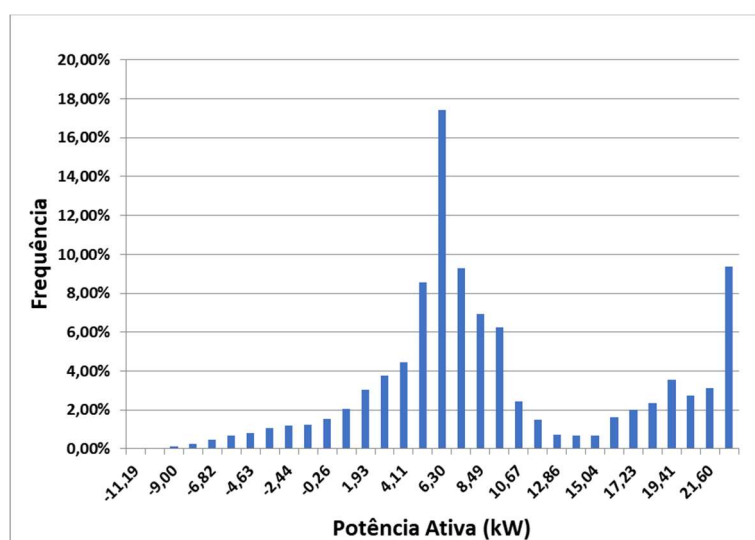


Figura 119 – Histograma da Potência na Fase A do Alimentador com 20% NP (Autor)

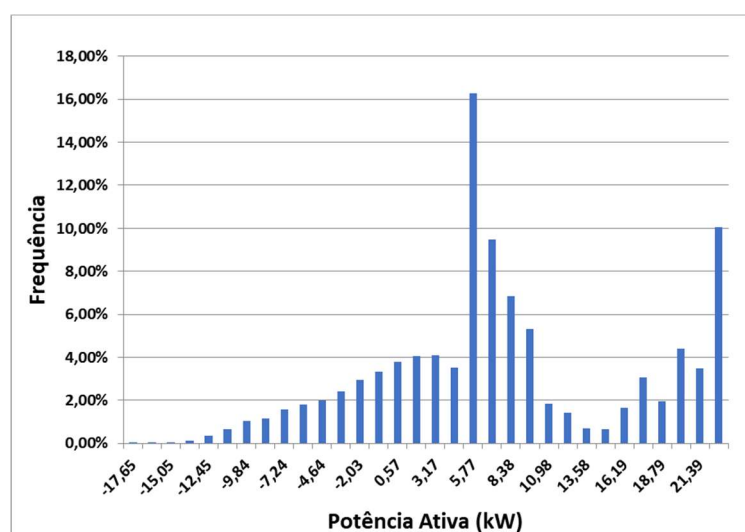


Figura 120 – Histograma da Potência na Fase A do Alimentador com 30% NP (Autor)

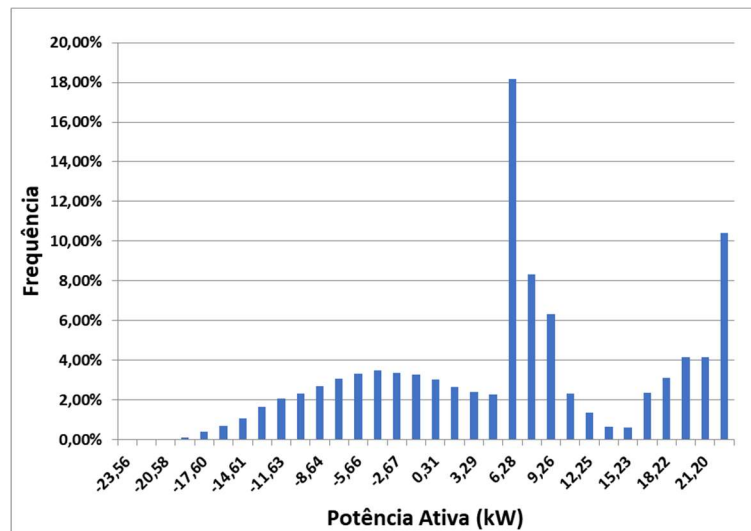


Figura 121 – Histograma da Potência na Fase A do Alimentador com 40% NP (Autor)

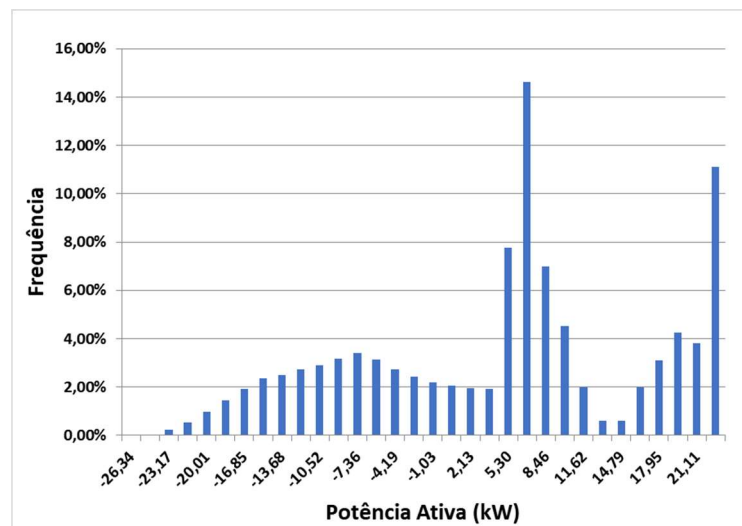


Figura 122 – Histograma da Potência na Fase A do Alimentador com 50% NP (Autor)

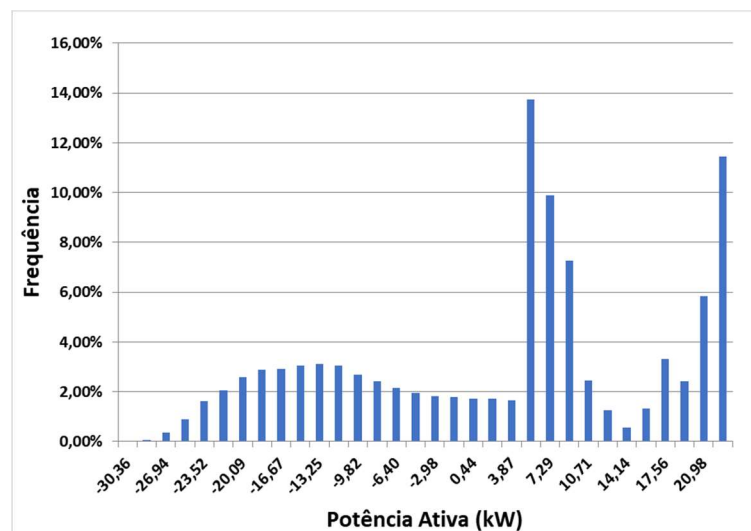


Figura 123 – Histograma da Potência na Fase A do Alimentador com 60% NP (Autor)

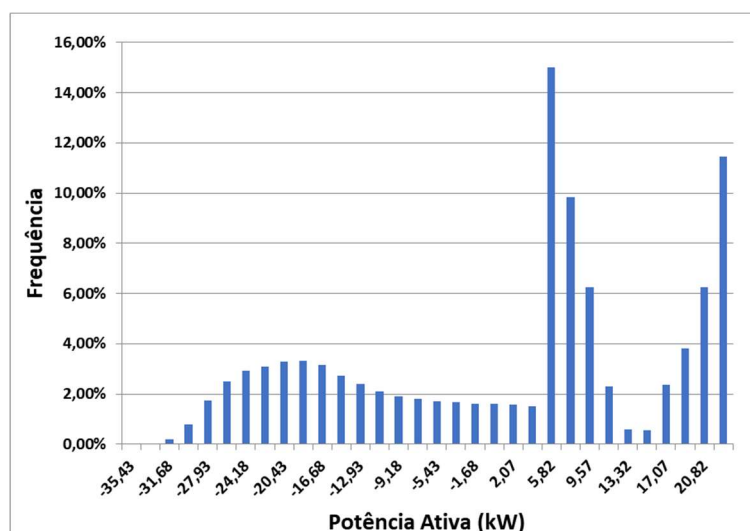


Figura 124 – Histograma da Potência na Fase A do Alimentador com 70% NP (Autor)

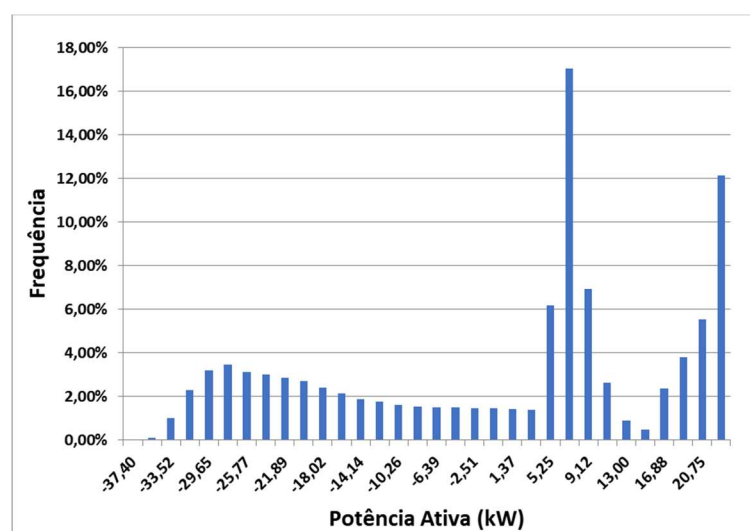


Figura 125 – Histograma da Potência na Fase A do Alimentador com 80% NP (Autor)

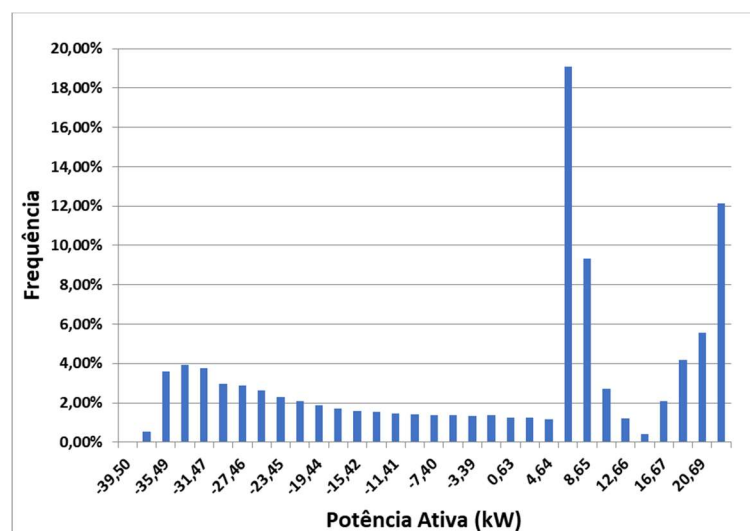


Figura 126 – Histograma da Potência na Fase A do Alimentador com 90% NP (Autor)

O fluxo reverso acontece em todos os NP's estudados como podemos observar nas figuras desta seção. Para o caso com 30% de NP a potência ativa atinge valores negativos em torno de 17 kW mas não origina sobrecargas no alimentador.

Os casos com 60% e 90% possibilitam visualizar quantidade relevante de valores de potência ativa negativa acima de 9 kW se comparado ao caso de 30%, implicando em maior injeção de potência pela geração distribuída fotovoltaica. Com 60% do NP, a GD contribui ativamente para o fluxo reverso com potência ativa em torno de 9 kW à 23 kW em quantidade significativa. A mesma análise pode ser replicada para 90% do NP, onde os valores de potência ativa variam na faixa de 15 kW à 35 kW.

Outra análise interessante com relação aos histogramas gerados para os NPs de 60% e 90% são os valores máximos de potência ativa inversa no alimentador em torno de 30 kW e 40 kW, respectivamente, considerando a situação de carregamento das outras fases pode originar sobrecargas em torno de 120% e 160%. As concessionárias devem se preocupar com a reincidência dessas sobrecargas e tempo de duração ao longo do dia, pois, as sobrecargas nos alimentadores têm o potencial para redução de vida útil dos equipamentos ou até mesmo a deterioração indesejada do transformador.

4.3.6 – ANÁLISE DAS PERDAS ELÉTRICAS TÉCNICAS

As figuras abaixo apresentam os histogramas das perdas técnicas na rede para os NP's de 10% a 90% calculados na simulação de Monte Carlo.

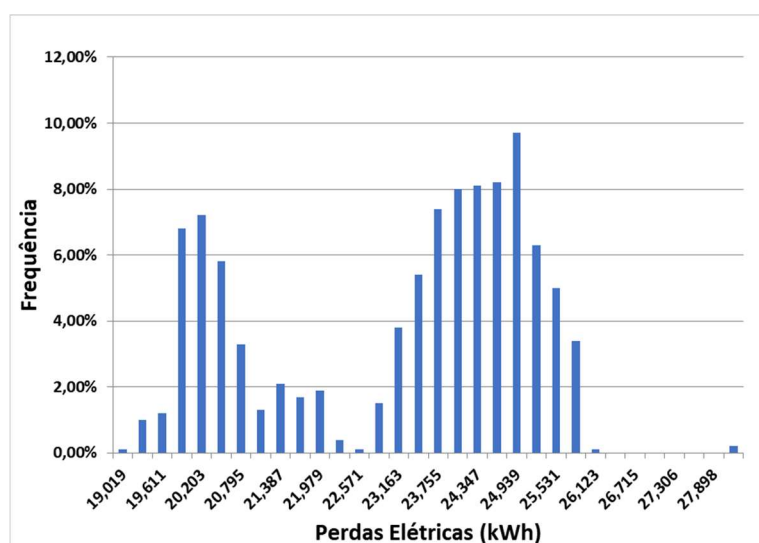


Figura 127 – Histograma das Perdas Técnicas na Rede com 10% NP (Autor)

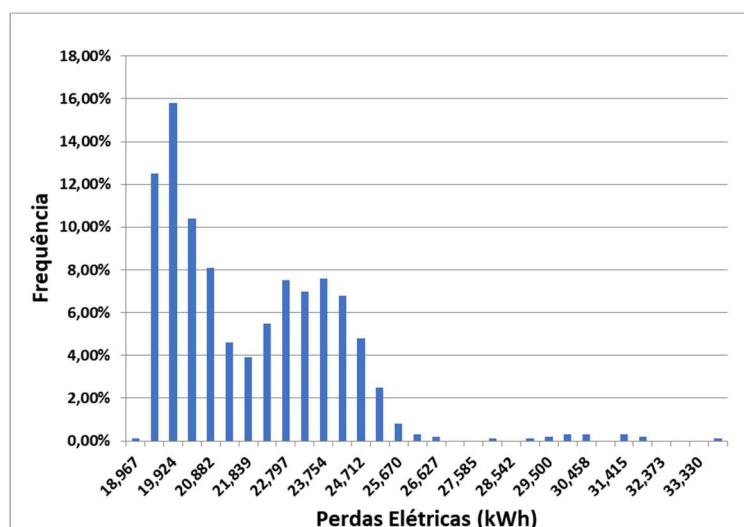


Figura 128 – Histograma das Perdas Técnicas na Rede com 20% NP (Autor)

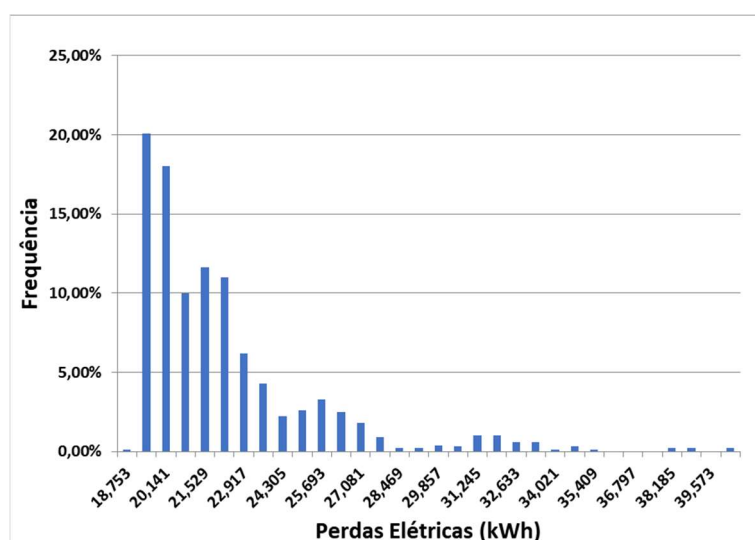
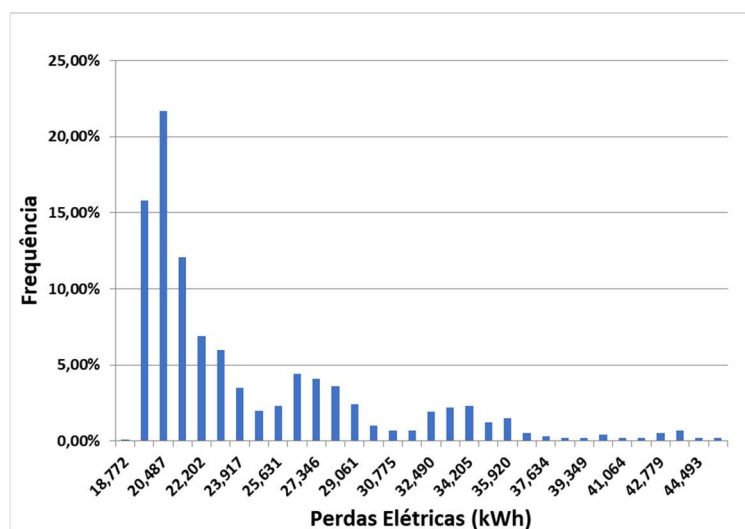


Figura 129 – Histograma das Perdas Técnicas na Rede com 30% NP (Autor)



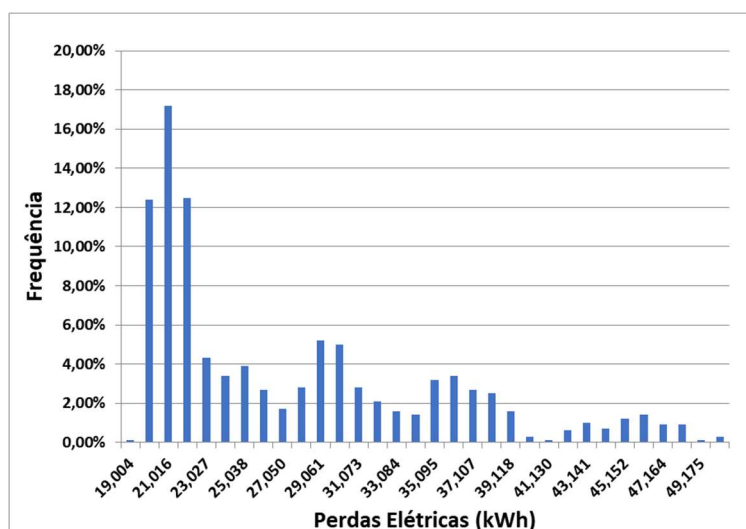


Figura 131 – Histograma das Perdas Técnicas na Rede com 50% NP (Autor)

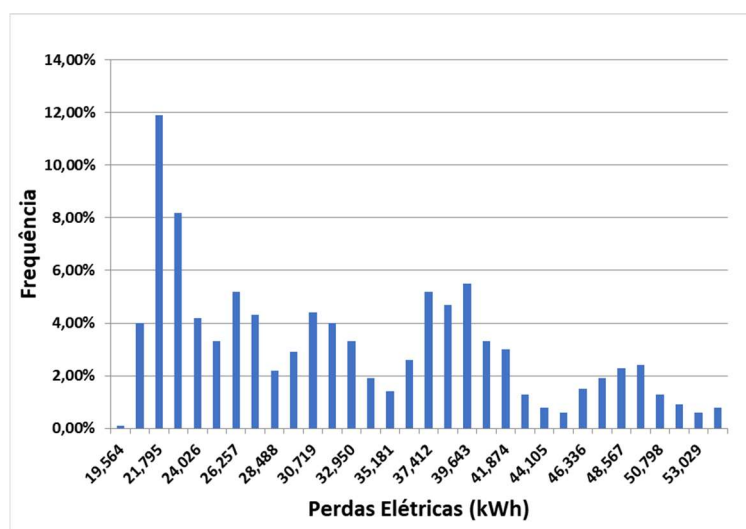


Figura 132 – Histograma das Perdas Técnicas na Rede com 60% NP (Autor)

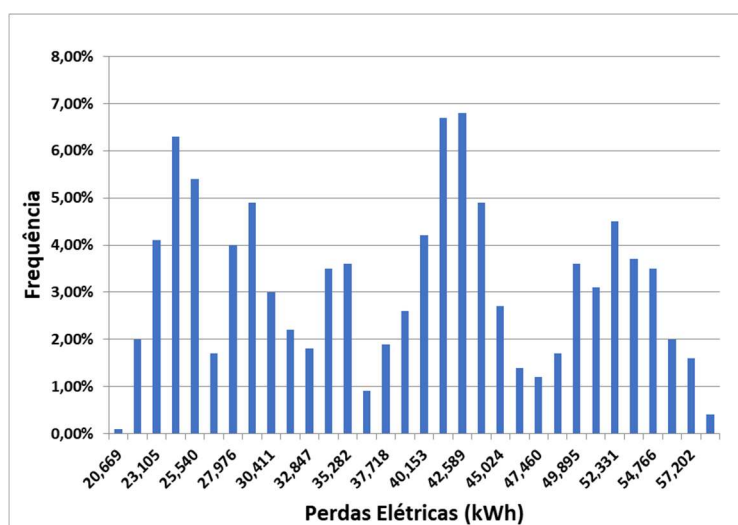


Figura 133 – Histograma das Perdas Técnicas na Rede com 70% NP (Autor)

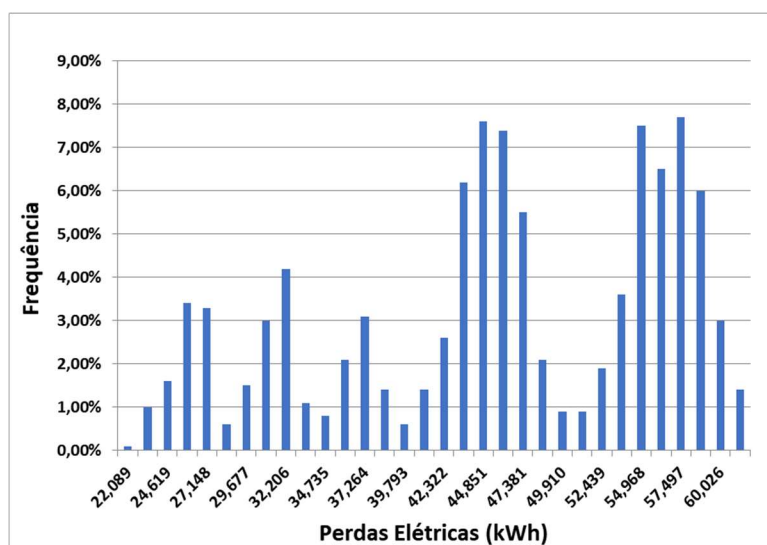


Figura 134 – Histograma das Perdas Técnicas na Rede com 80% NP (Autor)

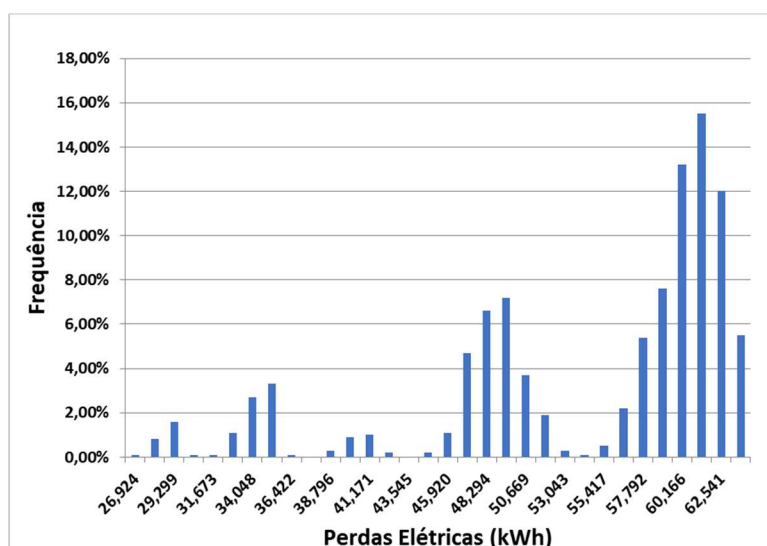


Figura 135 – Histograma das Perdas Técnicas na Rede com 90% NP (Autor)

As perdas técnicas da rede implementada no OpenDSS sem a conexão de GD resultaram em 16,87 kWh como mostrado na seção 4.2 e em todas as SMC's foi ultrapassado o caso base, conforme as figuras 125 a 133, que demonstram as perdas obtidas para cada NP durante as 1.000 SMCs. O pior cenário obtido foi com 90% do NP, onde as perdas alcançam valores próximos de 63 kWh resultando em aumento de 373,44% com relação ao caso base.

Embora as perdas técnicas não sejam parâmetros que definem uma rede com qualidade de energia elétrica, as concessionárias devem se atentar a essa grandeza, visto que, essa elevação considerável pode resultar em diminuição significativa do rendimento e impactar negativamente a receita provinda dos consumidores envolvidos.

4.4 – RESULTADOS E DISCUSSÕES CONSIDERANDO A IRRADIAÇÃO SOLAR DE UM DIA DE CÉU NUBLADO

De modo a avaliar o impacto da passagem de nuvens na qualidade da energia elétrica e das perdas técnicas devido a conexão da geração distribuída fotovoltaica, a presente seção tem o objetivo de apresentar os resultados obtidos em inúmeras simulações de Monte considerando a irradiação solar de um dia de céu nublado conforme irradiação mostrada na figura 136.

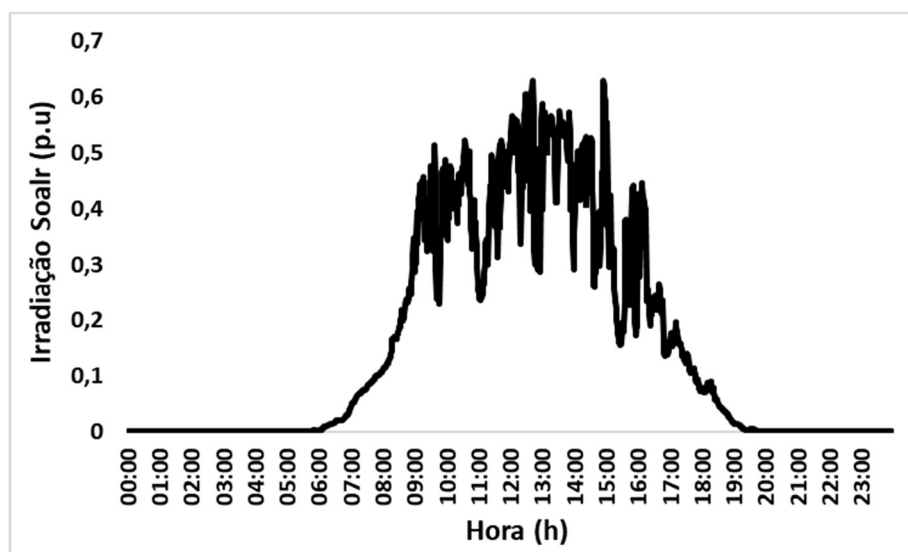


Figura 136 – Irradiação Solar Para um Dia de Céu Nublado (Autor)

Seguindo a metodologia utilizada na seção 4.3 para analisar as variações nas tensões nos pontos distintos da rede, as figuras a seguir apresenta os histogramas das tensões máximas para os níveis de penetração de 10% a 90%.

4.4.1 – HISTOGRAMAS DAS TENSÕES MÁXIMAS NA CARGA 1 PARA CADA NP

As figuras 137 a 145 mostram os histogramas das tensões máximas obtidos no ponto de conexão da carga 1 para cada NP com a irradiação solar para dia de céu nublado.

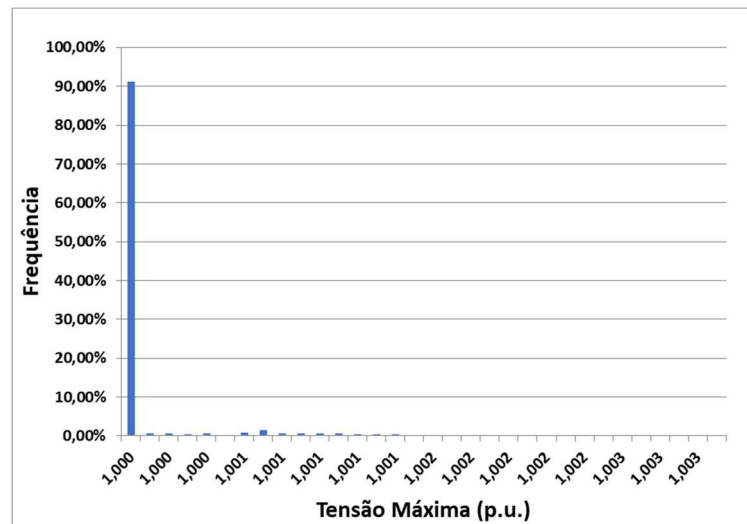


Figura 137 – Histogramas das Tensões na Fase A da Carga 1 com 10% de NP (Autor)

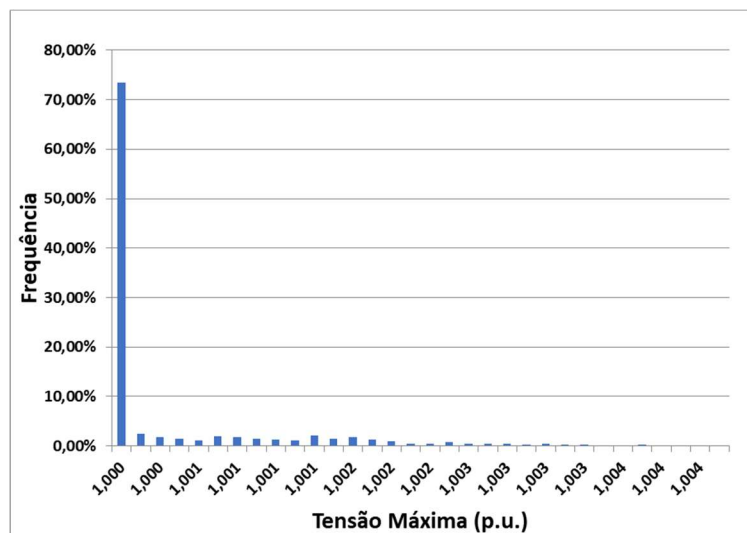


Figura 138 – Histogramas das Tensões na Fase A da Carga 1 com 20% de NP (Autor)

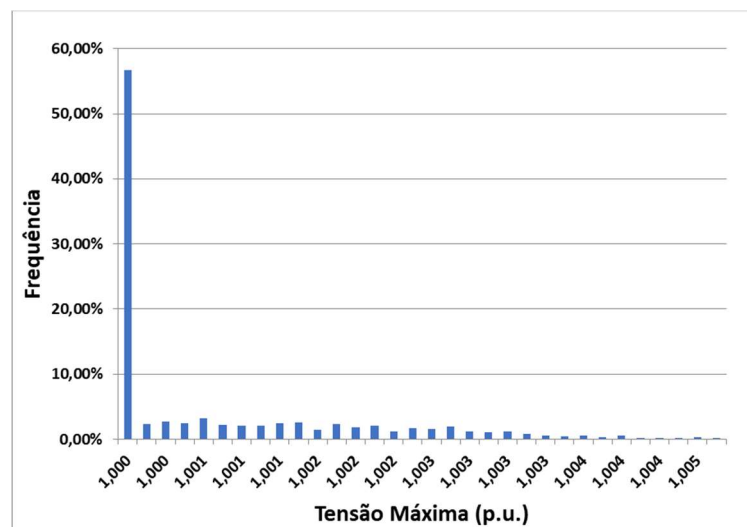


Figura 139 – Histogramas das Tensões na Fase A da Carga 1 com 30% de NP (Autor)

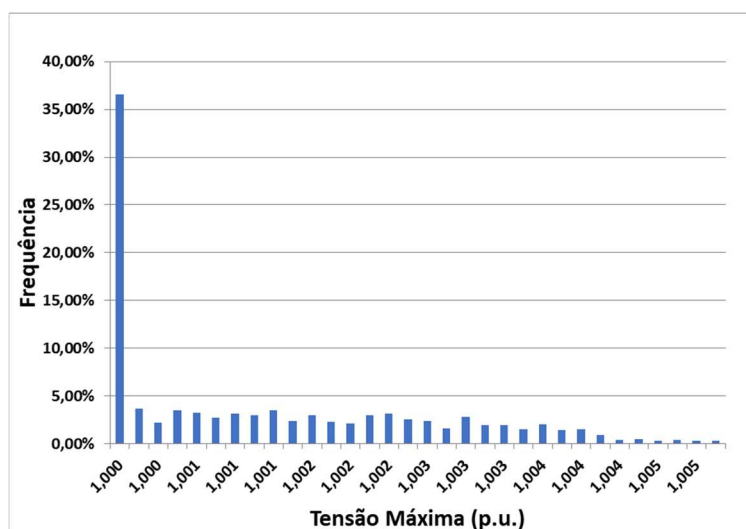


Figura 140 – Histogramas das Tensões na Fase A da Carga 1 com 40% de NP (Autor)

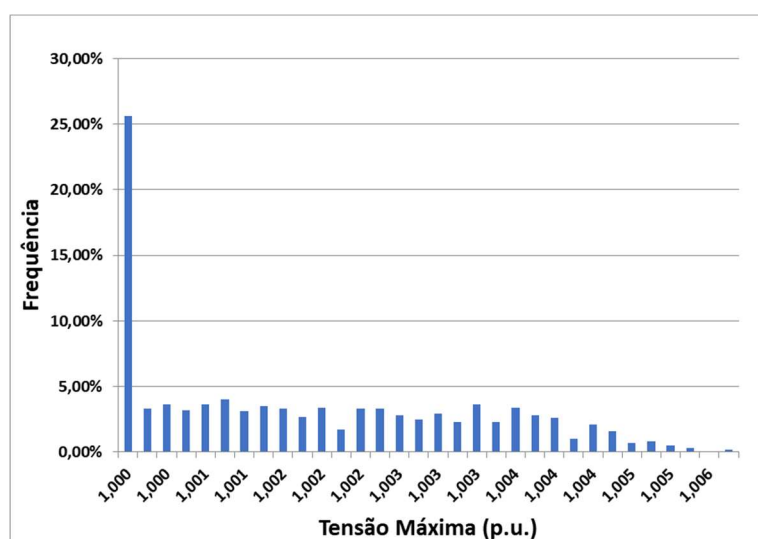


Figura 141 – Histogramas das Tensões na Fase A da Carga 1 com 50% de NP (Autor)

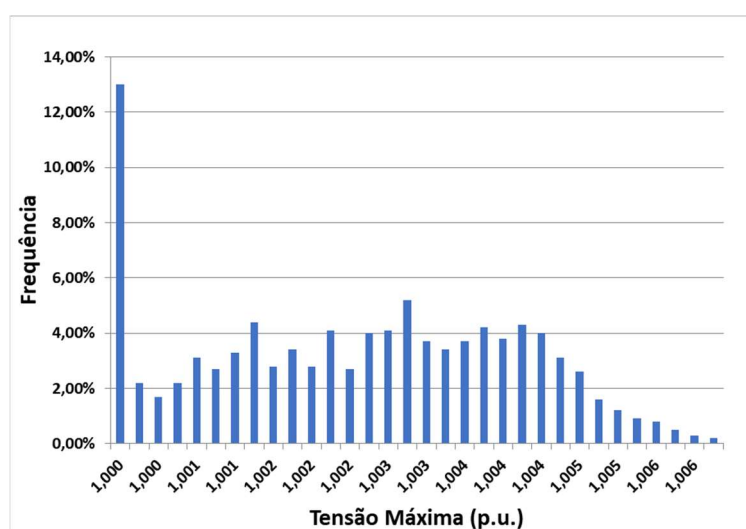


Figura 142 – Histogramas das Tensões na Fase A da Carga 1 com 60% de NP (Autor)

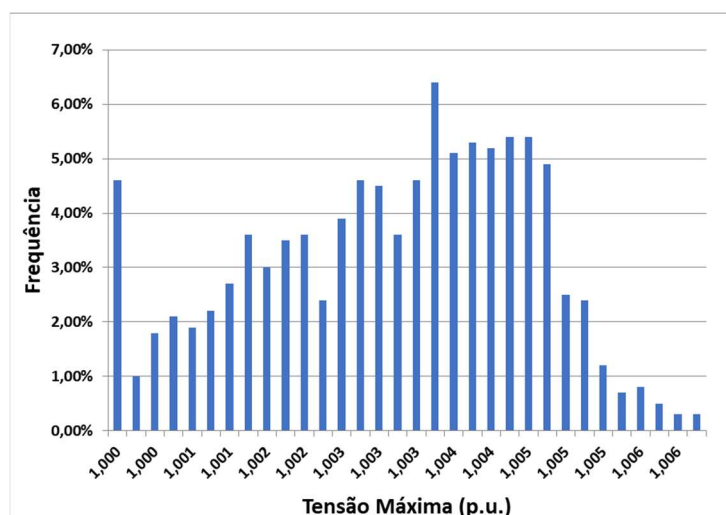


Figura 143 – Histogramas das Tensões na Fase A da Carga 1 com 70% de NP (Autor)

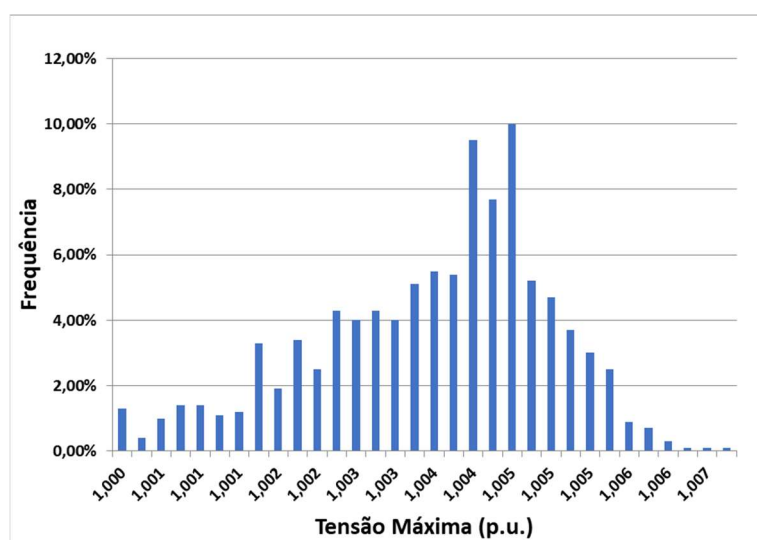


Figura 144 – Histogramas das Tensões na Fase A da Carga 1 com 80% de NP (Autor)

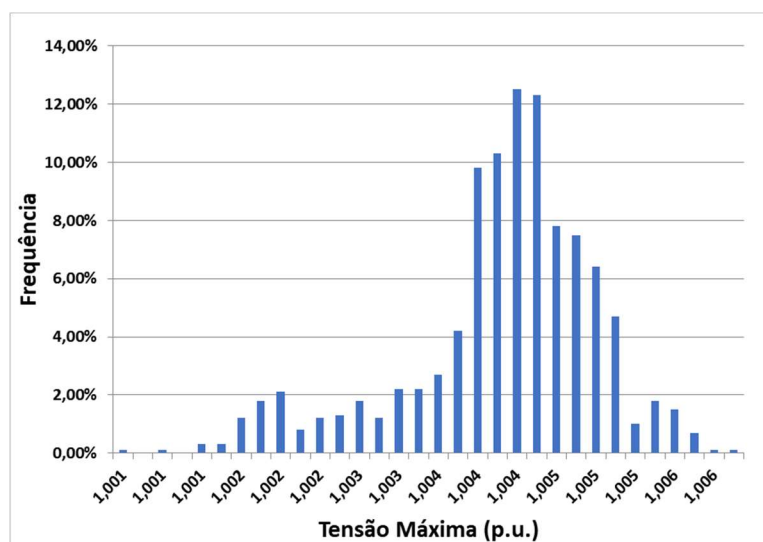


Figura 145 – Histogramas das Tensões na Fase A da Carga 1 com 90% de NP (Autor)

As tensões máximas obtidas no ponto de conexão da carga 1 não violaram os limites estabelecidos pelo PRODIST e os valores sofreram uma redução significativa, se comparado com a irradiação solar para um dia de céu limpo.

As elevações de tensão de acordo com o aumento da potência injetada pela GD também podem ser observadas a partir da metodologia proposta, onde o NP é aumentado de 10 em 10 por cento do NP e os valores armazenados para cada SMC.

A frequência do percentual de valores acumulativo em torno de 1,0 p.u. é maior para a irradiação solar de dia de céu limpo do que para o dia de céu nublado. Com o céu nublado, os valores na FDP para a tensão de 1,0 p.u. estão acumulados em aproximadamente 90%, 70%, 55%, 35% e 25% para os NP's 10% a 50%, respectivamente, confirmando maior quantidade de valores próximo de 1,0 p.u. do que para irradiação com dia de céu limpo que conforme mostrado anteriormente apresentaram 84% para 60%, 40% e 20% para os NP's de 10% a 40%, respectivamente. A frequência de valores começa a se tornar relevante para a irradiação atual, a partir do NP de 60%, porém, 1,007 p.u. é o máximo valor atingido nas SMC's.

A partir da figura 136 é possível idealizar as características flutuantes das correntes que serão injetadas na rede e por consequência os impactos nas tensões. Portanto, a concessionária deve se atentar aos impactos na rede por essa característica e na existência de reguladores de tensão, quanto as variações constantes nas mudanças de tap.

4.4.1.1 – FUNÇÃO DE DISTRIBUIÇÃO ACUMULADA DAS TENSÕES MÁXIMAS NA CARGA 1 PARA CADA NP

As figuras 146 a 154 mostram a porcentagem acumulada das tensões máximas obtidos no ponto de conexão da carga 1 para cada NP.

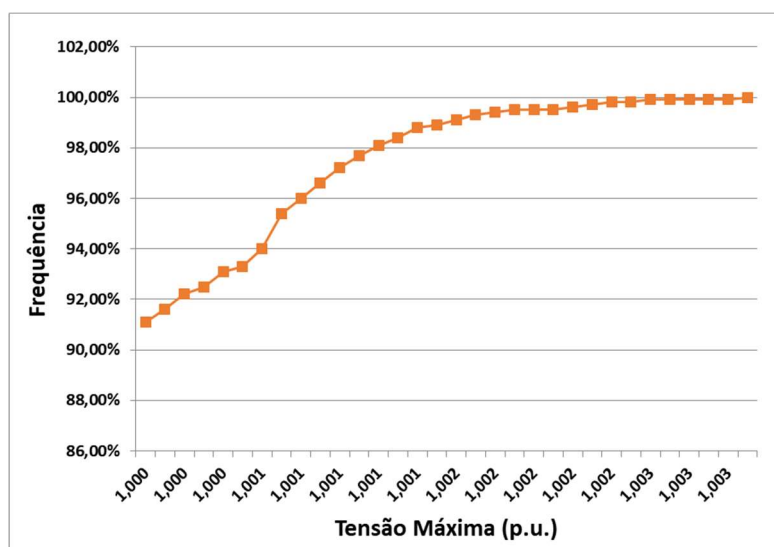


Figura 146 – Porcentagem das Tensões Máximas na Fase A da Carga 1 com 10% de NP (Autor)

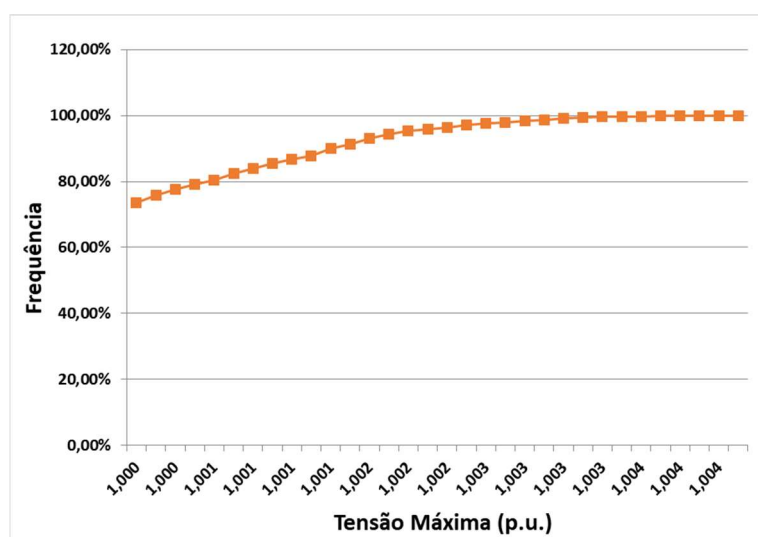


Figura 147 – Porcentagem das Tensões Máximas na Fase A da Carga 1 com 20% de NP (Autor)

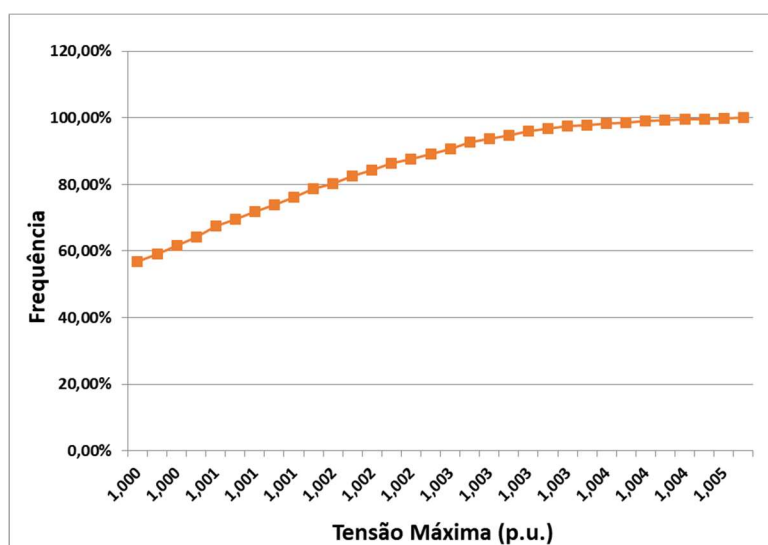


Figura 148 – Porcentagem das Tensões Máximas na Fase A da Carga 1 com 30% de NP (Autor)

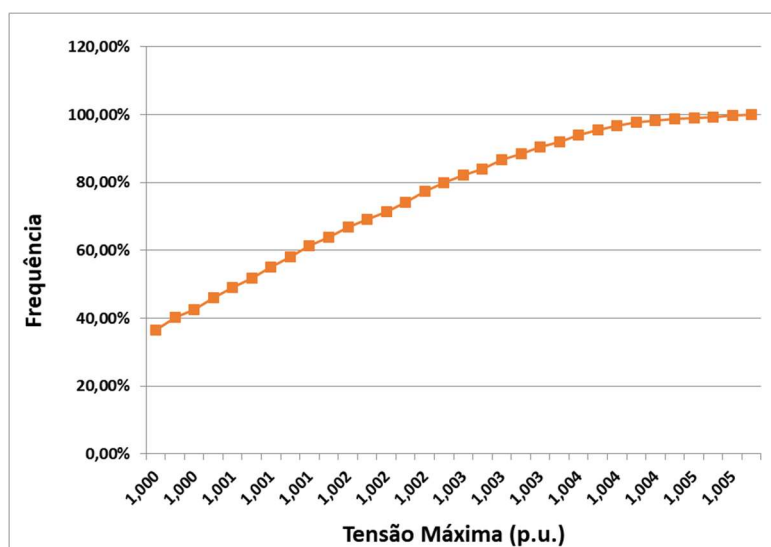


Figura 149 – Porcentagem das Tensões Máximas na Fase A da Carga 1 com 40% de NP (Autor)

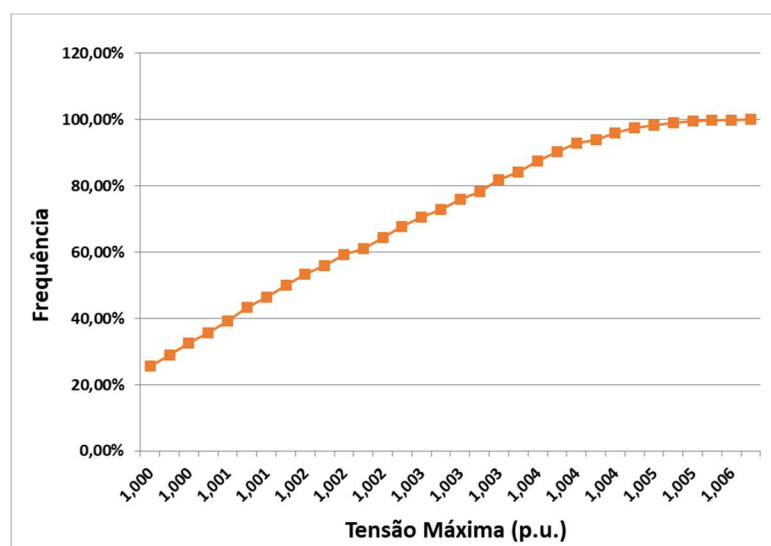


Figura 150 – Porcentagem das Tensões Máximas na Fase A da Carga 1 com 50% de NP (Autor)

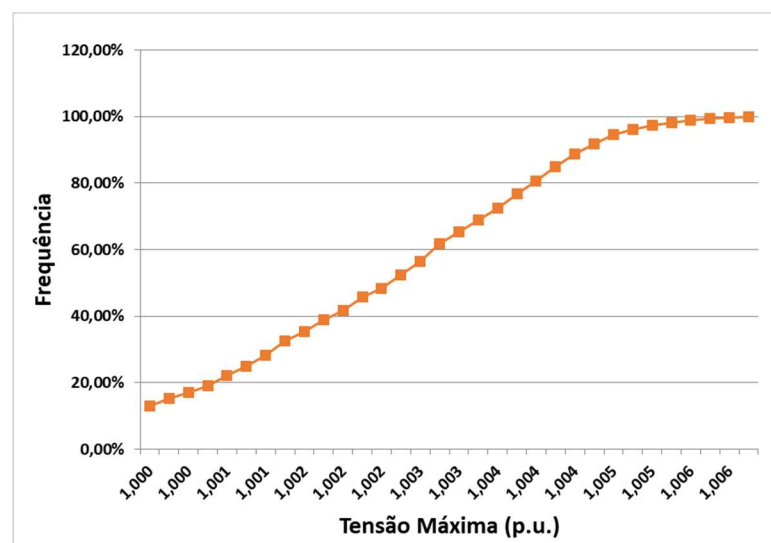


Figura 151 – Porcentagem das Tensões Máximas na Fase A da Carga 1 com 60% de NP (Autor)

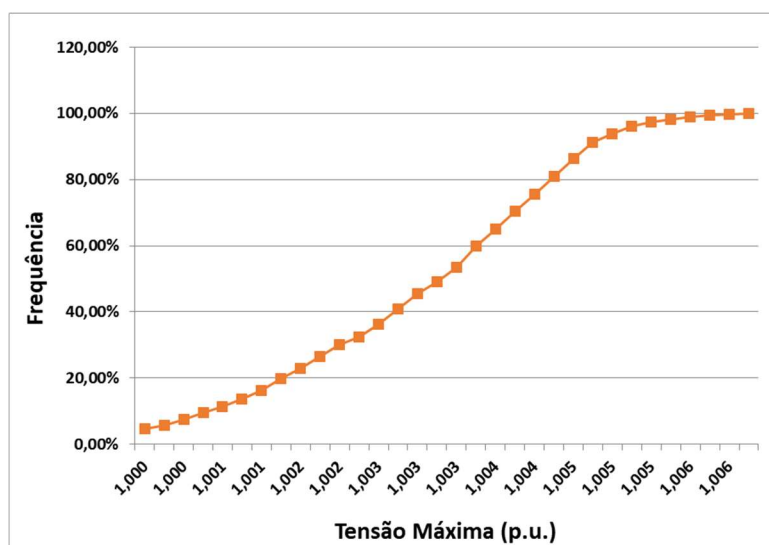


Figura 152 – Porcentagem das Tensões Máximas na Fase A da Carga 1 com 70% de NP (Autor)

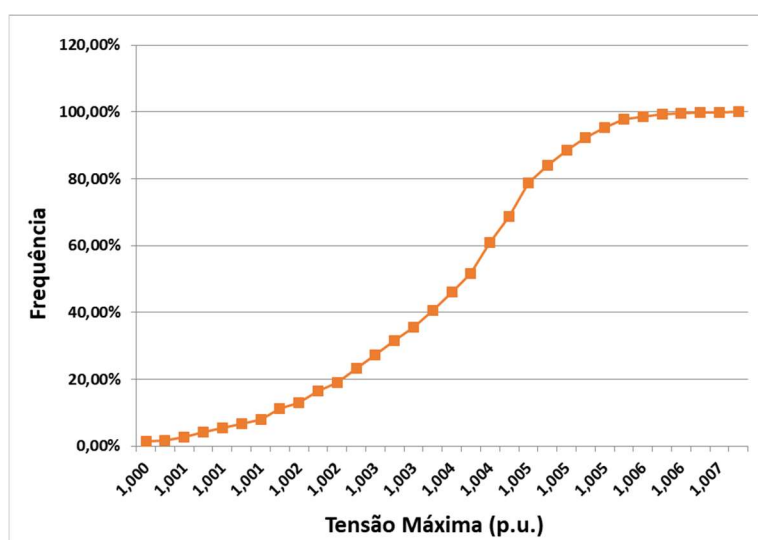


Figura 153 – Porcentagem das Tensões Máximas na Fase A da Carga 1 com 80% de NP (Autor)

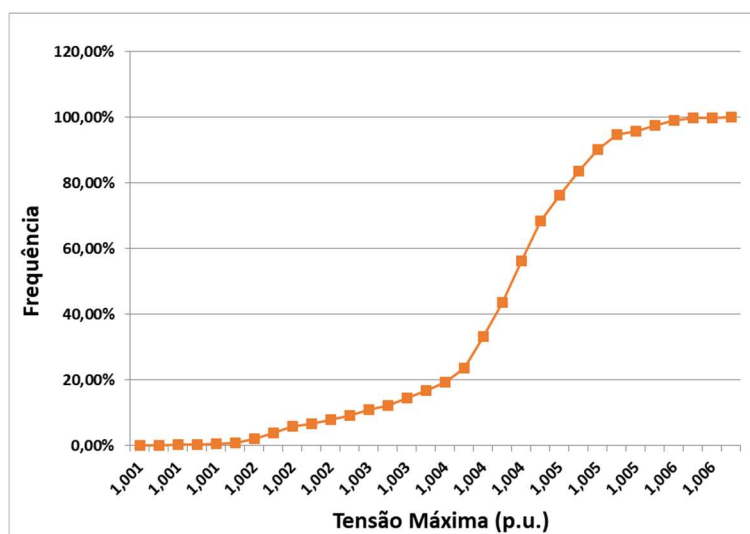


Figura 154 – Porcentagem das Tensões Máximas na Fase A da Carga 1 com 90% de NP (Autor)

Seguindo a metodologia da seção 4.3.1.1, de maneira a contribuir com o entendimento utilizando a porcentagem da frequência relativa acumulada no ponto de conexão da carga 1, quanto a 10% e 60% do NP. Com o NP de 10%, a porcentagem das tensões máximas abaixo de 1,0 p.u. está em aproximadamente 91% enquanto 60% do NP esse valor reduz para quase 13%, a tensão máxima para o cenário atual não atinge 1,01 p.u. como os cenários com irradiação solar para céu limpo, demonstrando para o ponto estudado a elevação da tensão, entretanto, com máximo valor atingido de 1,007 p.u. implicando em uma redução de 0,70%.

Considerando os NP's de 10% a 50%, ocorre uma redução significativa na FDA implicando em 90%, 70%, 55%, 35% e 25%, respectivamente, para a quantidade de valores em torno de 1,0 p.u. e é aumentado em direção a 1,006 p.u. de modo a demonstrar a elevação da tensão com o aumento do NP. Com 60% do NP em diante, a quantidade de valores em 1,0 p.u. começa a reduzir para próximo de 0% onde atinge a tensão máxima de 1,006 p.u. se aproximando de 1,007 p.u. colaborando com a demonstração da elevação de tensão no ponto de conexão da carga 1 com o aumento do NP.

4.4.2 – HISTOGRAMAS DAS TENSÕES MÁXIMAS NA CARGA 45 PARA CADA NP

As figuras 155 a 163 mostram os histogramas das tensões máximas obtidos no ponto de conexão da carga 45 para cada NP.

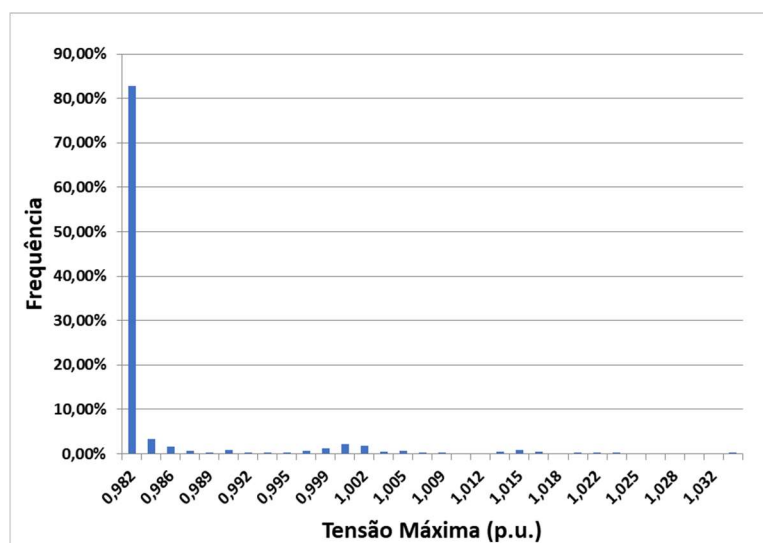


Figura 155 – Histogramas das Tensões na Fase A da Carga 45 com 10% de NP (Autor)

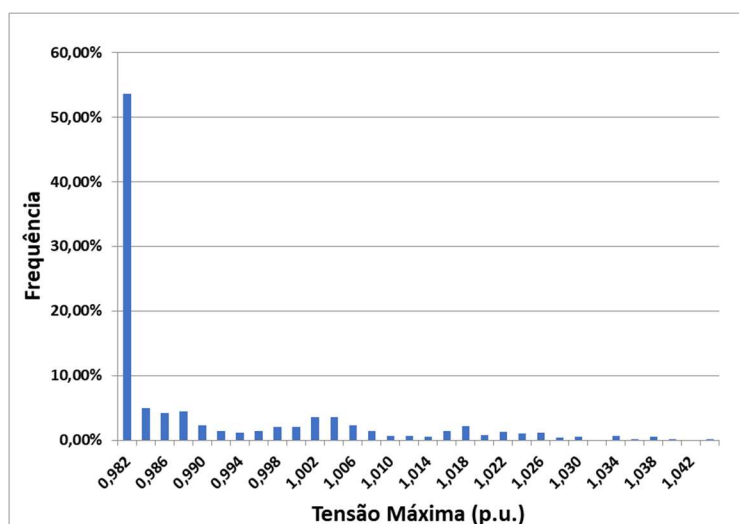


Figura 156 – Histogramas das Tensões na Fase A da Carga 45 com 20% de NP (Autor)

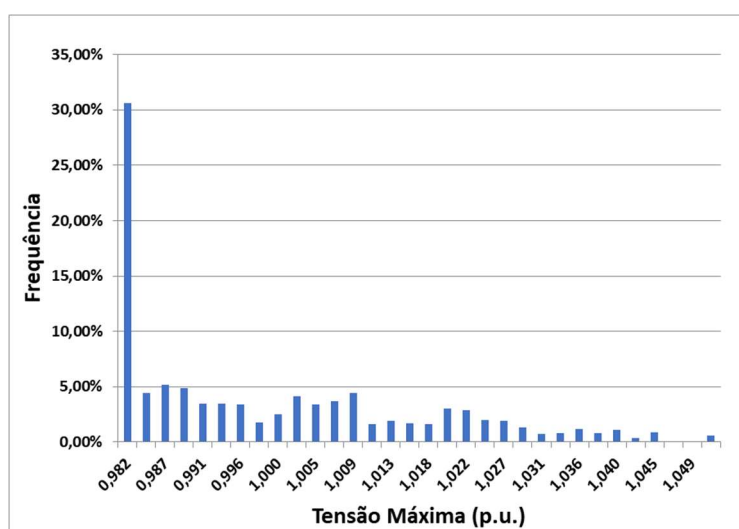


Figura 157 – Histogramas das Tensões na Fase A da Carga 45 com 30% de NP (Autor)

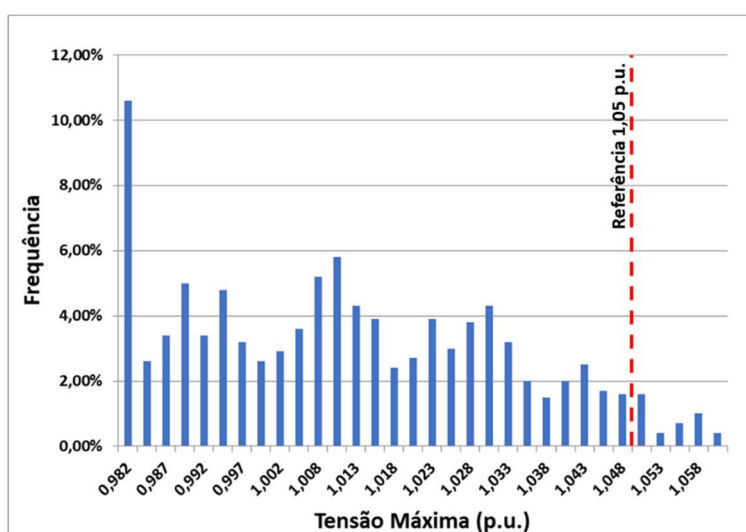


Figura 158 – Histogramas das Tensões na Fase A da Carga 45 com 40% de NP (Autor)

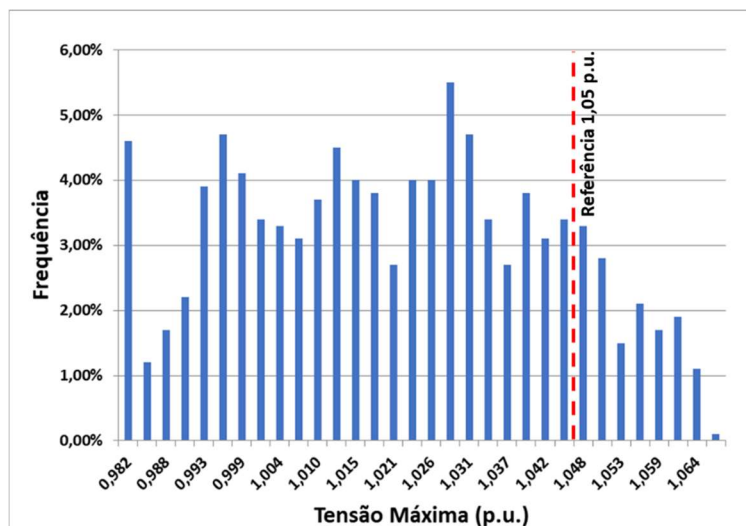


Figura 159 – Histogramas das Tensões na Fase A da Carga 45 com 50% de NP (Autor)

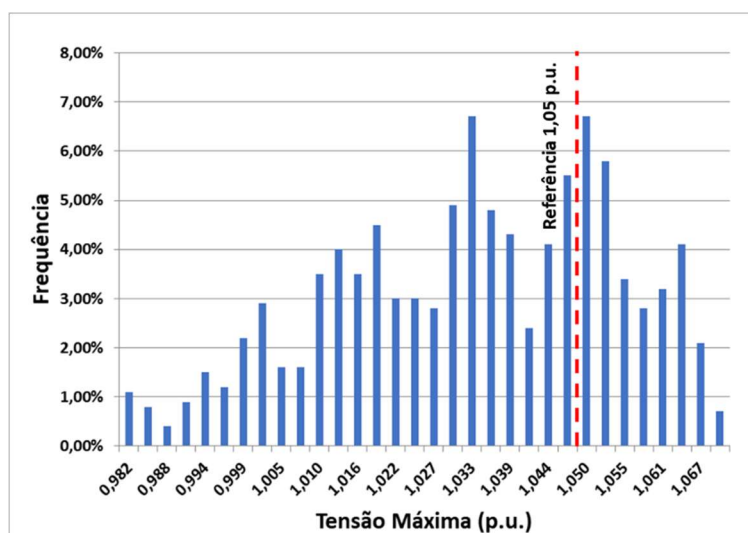


Figura 160 – Histogramas das Tensões na Fase A da Carga 45 com 60% de NP (Autor)

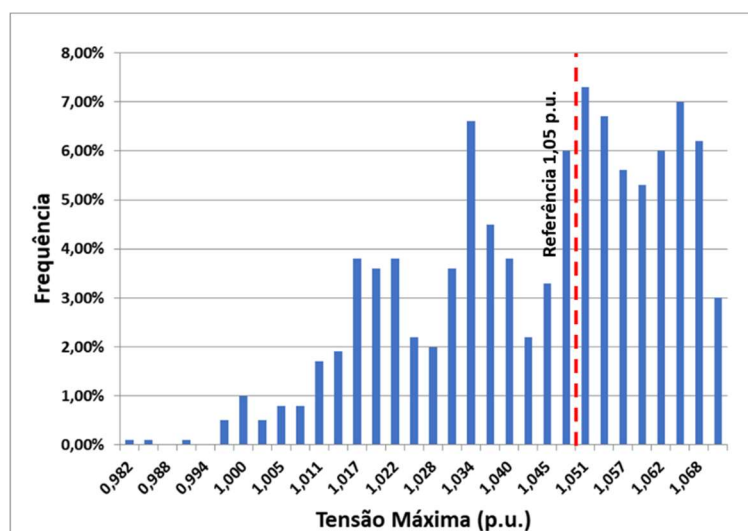


Figura 161 – Histogramas das Tensões na Fase A da Carga 45 com 70% de NP (Autor)

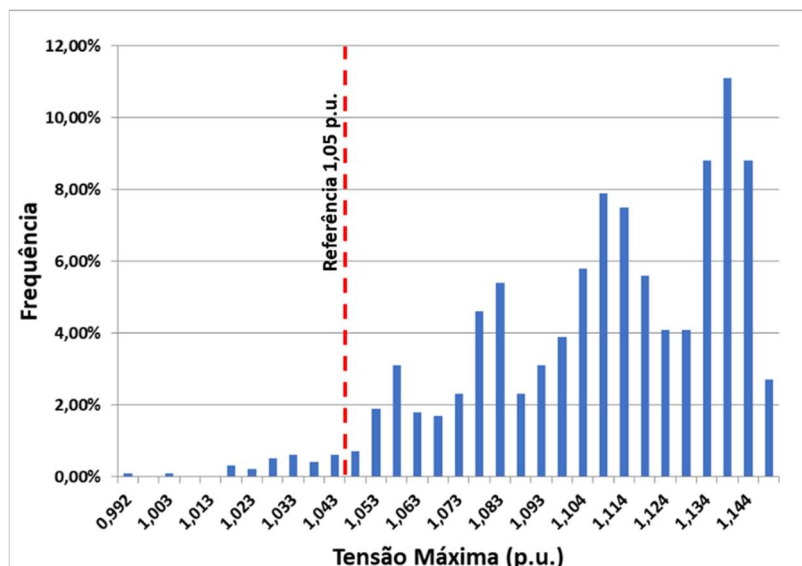


Figura 162 – Histogramas das Tensões na Fase A da Carga 45 com 80% de NP (Autor)

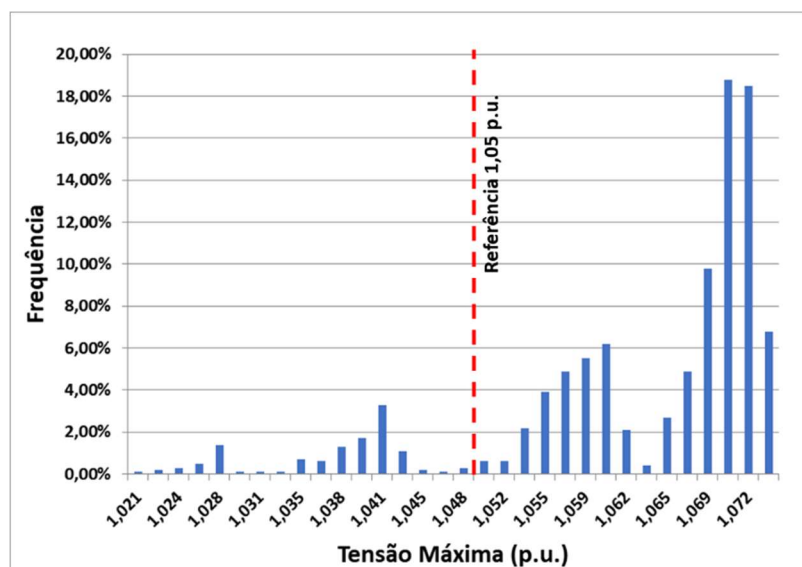


Figura 163 – Histogramas das Tensões na Fase A da Carga 45 com 90% de NP (Autor)

As tensões máximas obtidas no ponto de conexão da carga 45 na fase A violaram os limites estabelecidos pelo PRODIST a partir do NP à 40%, como pode ser observado nas figuras desta seção. É importante evidenciar com relação aos cenários simulados com irradiação solar com céu limpo, a tensão ultrapassa o limite de 1,05 p.u. em todos os NP's.

Deste modo, a operação ao longo do dia não está satisfazendo os conceitos que definem uma rede com qualidade de energia elétrica e com possibilidade de originar problemas no sistema.

Seguindo a metodologia das simulações com cenário de irradiação solar com dia de céu limpo, foi gerado a FDA para corroborar com entendimento dos impactos da GDFV.

4.4.2.1 – FUNÇÃO DE DISTRIBUIÇÃO ACUMULADA DAS TENSÕES MÁXIMAS NA CARGA 45 PARA CADA NP

As figuras 164 a 172 mostram a porcentagem acumulada das tensões máximas obtidos no ponto de conexão da carga 45 para cada NP.

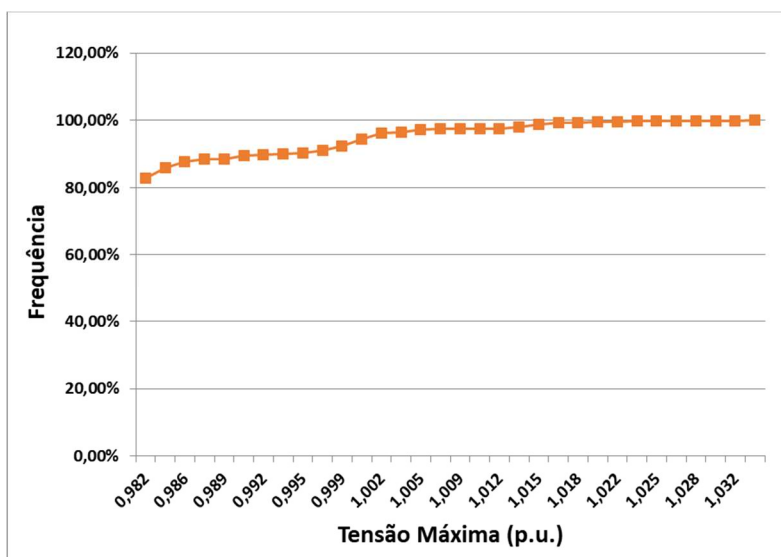


Figura 164 – Porcentagem das Tensões Máximas na Fase A da Carga 45 com 10% de NP (Autor)

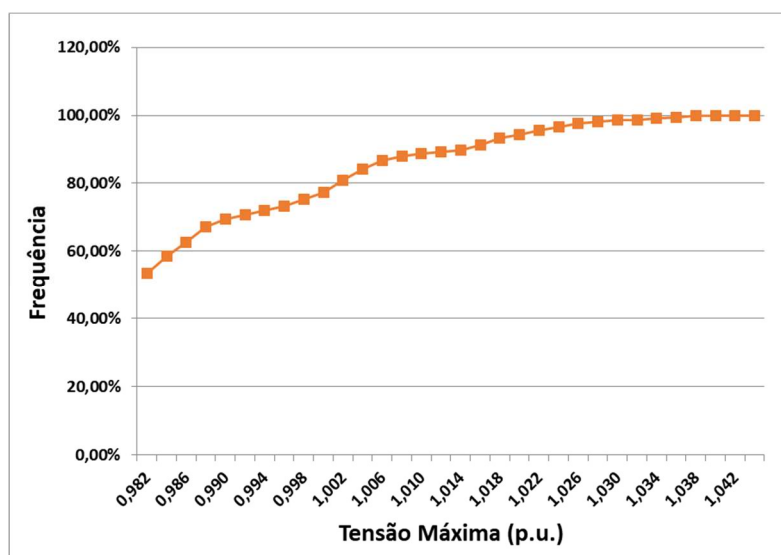


Figura 165 – Porcentagem das Tensões Máximas na Fase A da Carga 45 com 20% de NP (Autor)

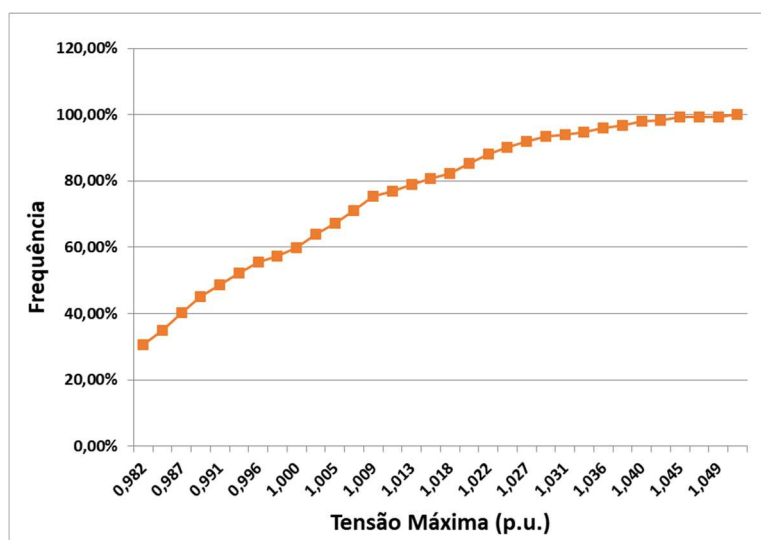


Figura 166 – Porcentagem das Tensões Máximas na Fase A da Carga 45 com 30% de NP (Autor)

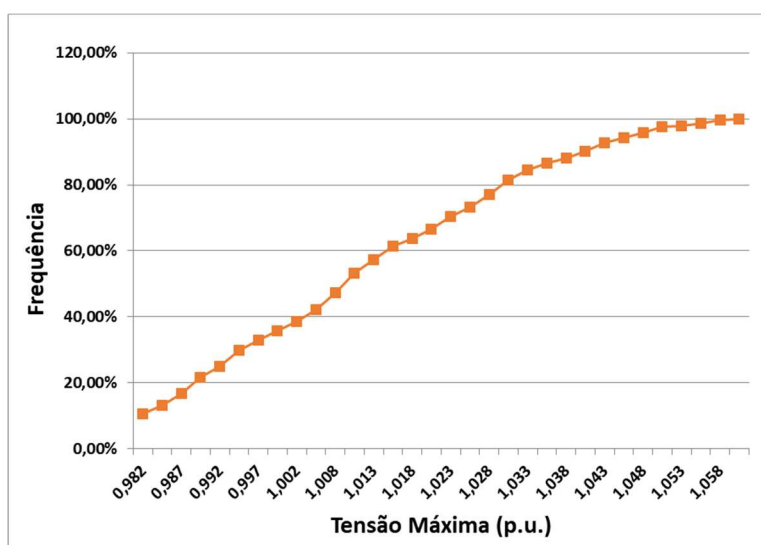


Figura 167 – Porcentagem das Tensões Máximas na Fase A da Carga 45 com 40% de NP (Autor)

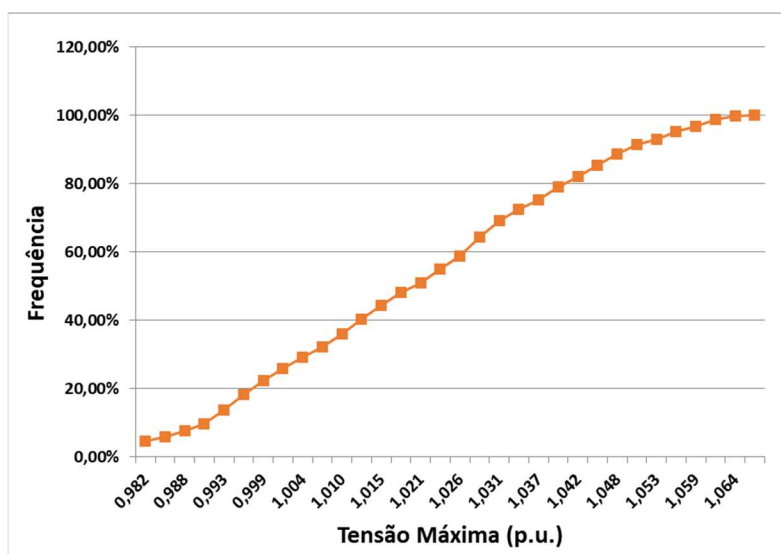


Figura 168 – Porcentagem das Tensões Máximas na Fase A da Carga 45 com 50% de NP (Autor)

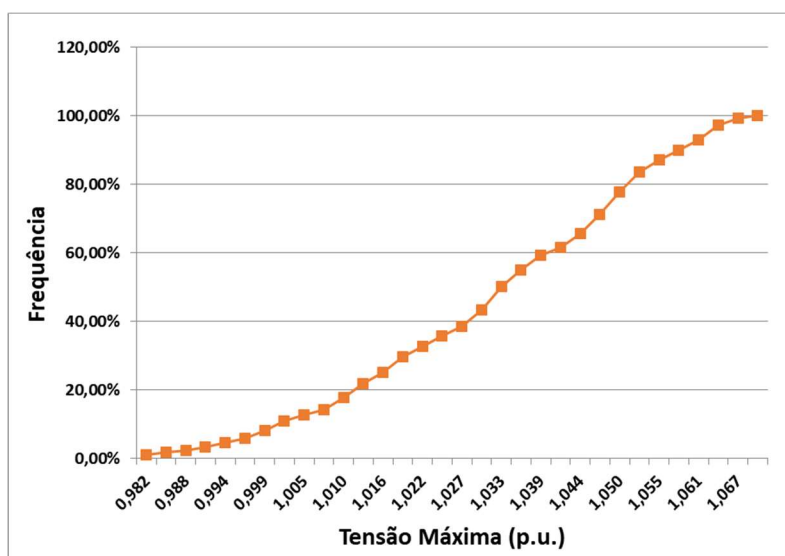


Figura 169 – Porcentagem das Tensões Máximas na Fase A da Carga 45 com 60% de NP (Autor)

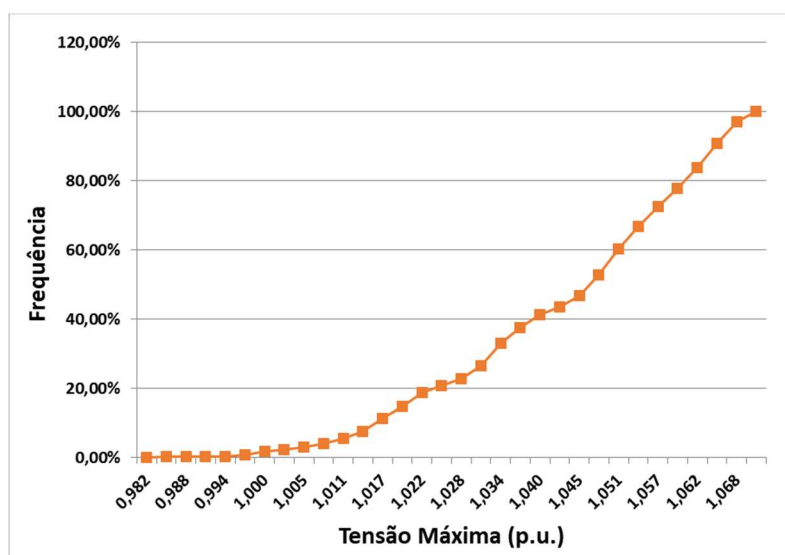


Figura 170 – Porcentagem das Tensões Máximas na Fase A da Carga 45 com 70% de NP (Autor)

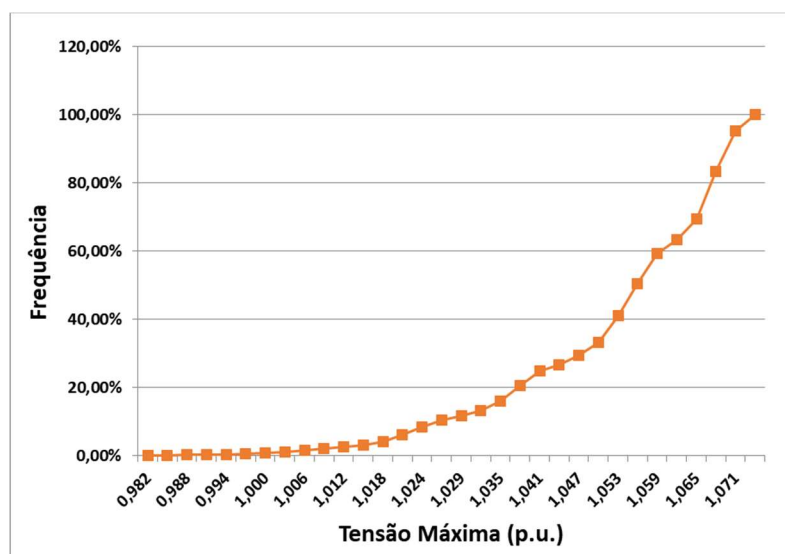


Figura 171 – Porcentagem das Tensões Máximas na Fase A da Carga 45 com 80% de NP (Autor)

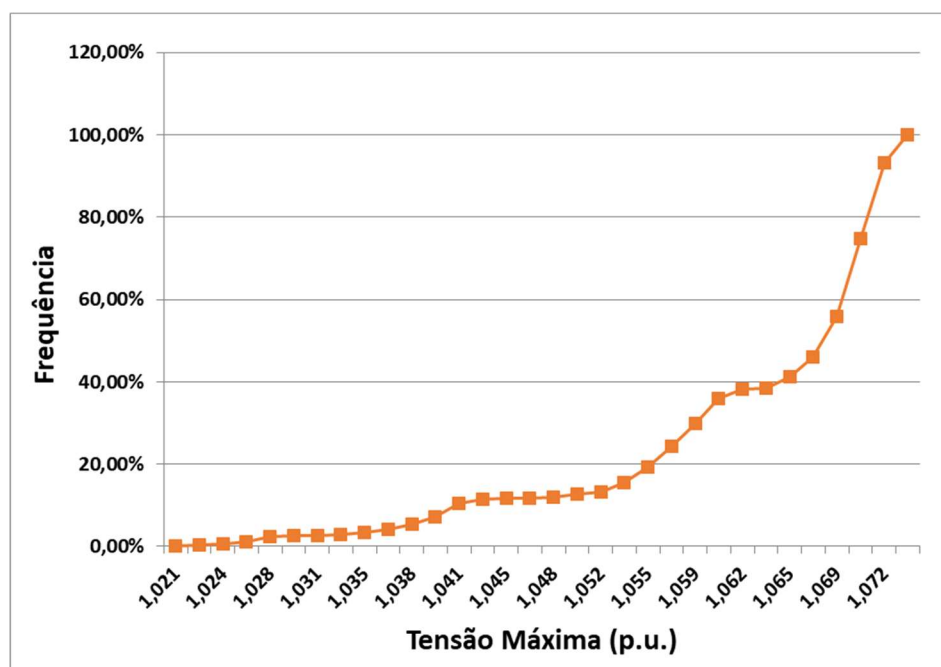


Figura 172 – Porcentagem das Tensões Máximas na Fase A da Carga 45 com 90% de NP (Autor)

O percentual da frequência relativa acumulativa com 10% do NP resulta em 82,7% para a tensão máxima abaixo de 0,98 p.u., elevação de 15,6% se comparado ao cenário com irradiação solar para dia de céu limpo. Quando o NP simulado está em 40%, esse valor reduz significativamente para 10,6% no percentual acumulativo, mostrando que a partir desse limite a rede está mais sensível aos impactos da GDFV e a partir desse NP as violações começam a ocorrer. Outro ponto relevante que vale ser evidenciado no NP de 40%, em 97,5% das simulações a tensão máxima se manteve abaixo de 1,053 p.u. no percentual acumulativo, proporcionando uma inversão extrema nos valores se comparado ao NP de 10% e elevação 31% se comparada ao cenário com irradiação solar com dia de céu limpo.

Assim, o aumento do NP pela geração distribuída fotovoltaica na rede objeto de estudo deste trabalho, também proporciona outras análises quanto a qualidade da energia elétrica e os limites estabelecidos no módulo 8 do PRODIST.

4.4.2.2 – PORCENTAGEM DE VIOLAÇÕES DAS TENSÕES MÁXIMAS SUPERIORES

A figura 173 apresenta o percentual de violações de tensão superior a 1,05 p.u. no ponto de conexão da carga 45, fase A, ao longo das 1.000 SMC's para cada NP.

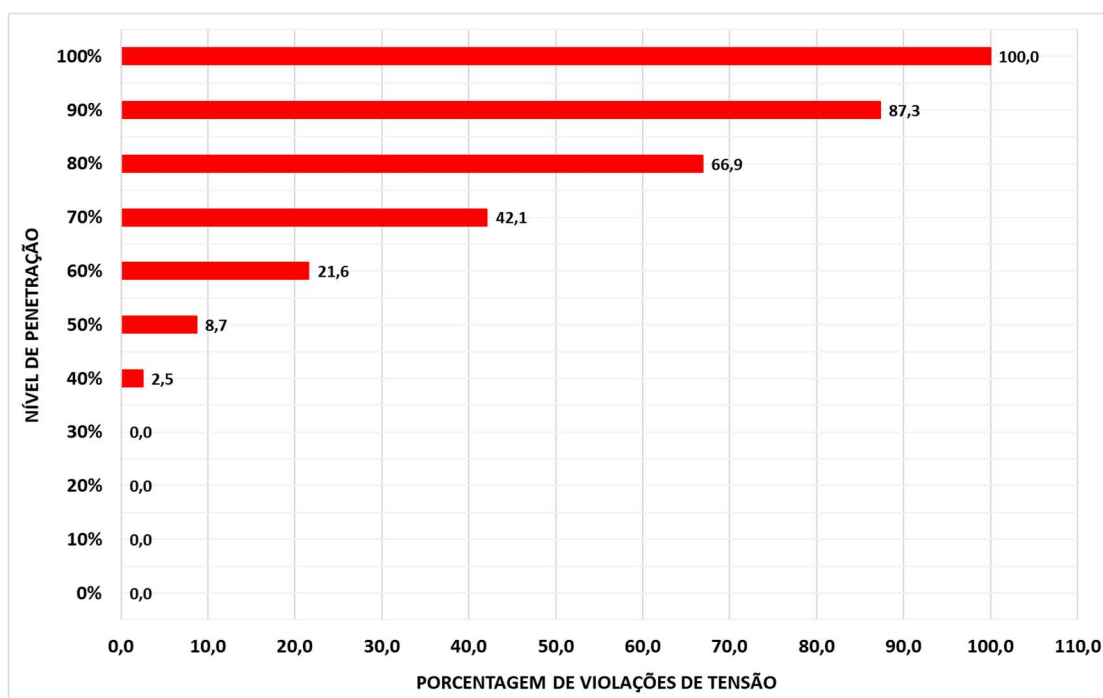


Figura 173 – Porcentagem das Violações de Tensão na Fase A da Carga 45 (Autor)

A figura 173 apresenta a quantidade de violações de tensão superior a 1,05 p.u. no ponto de conexão da carga 45 ao longo das 1.000 SMC's para cada NP estudado com a irradiação solar para um dia de céu nublado. De acordo com o aumento do NP na rede, por consequência, ocorre o aumento da quantidade de violações da tensão do limite estabelecido no PRODIST e vale ressaltar que houve uma redução relevante na quantidade de violações em comparação ao caso anterior.

O NP de 90% apresentou 87,3% de violações, de maneira a comparar a quantidade de violações do valor estabelecido pelo PRODIST entre as simulações de Monte Carlo com irradiação solar para os dias de céu limpo e nublado, houve uma redução de 12,7% que no cenário anterior ocorreu a ultrapassagem em 100% das SMC's para mesmo NP. Vale ressaltar a redução expressiva nos valores das tensões máximas da seção anterior.

4.4.2.3 – INDICADOR P95% DE VIOLAÇÃO DE TENSÃO

A figura 174 apresenta o nível de confiança 95% obtido para as tensões máximas na fase A da carga 45.

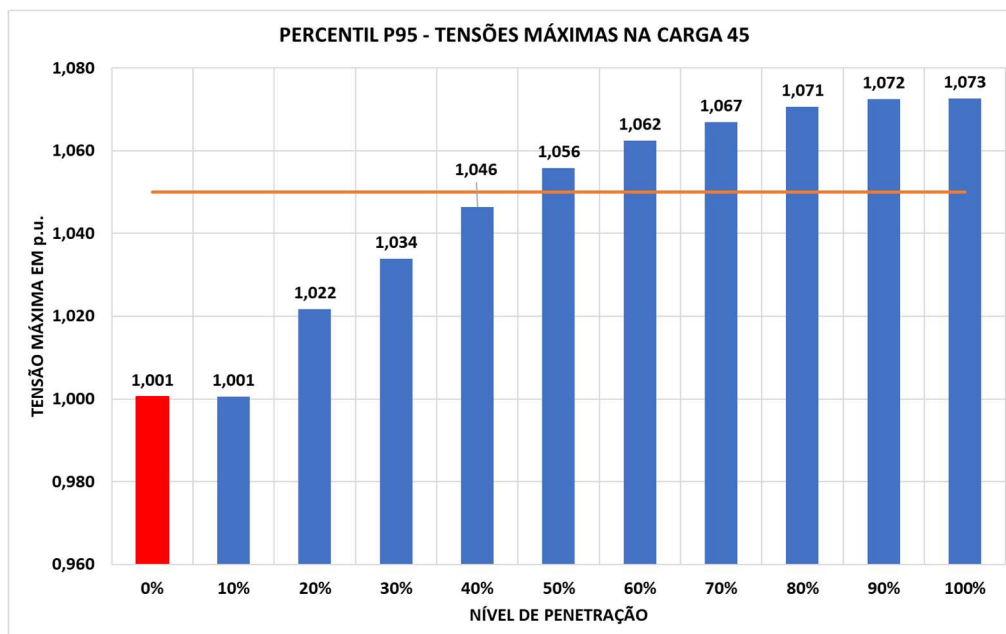


Figura 174 – Indicador P95% das Tensões Máximas da Fase A da Carga 45 (Autor)

Utilizando como base o NP de 30%, é possível analisar que os valores da tensão máxima em 95% dos casos não irão violar o valor de 1,034 p.u., a ultrapassagem ocorre apenas a partir do NP de 50%. É importante destacar que apenas com 80% e 90% do NP para irradiação solar de céu nublado que se aproxima do NP 30% para dia de céu limpo.

É relevante evidenciar que a partir do NP de 50% o indicador P95% ultrapassa o valor referência estabelecido pelo PRODIST indicando que a capacidade de hospedagem da rede pode ser comprometida a partir desse percentual de instalação de sistemas. Vale ressaltar que o indicador P95% apresentou ultrapassagem ao valor referência de 1,05 p.u. a partir do NP de 20% para as SMC's com irradiação solar com dia de céu limpo.

Com relação as simulações com irradiação solar para dia de céu limpo, houve uma redução significativa no indicado P95%, isso significa que as simulações com irradiação para céu nublado os efeitos são menores devido menor injeção de potência pelos sistemas fotovoltaicos.

4.4.3 – DESEQUILÍBRIO DE TENSÃO NA CARGA 1

As figuras 175 a 183 mostram os histogramas do desequilíbrio de tensão obtidos na carga 1 para cada NP com irradiação solar para dia de céu nublado.

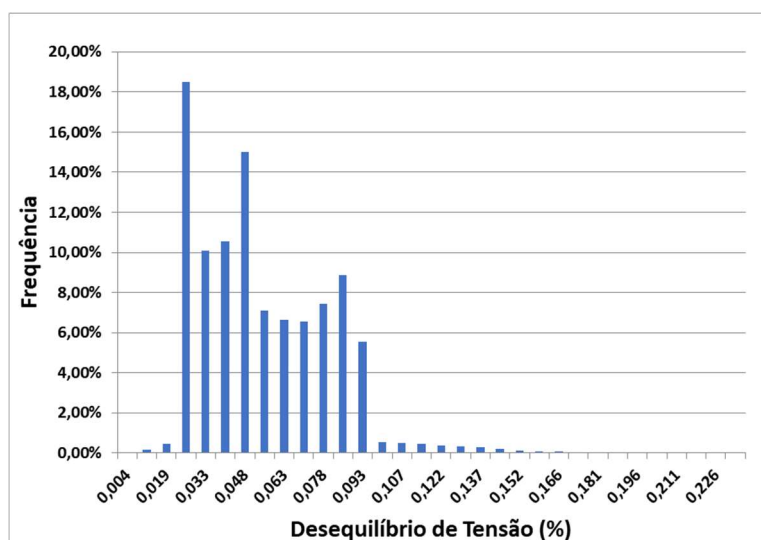


Figura 175 – Histograma do Desequilíbrio de Tensão na Carga 1 com 10% NP (Autor)

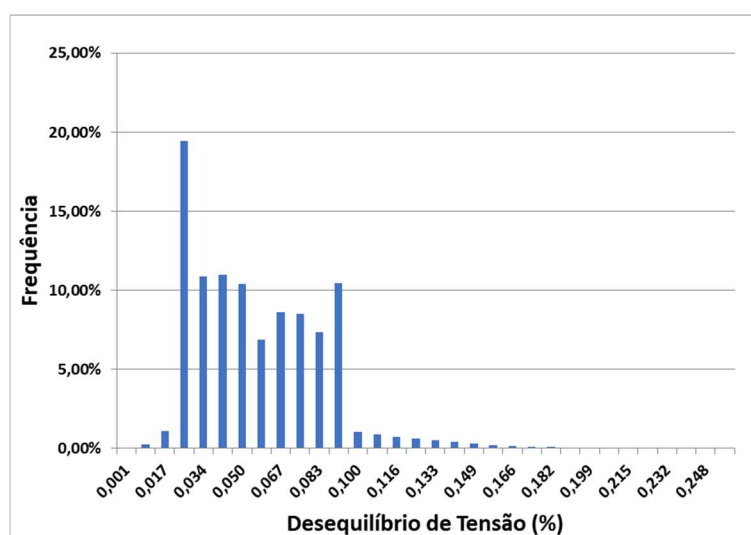


Figura 176 – Histograma do Desequilíbrio de Tensão na Carga 1 com 20% NP (Autor)

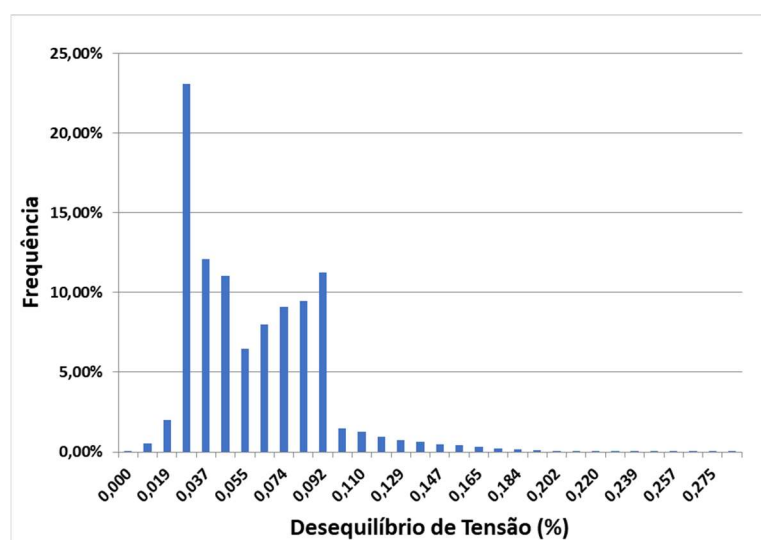


Figura 177 – Histograma do Desequilíbrio de Tensão na Carga 1 com 30% NP (Autor)

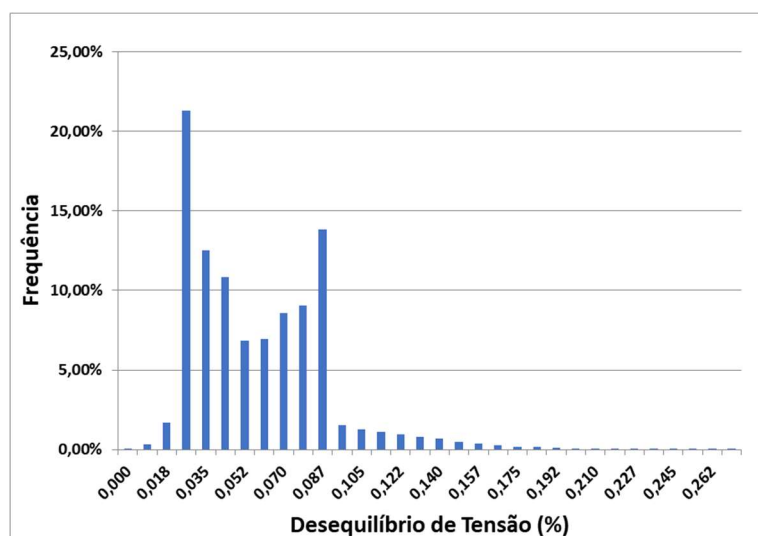


Figura 178 – Histograma do Desequilíbrio de Tensão na Carga 1 com 40% NP (Autor)

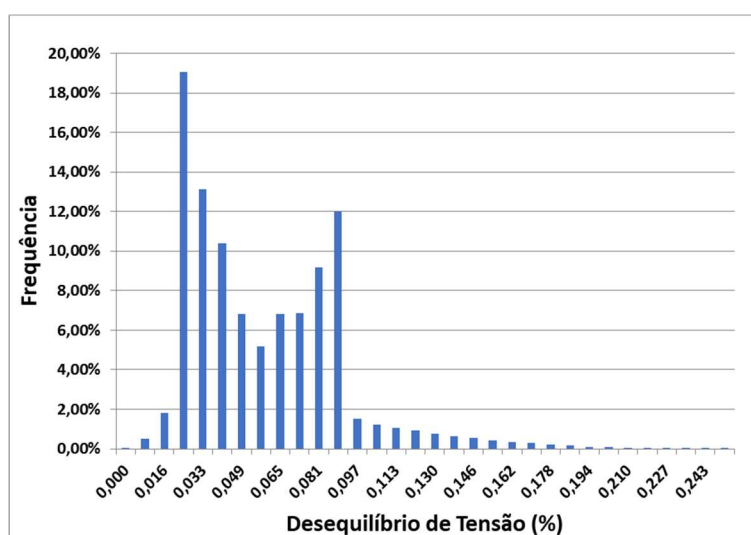


Figura 179 – Histograma do Desequilíbrio de Tensão na Carga 1 com 50% NP (Autor)

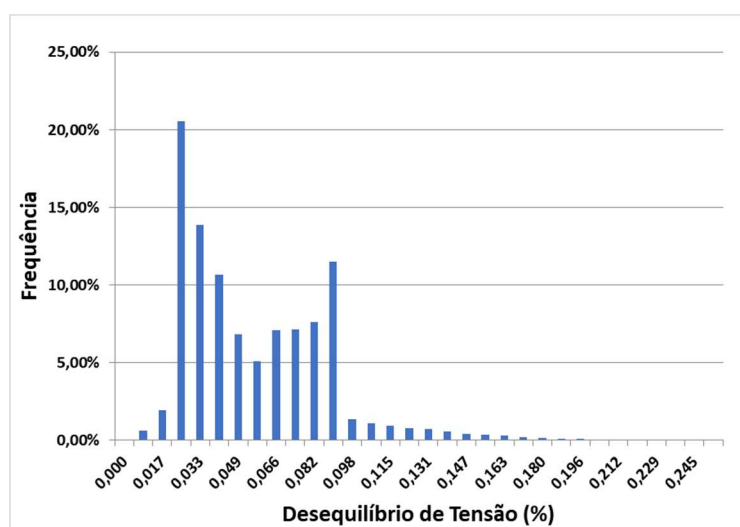


Figura 180 – Histograma do Desequilíbrio de Tensão na Carga 1 com 60% NP (Autor)

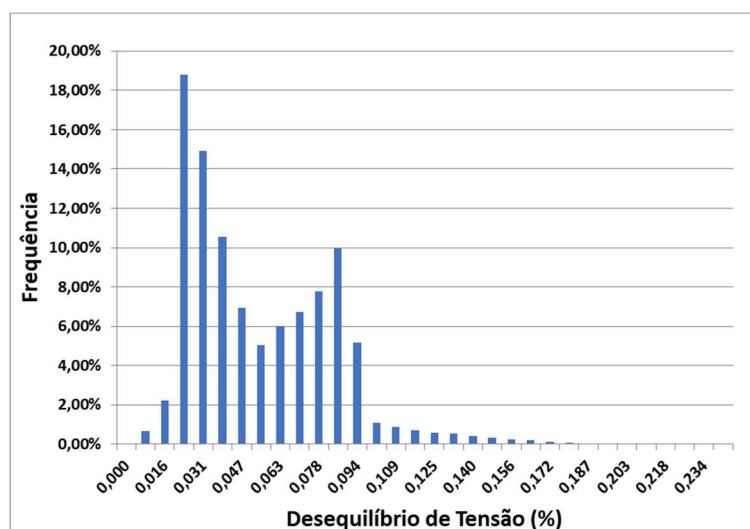


Figura 181 – Histograma do Desequilíbrio de Tensão na Carga 1 com 70% NP (Autor)

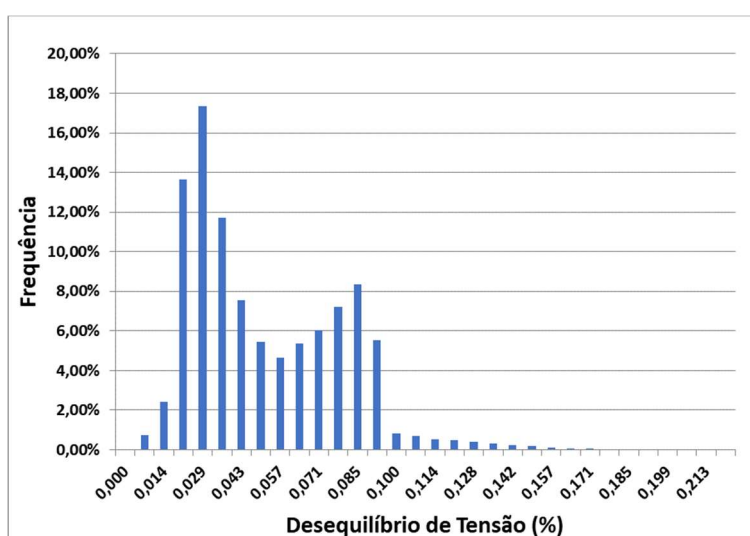


Figura 182 – Histograma do Desequilíbrio de Tensão na Carga 1 com 80% NP (Autor)

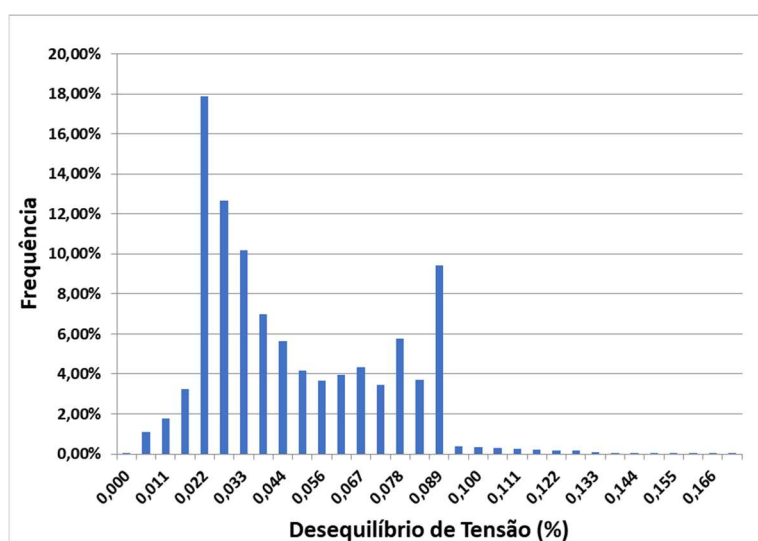


Figura 183 – Histograma do Desequilíbrio de Tensão na Carga 1 com 90% NP (Autor)

Seguindo a metodologia utilizada na seção anterior, verifica-se que os valores máximos de desequilíbrio aumentam até o NP de 30%, em torno de 0,27% de desequilíbrio, e depois ele volta a reduzir se aproximando de 0,16% no NP de 90%. Comparando com o cenário de irradiação solar com céu limpo, que apresentaram para os mesmos NP's 0,45% e 0,30% de desequilíbrio, respectivamente, implicando em uma redução de 40% com relação ao NP de 30% e 47% ao NP de 90%.

Embora essa grandeza tenha atingido valores inferiores se comparado a condição de nebulosidade anterior e se mantido na faixa adequada, a distribuidora local deve se atentar ao aumento de instalação de SFV's na rede distribuição, visto que, o desequilíbrio máximo aumentou significativamente em percentual de 200% e 78%, respectivamente com relação ao caso base.

A partir do desequilíbrio de tensão mostrado é possível observar que no ponto de conexão da carga 1 não ultrapassou os limites estabelecidos no PRODIST. Quanto a qualidade de energia elétrica, esse parâmetro está adequado e não impactou negativamente após a conexão da GD fotovoltaica a rede.

4.4.4 – DESEQUILÍBRIO DE TENSÃO NA CARGA 45

As figuras 184 a 192 mostram os histogramas do desequilíbrio de tensão obtidos no ponto de conexão da carga 45 para cada NP.

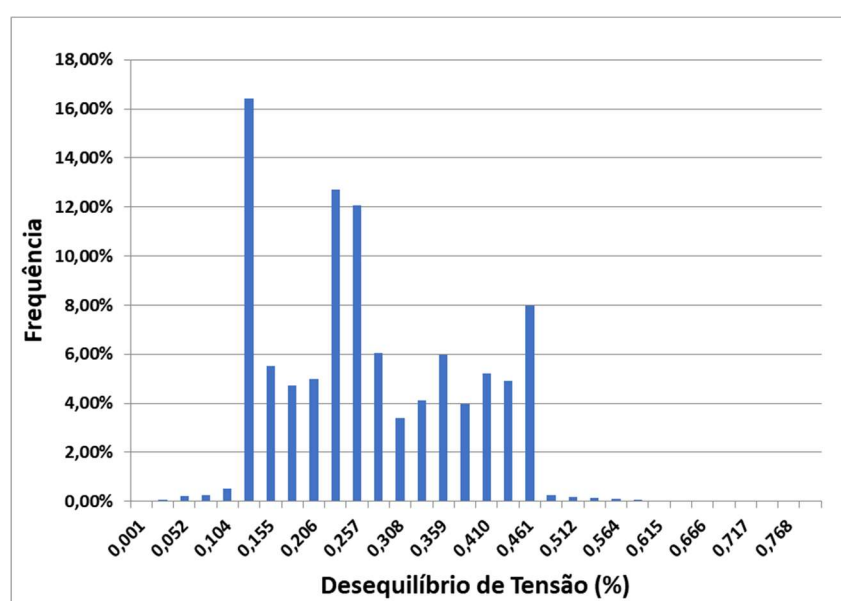


Figura 184 – Histograma do Desequilíbrio de Tensão na Carga 45 com 10% NP (Autor)

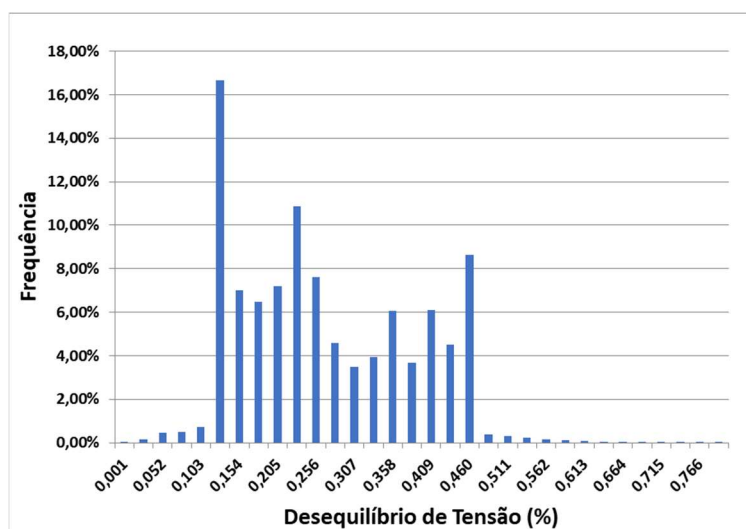


Figura 185 – Histograma do Desequilíbrio de Tensão na Carga 45 com 20% NP (Autor)

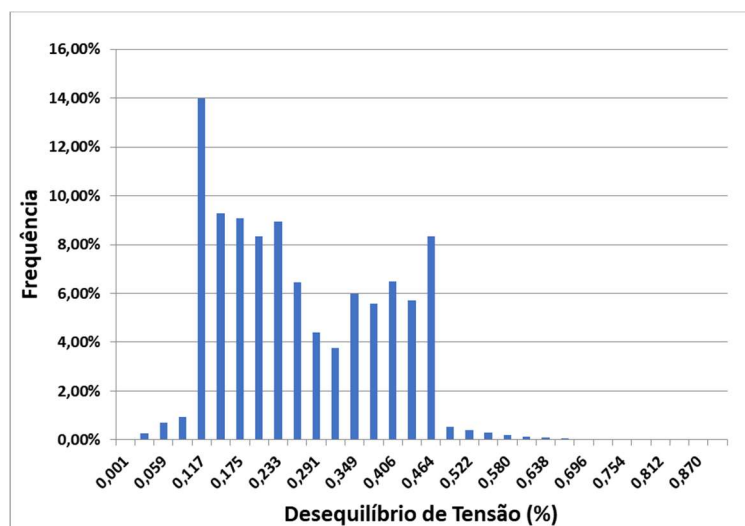


Figura 186 – Histograma do Desequilíbrio de Tensão na Carga 45 com 30% NP (Autor)

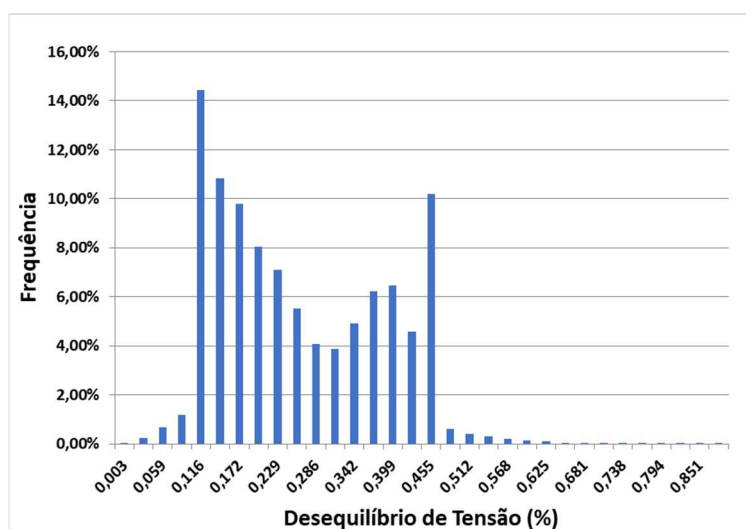


Figura 187 – Histograma do Desequilíbrio de Tensão na Carga 45 com 40% NP (Autor)

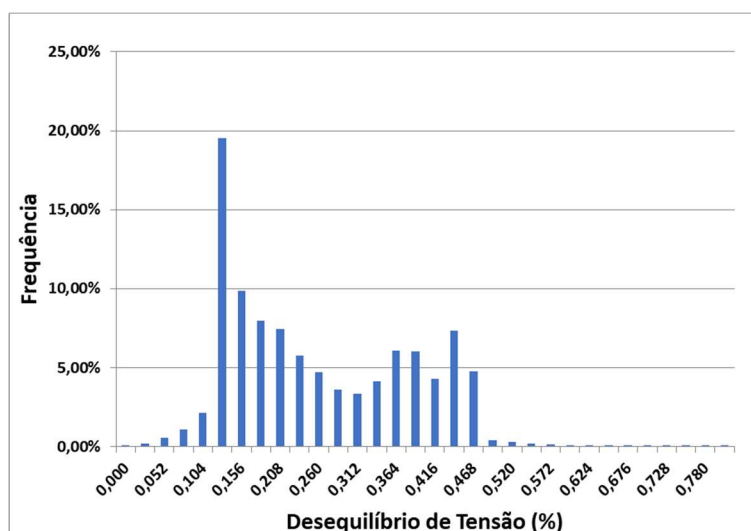


Figura 188 – Histograma do Desequilíbrio de Tensão na Carga 45 com 50% NP (Autor)

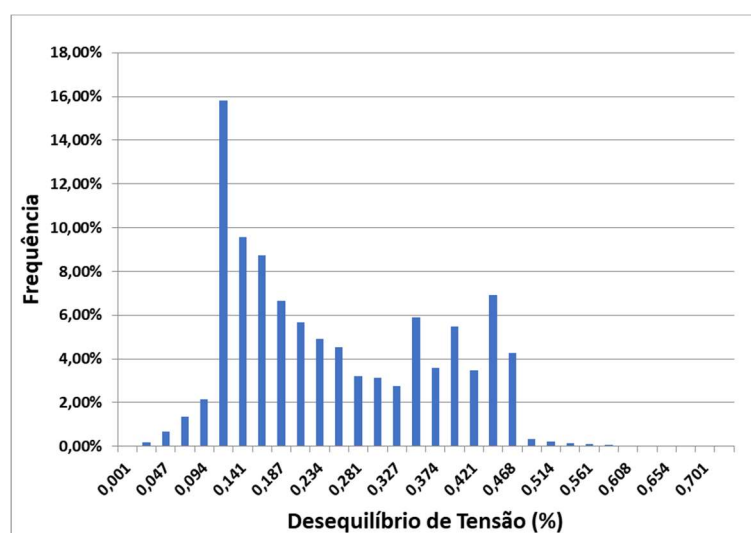


Figura 189 – Histograma do Desequilíbrio de Tensão na Carga 45 com 60% NP (Autor)

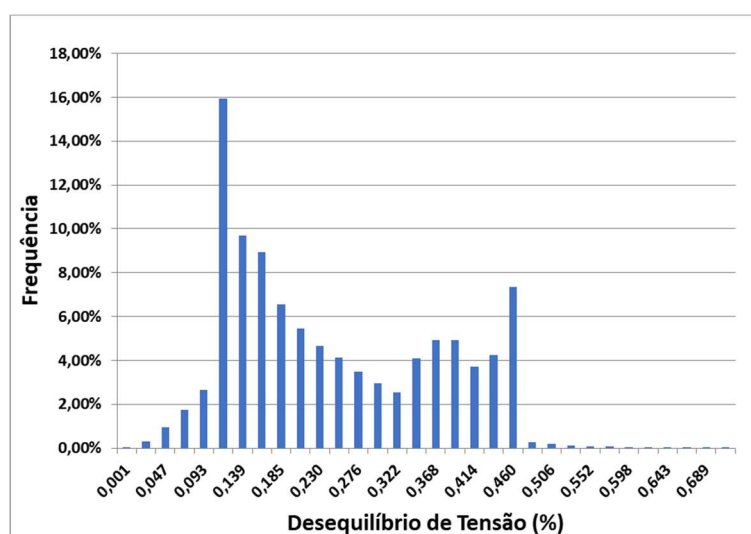


Figura 190 – Histograma do Desequilíbrio de Tensão na Carga 45 com 70% NP (Autor)

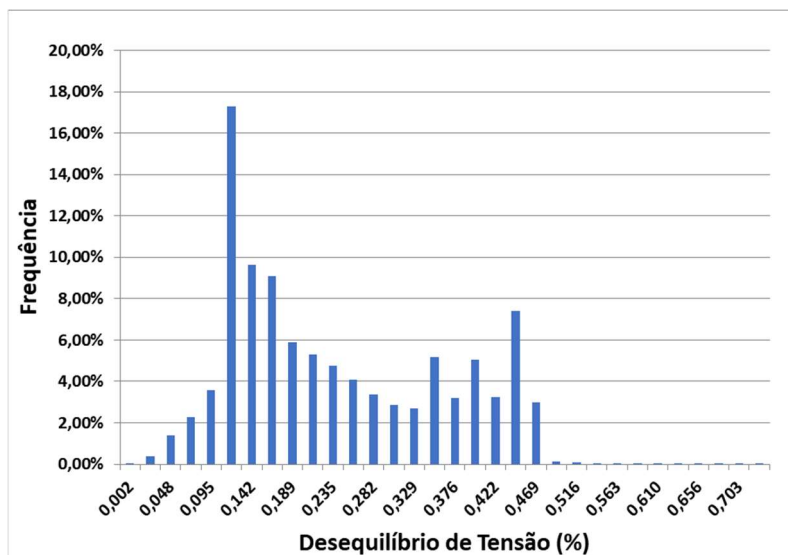


Figura 191 – Histograma do Desequilíbrio de Tensão na Carga 45 com 80% NP (Autor)

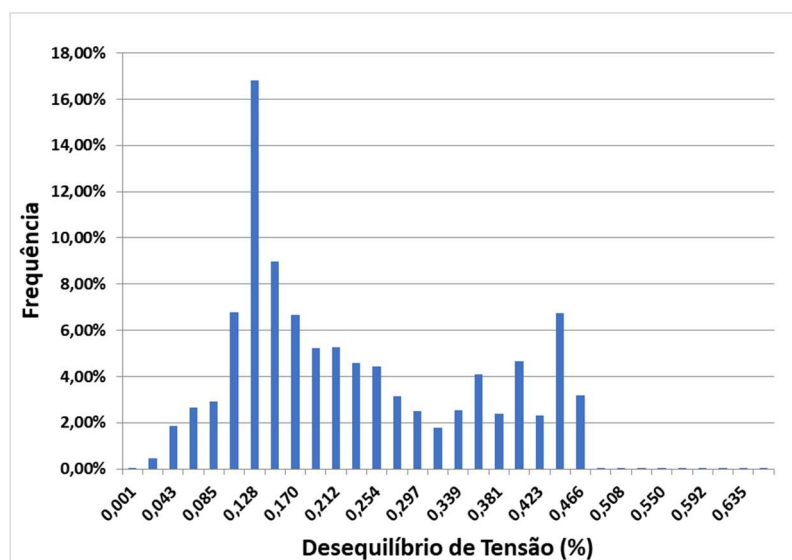


Figura 192 – Histograma do Desequilíbrio de Tensão na Carga 45 com 90% NP (Autor)

O desequilíbrio de tensão na carga 45 foi o maior entre os casos apresentados semelhante ao cenário de irradiação anterior. Vale ressaltar que o desequilíbrio de tensão reduziu significativamente analisando os dois cenários de irradiação solar apresentados, fato que se justifica pela redução da potência injetada pela GD na rede.

Semelhante a carga 1, o máximo valor de desequilíbrio de tensão alcança 0,87% para o NP de 30% e depois começa a regredir, atingindo próximo de 0,63% para o NP de 90%. Em relação ao cenário de irradiação solar com céu limpo, que apresentaram para os mesmos NP's 1,48% e 1,03% de desequilíbrio, respectivamente, implicando em uma redução de 41% com relação ao NP de 30% e 39% ao NP de 90%.

Os limites de desequilíbrio de tensão definidos pelo PRODIST não foram violados na carga 45, assim como no outro caso estudado, assumindo que esse parâmetro define uma rede com qualidade de energia elétrica.

4.4.5 – ANÁLISE DO CARREGAMENTO NO ALIMENTADOR

As figuras 193 a 201 apresentam os histogramas da potência ativa na fase A do alimentador para os NPs de 10% a 90% calculados na simulação de Monte Carlo.

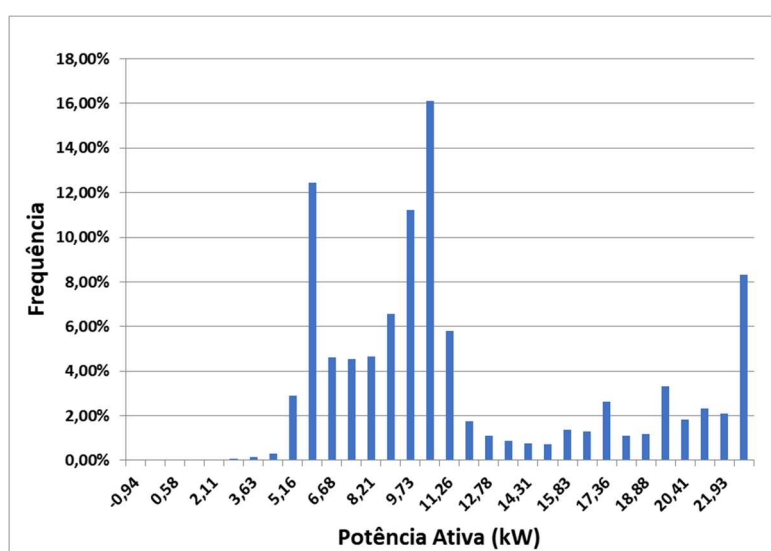


Figura 193 – Histograma da Potência na Fase A do Alimentador com 10% NP (Autor)

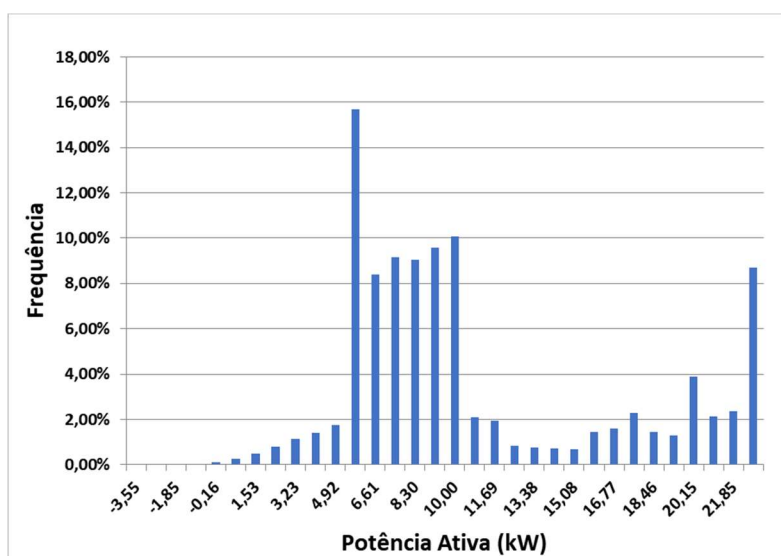


Figura 194 – Histograma da Potência na Fase A do Alimentador com 20% NP (Autor)

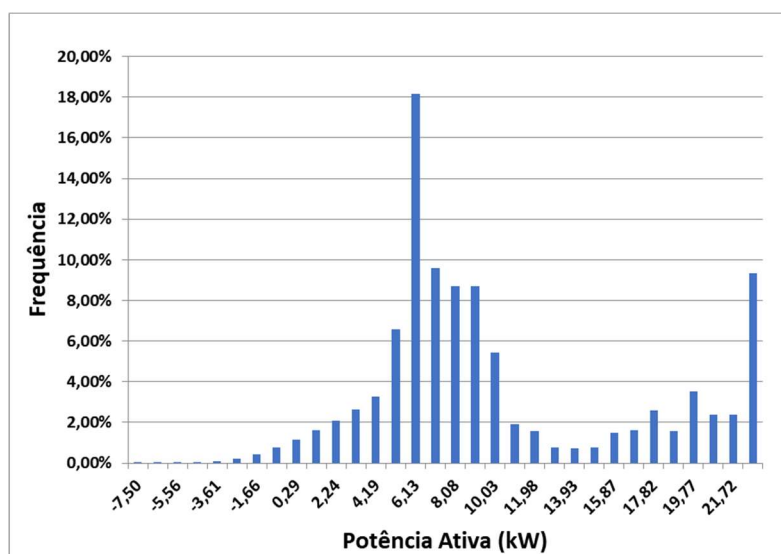


Figura 195 – Histograma da Potência na Fase A do Alimentador com 30% NP (Autor)

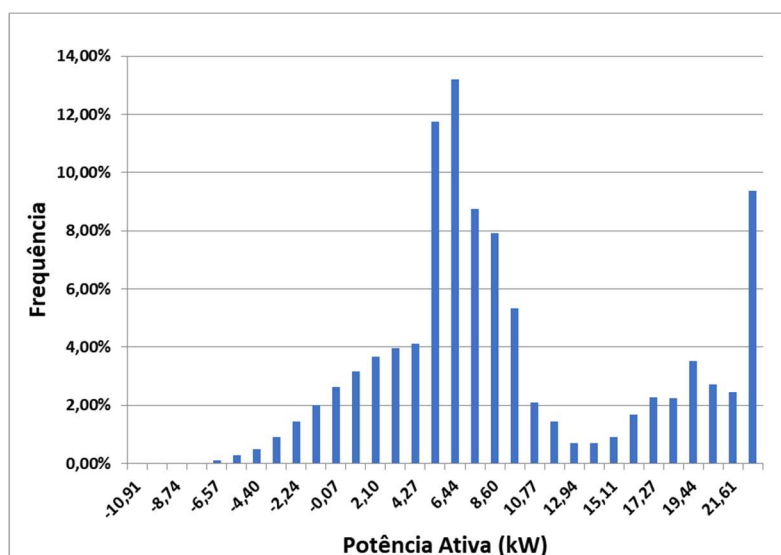


Figura 196 – Histograma da Potência na Fase A do Alimentador com 40% NP (Autor)

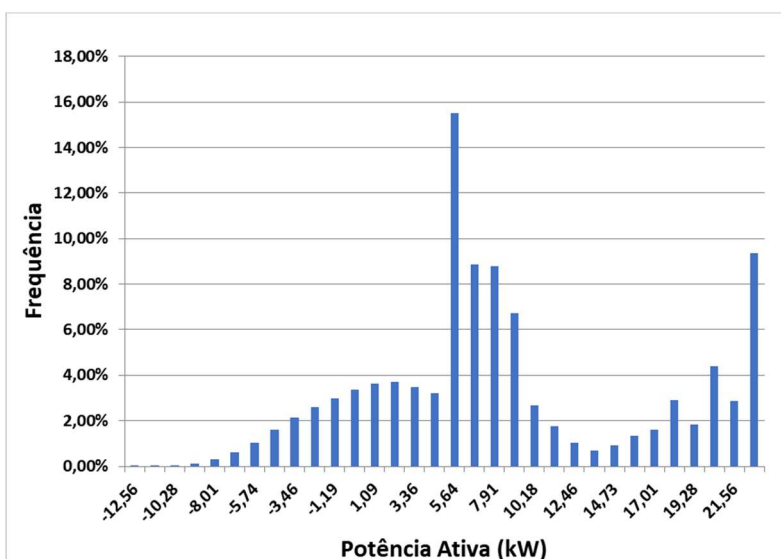


Figura 197 – Histograma da Potência na Fase A do Alimentador com 50% NP (Autor)

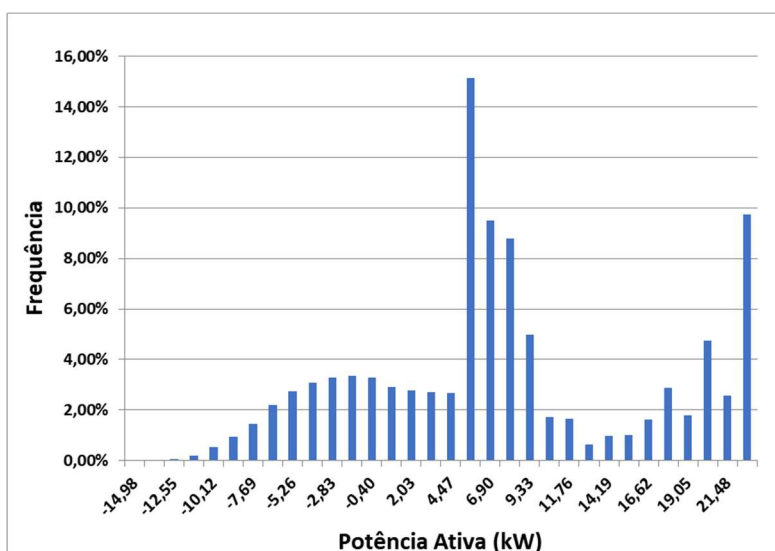


Figura 198 – Histograma da Potência na Fase A do Alimentador com 60% NP (Autor)

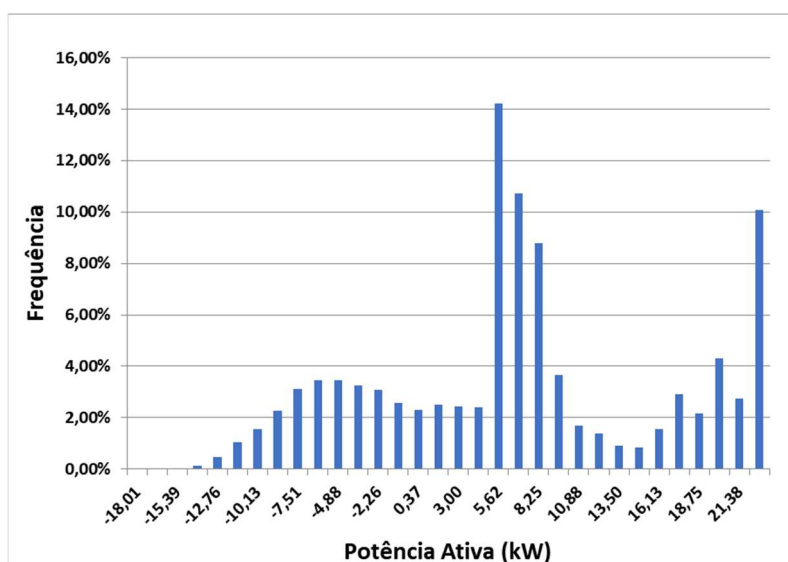


Figura 199 – Histograma da Potência na Fase A do Alimentador com 70% NP (Autor)

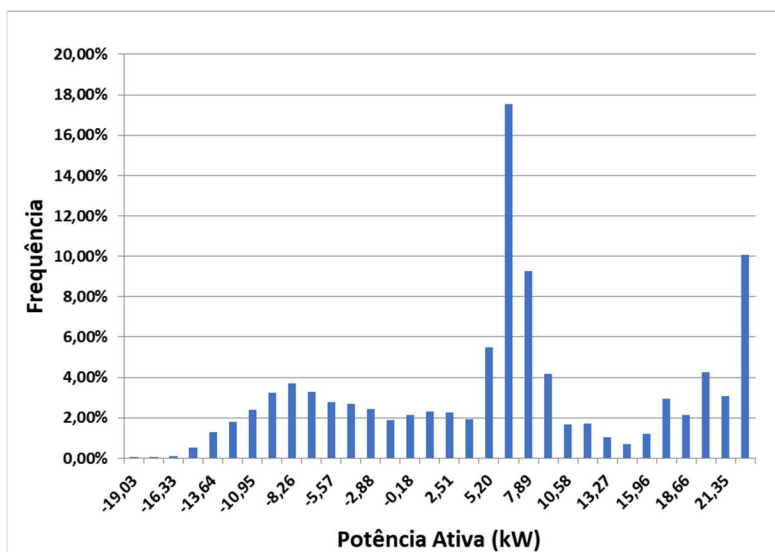


Figura 200 – Histograma da Potência na Fase A do Alimentador com 80% NP (Autor)

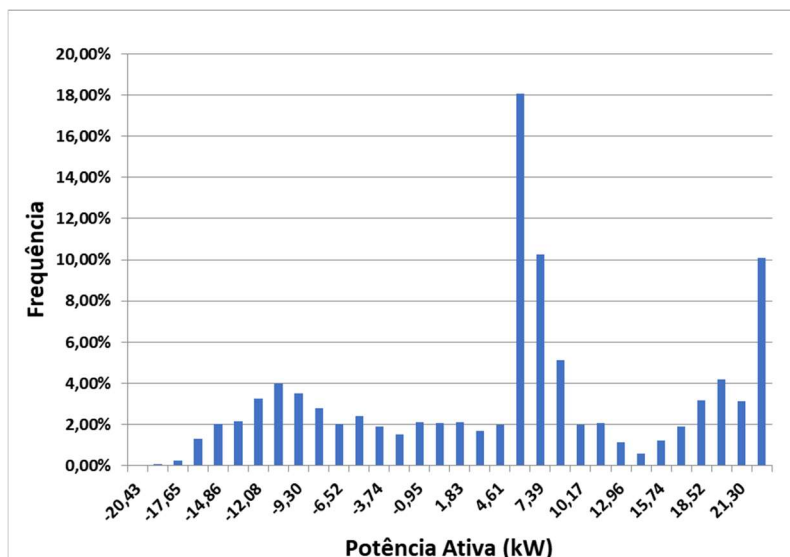


Figura 201 – Histograma da Potência na Fase A do Alimentador com 90% NP (Autor)

Semelhante as simulações com irradiação solar para dias de céu limpo, o fluxo reverso aconteceu em todos os NPs estudados como podemos observar nas figuras desta seção. Para o caso com 30% de NP a potência ativa atingiu valores negativos em torno de 7,5 kW mas não origina sobrecargas no alimentador, uma redução percentual de mais de 50%.

Os cenários com 60% e 90% do NP obtiveram fluxo reverso no alimentador em torno de 15 kW e 20 kW, respectivamente. Com relação ao cenário com dia de céu limpo, proporcionou uma redução de 50% em ambos os NP's avaliados na seção anterior.

Os impactos da GD com irradiação solar para dias de céu nublado reduziram significativamente, para todos os NP's analisados ocorreu a contribuição ativamente para o fluxo reverso da potência ativa, porém, não surgiram sobrecargas no alimentador da rede.

As concessionárias devem se preocupar com o fluxo reverso originado na rede e o tempo de duração ao longo do dia, devido as características e particularidades de operação do conjunto da rede e alimentadores próximos do analisado. Outra análise relevante na existência do fluxo reverso é a possibilidade de sensibilização indevida das proteções existentes no sistema de distribuição.

4.4.6 – ANÁLISE DAS PERDAS ELÉTRICAS TÉCNICAS

As figuras 202 a 210 exibem os histogramas das perdas técnicas na rede para os NP's de 10% a 90% calculados na simulação de Monte Carlo.

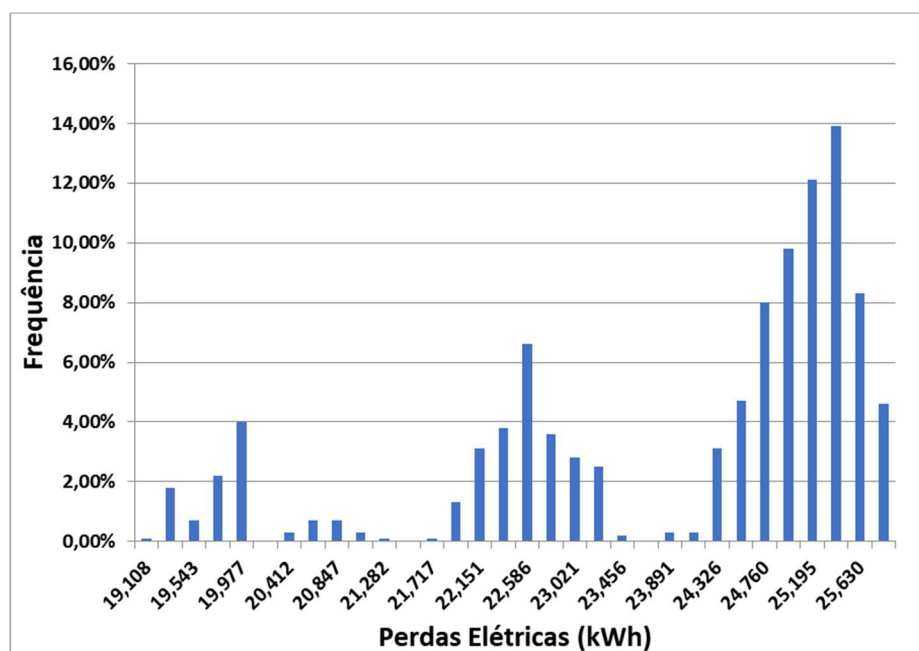


Figura 202 – Histograma das Perdas Técnicas na Rede com 10% NP (Autor)

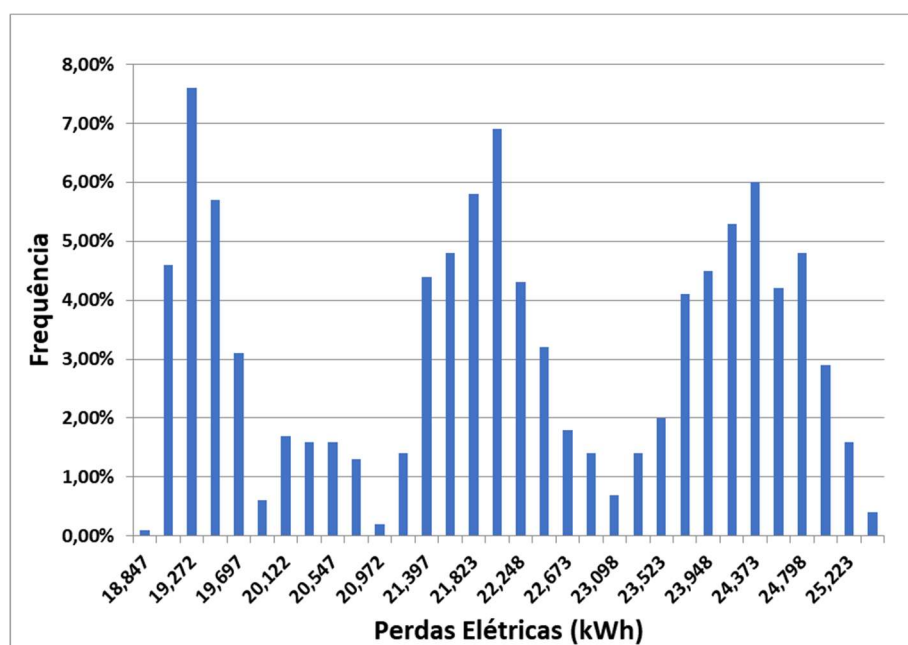


Figura 203 – Histograma das Perdas Técnicas na Rede com 20% NP (Autor)

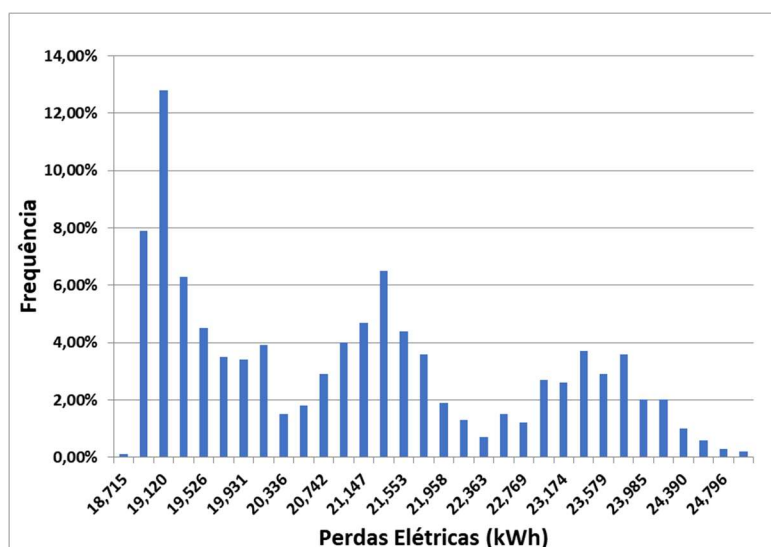


Figura 204 – Histograma das Perdas Técnicas na Rede com 30% NP (Autor)

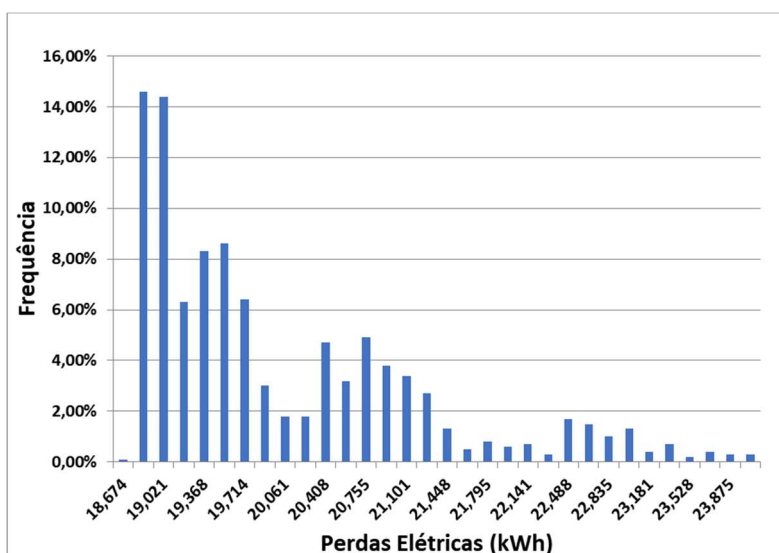


Figura 205 – Histograma das Perdas Técnicas na Rede com 40% NP (Autor)

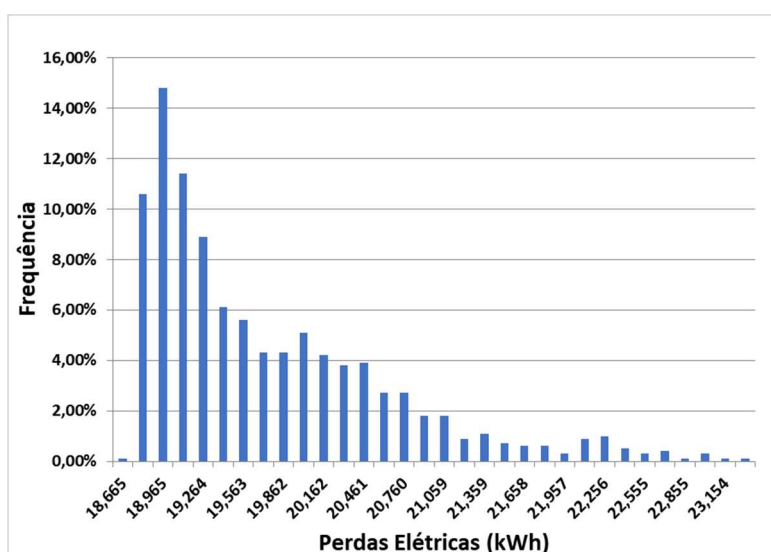


Figura 206 – Histograma das Perdas Técnicas na Rede com 50% NP (Autor)

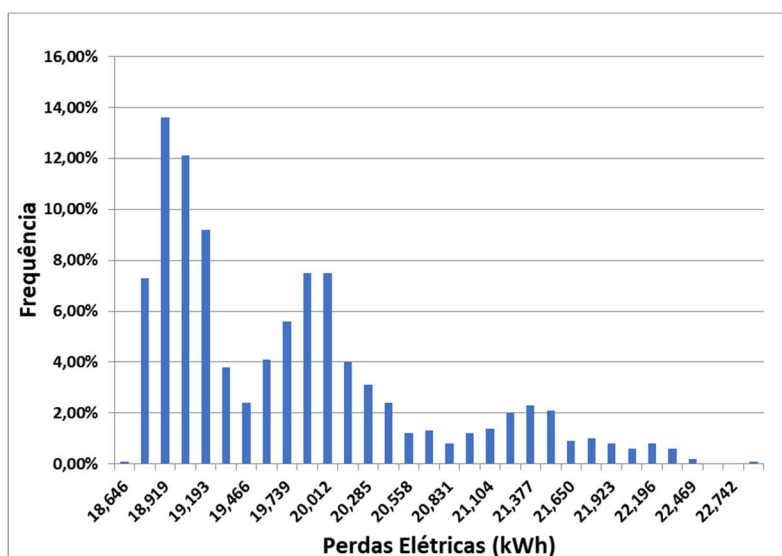


Figura 207 – Histograma das Perdas Técnicas na Rede com 60% NP (Autor)

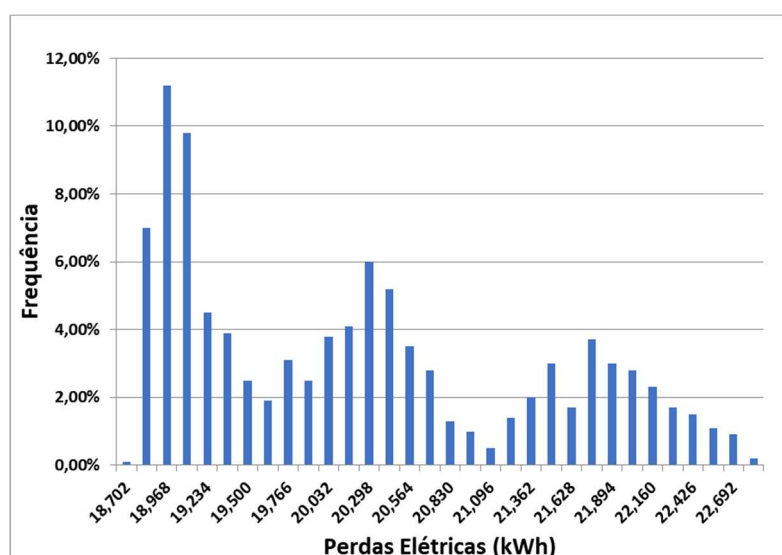


Figura 208 – Histograma das Perdas Técnicas na Rede com 70% NP (Autor)

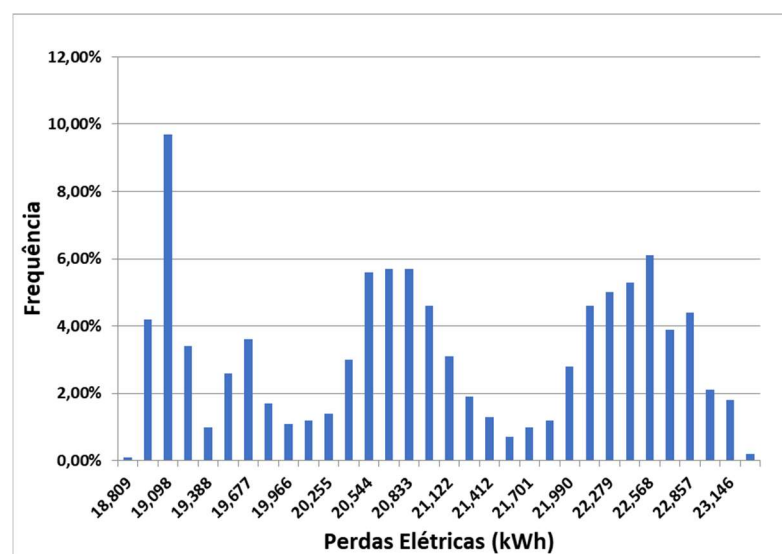


Figura 209 – Histograma das Perdas Técnicas na Rede com 80% NP (Autor)

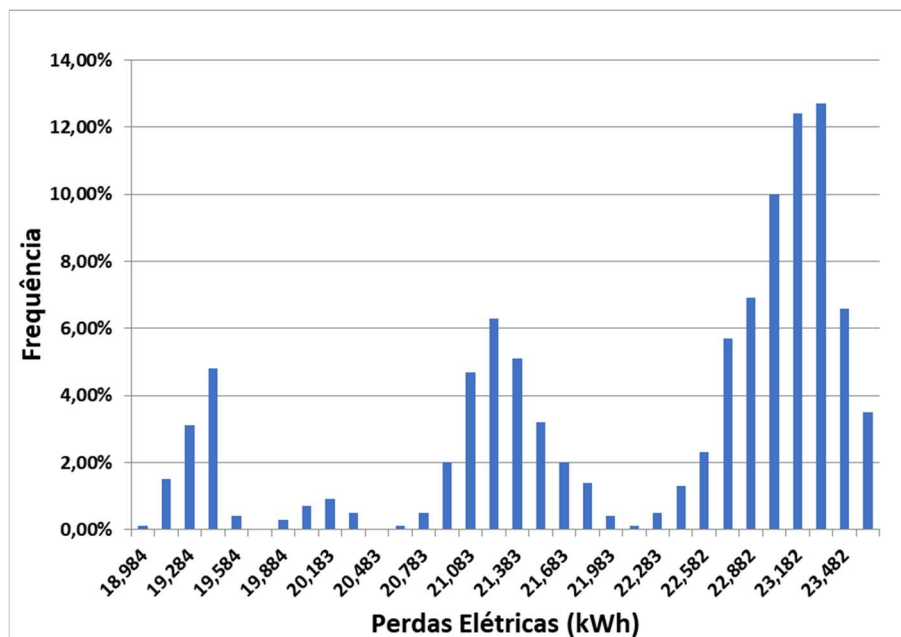


Figura 210 – Histograma das Perdas Técnicas na Rede com 90% NP (Autor)

As perdas técnicas em todos os NPs aumentaram em comparação ao caso base, onde as perdas resultaram em 16,87 kWh. Porém, se compararmos com os resultados demonstrados na irradiação solar com céu limpo a variação nas perdas técnicas foram inferiores. Os NPs de 30% e 60% apresentaram perdas técnicas com valores próximos, sendo o NP com maior aumento das perdas o de 90%, mas ainda assim com valores muito baixo, não se mostrando adequado para análise maximizada dos impactos oriundos da GDFV.

4.5 – CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO

Este capítulo apresentou os resultados das inúmeras simulações de Monte Carlo das medições da amplitude da tensão, desequilíbrio de tensão, carregamento do alimentador e as perdas técnicas da rede e a metodologia aplicada para a análise dos impactos oriundos da conexão da geração distribuída fotovoltaica no alimentador de 75 kVA.

Primeiramente, as análises aplicadas foram realizadas utilizando a irradiação solar para um dia de céu limpo e depois com dia de céu nublado. Os impactos foram maiores para o dia de céu limpo, onde a geração fotovoltaica é maximizada, se mostrando mais

interessante para o estudo dos impactos com período de tempo (5 em 5 minutos, como exemplo) e SMC's elevadas gerando grande quantidade de dados para análise.

A análise dos impactos da GD utilizando os software's Matlab e o OpenDSS se iniciou nos valores de tensão e depois esses resultados foram comparados com os índices de qualidade de energia elétrica estabelecidos pelo PRODIST criado pela ANEEL. De maneira a visualizar a ocorrência de violação dos limites e quantificar o percentual das violações ocorridas nas simulações.

O desequilíbrio de tensão é outro índice de qualidade de energia definido pelo PRODIST que foi analisado nas simulações. O desequilíbrio é calculado via MatLAB a partir das ondas de tensão em componentes simétricas extraídas do OpenDSS e em seguida os valores são estruturados em histogramas e comparados com os limites permissíveis.

O carregamento do alimentador foi analisado a partir dos histogramas de potência ativa. A metodologia aplicada consistiu em analisar os valores de potência ativa negativos que surgiram nas leituras e constatar a existência de sobrecargas no alimentador. Em seguida, com a possibilidade de sobrecarga constatada os valores de potência ativa são convertidos em percentual para estudos dos impactos.

E por fim, as perdas técnicas são avaliadas para cada simulação e NP de maneira que este parâmetro não está definido como conceito de qualidade de energia elétrica mas está diretamente relacionado com a eficiência e desempenho da rede de distribuição estudada.

A partir da comparação de os mesmos NP's com diferentes condições de nebulosidade, dias de céu limpo e nublado, considerando a rede estudada e os cenários simulados na plataforma desenvolvida, constata-se que os impactos na tensão, desequilíbrio de tensão, carregamento e perdas elétricas técnicas do sistema de distribuição de baixa tensão foram maximizados utilizando a irradiação solar para dia de céu limpo se comparado com o dia de céu nublado.

Mediante as simulações de Monte Carlo realizadas, os índices de qualidade de energia elétrica, eficiência e desempenho foram analisados no alimentador de 75 kVA após a conexão de GD e proporcionou os estudos nas elevações de tensão, desequilíbrio, carregamento do alimentados e das perdas técnicas.

5.0 – CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS

O crescimento constante da demanda por consumo de energia elétrica e na confiabilidade de sistemas de distribuição, os maiores incentivos governamentais à exploração de fontes renováveis para geração de energia elétrica e a redução dos custos de instalação são alguns dos motivos pelo aumento da conexão de geradores fotovoltaicos de pequeno porte as redes de distribuição secundárias. Esse cenário de conexão massiva de GD cria inúmeras incertezas na análise dos impactos técnicos provocados na rede, sendo o ponto de conexão, a quantidade de GD's e a potência nominal de dimensionamento algumas delas.

Este trabalho apresentou os estudos dos impactos técnicos resultantes da conexão de geração distribuída fotovoltaica em uma rede de distribuição de baixa tensão, onde o alimentador foi modelado com parâmetros reais para a simulação. O método probabilístico de Monte Carlo foi implementado e aplicado para a solução e extração dos resultados que foram a base das análises e uma vez que todas as variáveis são conhecidas e os parâmetros pré-definidos, as análises se tornam determinísticas. São apresentados os métodos para a modelagem dos fatores comportamentais referente as características de operação dos sistemas fotovoltaicos e das cargas

A metodologia aplicada se mostrou adequada e eficaz nas simulações realizadas para avaliação dos impactos da GD quanto aos níveis de tensão, desequilíbrio de tensão, carregamento do alimentador e perdas técnicas. Considerando os resultados extraídos com o cenário de irradiação solar com dia de céu limpo, os impactos foram maximizados na rede modelada do que se comparada ao dia de céu nublado, se mostrando mais interessante para a avaliação de novas solicitações de conexão pelo engenheiro de distribuição.

O método foi utilizado como ferramenta para as análises dos impactos em pontos distintos da rede, sendo eles dois consumidores (com referência a distância física do alimentador, ao início e fim da rede). Os estudos realizados têm potencial para reduzir o tempo necessário de análise das concessionárias frente a solicitação de novo pedido de acesso, de maneira que se os limites estabelecidos pelo PRODIST não forem violados, o acesso poderá ser aprovado sem a necessidade de estudos técnicos.

Assim, o presente trabalho avaliou os impactos técnicos provenientes da conexão de geração fotovoltaica em uma rede secundária de baixa tensão, a partir de duas aplicações práticas com cenários de nebulosidade para dias de irradiação solar com céu limpo e nublado. A metodologia desenvolvida tem como objetivo auxiliar as distribuidoras de energia elétrica para análise de conexão da GDFV e diminuir as dificuldades para o crescimento dessa fonte renovável de energia.

5.1 – TRABALHOS FUTUROS

O constante desenvolvimento do setor elétrico brasileiro, focado na área de fontes renováveis para a geração de energia elétrica necessita de estudos e padronização dos índices de qualidade de energia elétrica. A conexão massiva de novas tecnologias de geração as redes de distribuição necessitarão de metodologias e técnicas para mitigar os impactos técnicos e melhorar a operação do sistema ao longo do dia.

Deste modo, como proposta para trabalhos futuros, avaliar os impactos da GD quanto a outros indicadores técnicos da qualidade da energia elétrica na rede, como distorções harmônicas, o efeito flicker (flutuações de tensão que provocam cintilações luminosas, resumidamente), nível de curto-circuito e estabilidade no sistema.

Analisar o impacto econômico da GD, visto que, a receita proveniente da energia vendida aos consumidores será reduzida, podendo ser um dos parâmetros para a quantificação dos impactos.

Realizar a alteração do método utilizado para a análise no ponto de conexão de outros consumidores ou para aplicação na análise de outras tecnologias com fonte de geração energia renovável, como exemplo pequenas centrais hidrelétricas, biomassa, eólica, entre outros.

E por fim, avaliar a possibilidade de controle de tensão a partir do controle de reativo que já está disponível na maioria dos inversores de frequência em utilização, com o objetivo de reduzir os impactos técnicos e visando aumentar a disponibilidade para novos acessantes.

REFERÊNCIAS

- [1] A. Jouanne, e B. Banerjee, “Assessment of Voltage Unbalance,” IEEE Trans. On Power Delivery, vol. 16, no. 4, pp. 782-790, Out. 2001.
- [2] Agência Nacional de Energia Elétrica, “Geração Distribuída”. Publicado em: junho de 2020. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/scg/gd/GD_Estadual.asp>. Acesso em: junho de 2022.
- [3] Agência Nacional de Energia Elétrica, (ANEEL), “Micro e Minigeração Distribuída”. Publicado em: maio de 2022. Disponível em: <<https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjojY2VmMmUwN2QtYWFiOS00ZDE3LWI3NDMtZDk0NGI4MGU2NTkxIiwidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYTctNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5YzAxNzBIMSIsImMiOjR9>>. Acesso em: maio de 2022.
- [4] Agência Nacional de Energia Elétrica, “Matriz Elétrica Brasileira”. Disponível em: <<https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjojNjc4OGYyYjQtYWWM2ZC00YjllLWJlYmEtYzdkNTQ1MTc1NjM2IiwidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYTctNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5YzAxNzBIMSIsImMiOjR9>>. Acesso em: janeiro de 2021.
- [5] Agência Nacional de Energia Elétrica, “Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST) – Módulo 8: Qualidade de Energia Elétrica,” Fev. 2012.
- [6] AYRES, H. M., D. Salles, e W. Freitas, “A Practical Second-Order Based Method for Power Losses Estimation in Distribution Systems With Distributed Generation,” IEEE Trans. on Power Systems, vol. 29, no. 2, pp. 666-674, março 2014.
- [7] AYRES, H. M., FREITAS, W., ALMEIDA, M. C. e SILVA, L. C. P., “Method for determining the maximum allowable penetration level of distributed Generation without steady-state voltage violations,” IET Gen., Transm. and Distribution, vol. 4, no. 4, pp. 495-508, Abr. 2010.

- [8] BARIONI, C. C. de O., SCHMIDT, H. P., KAGAN, N. e ROBBA, E. J. “Introdução a Sistemas Elétricos de Potência”. EDITORA EDGARD BLÜCHER LTDA, São Paulo, 1996.
- [9] CLASF, “Transformador de 75 kVA 380/220 V ou 220/127 V em São Carlos – SP”. Disponível em: <<https://www.clasf.com.br/transformador-75-kva-380220-ou-220127v-em-s%C3%A3o-carlos-sp-9377009/>>. Acesso em: novembro de 2021.
- [10] EGP, Enel Green Power, “Os números da Enel Green Power no Brasil”. Disponível em: <<https://www.enelgreenpower.com/pt/paises/america-do-sul/brasil>>. Acessado em: dezembro de 2020.
- [11] GODOI, L. T. “Avaliação dos Impactos Causados pela Difusão da Microgeração Distribuída Fotovoltaica na Baixa Tensão de Redes Reais de Distribuição de Energia Elétrica”. Dissertação de Mestrado, Universidade Federal de Minas Gerais (UFMG), 2019.
- [12] IEEE. IEEE 13 Node Test Feeder IEEE Distribution System Analysis Subcommittee, The Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc, 1992. INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS. IEEE
- [13] IRENA, “Installed Capacity Trends”, International Renewable Energy Agency. Disponível em: <<https://www.irena.org/>>. Acesso em: janeiro de 2022.
- [14] LEE, C. Y., “Effects on Unbalanced Voltage on the Operation Performance of a Three-Phase Induction Motor,” IEEE Trans. on Energy Conversion, vol. 14, no. 2, pp. 202-208, junho 1999.
- [15] KATIRAEI, F. e J. R. Agüero, “Solar PV integration challenges”, IEEE Power and Energy Magazine, vol. 9, pp. 62-71, 2011.
- [16] MARIANA, G. L. “Análise dos Impactos Técnicos Resultantes da Variabilidade de Geração de Curto Prazo de Sistemas Fotovoltaicos”. Campinas, SP, 2015.
- [17] MEHL, Edvaldo L. M. “Qualidade da energia elétrica”. Programa de eficiência industrial: modulo motor elétrico. Rio de Janeiro. ELETROBRÁS / PROCEL.

- [18] MICROSOFT, “PERCENTIL (Função PERCENTIL”, Disponível em: <https://support.microsoft.com/pt-br/office/percentil-fun%C3%A7%C3%A3o-percentil-91b43a53-543c-4708-93de-d626debdddca>>. Acesso em: maio de 2022.
- [19] RADATZ, P. R. de Freitas. “Modelos avançados de análise de redes elétricas inteligentes utilizando o software OpenDSS”. Trabalho de Conclusão de Curso voltado para Engenharia Elétrica, Universidade de São Paulo – USP, Escola Politécnica. São Paulo, 2015.
- [20] RIBEIRO, R. P. “Estudo de Caso: Dimensionamento de um Sistema Fotovoltaico Residencial”. Trabalho de Conclusão de Curso para o Centro Federal de Educação Tecnológica de Minas Gerais (CEFET-MG), Campus Araxá, 2016.
- [21] RODRÍGUEZ, C. R. C. “Mecanismos Regulatórios, Tarifários e Econômicos na Geração Distribuída: O Caso dos Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede”. Campinas, SP: Universidade Estadual de Campinas, 2002.
- [22] SADIKU, M. N. O. “Fundamentals of Electric Circuits”. 5th Edition. New York: The McGraw-Hill Companies, 2013.
- [23] SAYEEF, S., “Solar intermittency: Australia’s clean energy challenge – Characterizing the effect of high penetration solar intermittency on Australian electricity networks”, CSIRO Report, junho, 2012.
- [24] TORQUATO, R. B., “Desenvolvimento de Metodologias de Análise Sistêmica de Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica com Geração Ultra-Dispersa”, Dissertação de Mestrado, Universidade Estadual de Campinas – Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação, 2014.
- [25] TORRES, I. C., “Análise do desempenho operacional de sistemas fotovoltaicos de diferentes tecnologias em clima tropical – estudo de caso: sistema fotovoltaico comercial conectado à rede”, Dissertação de Mestrado, Universidade Federal de Pernambuco – Departamento de Energia Nuclear, 2016.
- [26] VIEIRA, S., “Estatística Para Qualidade: Como Avaliar com Precisão Produtos e Serviços”. Rio de Janeiro: 1999.

ANEXO A REDE DE 13 BARRAS DO IEEE

A escolha da rede de 13 barras do IEEE para a caracterização dos principais impactos técnicos provocados por geradores distribuídos fotovoltaicos em regime permanente, apresentado no capítulo 2 deste trabalho, se justifica por apresentar desequilíbrio entre as fases, consumidores em média e baixa tensão, transformadores com parâmetros diferentes e ser um sistema amplamente utilizado em estudos publicados que avaliam os impactos da geração distribuída fotovoltaica. Assim, a rede do IEEE fornece estudos válidos para as principais análises realizadas em sistemas de distribuição.

O diagrama unifilar da rede de 13 barras utilizado nas simulações computacionais do capítulo 2 é mostrado na figura 211 e em seguida será apresentado os parâmetros elétricos presentes na modelagem do OpenDSS.

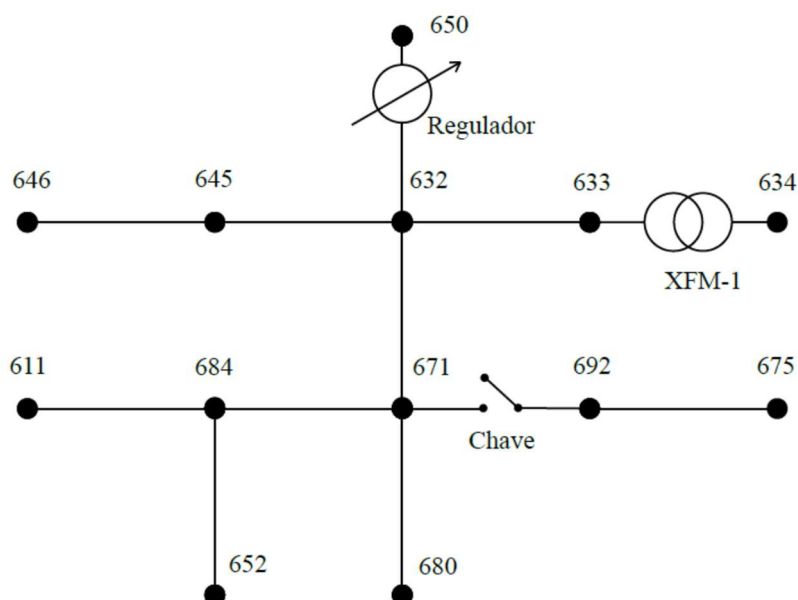


Figura 211 – Diagrama Unifilar da Rede de 13 Barras (IEEE, 1992)

Os alimentadores da rede de distribuição são detalhados na tabela 13, visto que, o sistema dispõe de cargas conectadas em média e baixa tensão.

Tabela 13 – Parâmetros dos Transformadores na Rede de 13 Barras (Autor)

Transformador	Potência Aparente (kVA)	Tensões Primária (kV)	Tensão Secundária (kV)	R (%)	X (%)
Subestação	5.000	115,00	4,16	1,0	8,0
XFM-1	500	4,16	0,48	1,1	2,0

Os parâmetros elétricos dos condutores foram modelados no OpenDSS a partir das impedâncias na classe “linecode”, onde os parâmetros podem ser implementados em matrizes de impedância ou de capacitância, o método utilizado pelo IEEE é o de impedância e as matrizes são mostradas abaixo.

$$Z_{601} = \begin{bmatrix} 0,2153 + j0,6325 & 0,0969 + j0,3117 & 0,0982 + j0,2632 \\ 0,0969 + j0,3117 & 0,2097 + j0,6511 & 0,0954 + j0,2392 \\ 0,0982 + j0,2632 & 0,0954 + j0,2392 & 0,2121 + j0,6430 \end{bmatrix}$$

$$Z_{602} = \begin{bmatrix} 0,4676 + j0,7341 & 0,0982 + j0,2632 & 0,0969 + j0,3117 \\ 0,0982 + j0,2632 & 0,4645 + j0,7446 & 0,0954 + j0,2392 \\ 0,0969 + j0,3117 & 0,0954 + j0,2392 & 0,4621 + j0,7526 \end{bmatrix}$$

$$Z_{603} = \begin{bmatrix} 0,8261 + j0,8370 & 0,1284 + j0,2853 \\ 0,1284 + j0,2853 & 0,8226 + j0,8431 \end{bmatrix}$$

$$Z_{604} = \begin{bmatrix} 0,8226 + j0,8431 & 0,1284 + j0,2853 \\ 0,1284 + j0,2853 & 0,8261 + j0,8370 \end{bmatrix}$$

$$Z_{605} = [0,8259 + j0,8375]$$

$$Z_{606} = \begin{bmatrix} 0,4960 + j0,2773 & 0,1883 + j0,0204 & 0,1170 - j0,0089 \\ 0,1883 + j0,0204 & 0,4903 + j0,2511 & 0,1983 + j0,0204 \\ 0,117 - j0,0089 & 0,1983 + j0,0204 & 0,4898 + j0,2773 \end{bmatrix}$$

$$Z_{607} = [0,8242 + j0,3184]$$

As linhas e os ramos formados com os parâmetros das impedâncias demonstrados acima, são exibidos na tabela 14.

Tabela 14 – Parâmetros das Linhas na Rede de 13 Barras (Autor)

Barra Inicial	Barra Final	Comprimento (km)	Matriz de Impedância
632	645	0,1524	603
632	633	0,1524	602
645	646	0,0914	603
650	632	0,6096	601
684	652	0,2438	607
632	671	0,6096	601
671	684	0,0914	604
671	680	0,3048	601
684	611	0,0914	605
692	675	0,1524	606

As cargas modeladas no sistema de 13 barras são distribuídas de maneira desigual nas 3 fases, de modo a originar o desequilíbrio na rede. As potências, barras de conexão e outros parâmetros são mostrados na tabela 15.

Tabela 15 – Parâmetros das Cargas na Rede de 13 Barras (Autor)

Barra	Carga		Fase A		Fase B		Fase C	
	Conexão	Modelo	kW	kVAr	kW	kVAr	kW	kVAr
634	Estrela	Potência Constante	160	110	120	90	120	90
645	Estrela	Potência Constante	0	0	170	125	0	0
646	Delta	Impedância Constante	0	0	230	132	0	0
652	Estrela	Impedância Constante	128	86	0	0	0	0
671	Delta	Potência Constante	385	220	385	220	385	220
675	Estrela	Potência Constante	485	190	68	60	290	212
692	Delta	Corrente Constante	0	0	0	0	170	151
611	Estrela	Corrente Constante	0	0	0	0	170	80

A.1 ALTERAÇÕES NA REDE DE 13 BARRAS

De modo a proporcionar os estudos e análises feitos no capítulo 2, foi necessário alterar, remover ou implementar alguns parâmetros na rede de 13 barras do IEEE. Como exemplo, no sistema original existe a presença de um regulador de tensão e banco de capacitores que foram removidos da simulação para possibilitar maior sensibilidade da rede aos impactos da geração distribuída fotovoltaica.

A utilização de curvas de carga e de irradiação solar são de grande importância para os estudos, pois são elas que permitem as análises das grandezas elétricas ao longo do dia e não apenas cálculo do fluxo de potência em momento específico. Portanto, foi inserido na rede de 13 barras as mesmas curvas modeladas no submódulo 3.6 deste trabalho para realização dos estudos necessários.

E como o objeto de estudo deste trabalho é referente aos impactos da geração distribuída fotovoltaica em uma rede de distribuição, a geração distribuída foi modelada semelhante ao submódulo 3.8 com única diferença na potência instalada dos sistemas,

vale ressaltar, que a potência nominal da GD foi elevada até que os parâmetros estudados no capítulo 2 deste trabalho extrapolassem os limites estabelecidos no módulo 8 do PRODIST.

ANEXO B PUBLICAÇÕES

O presente trabalho é continuidade das publicações listadas a seguir:

Em projetos de iniciação científica:

- **W. J. RIBEIRO D. J., O. C. N. SOUTO**, “Estratégias Para o Aumento da Capacidade de Hospedagem de Geração Distribuída Fotovoltaica em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica”, no programa PIBIC do período 2018 a 2019.
- **W. J. RIBEIRO D. J., O. C. N. SOUTO, D. Y. R. PIRES**, “Estudo dos Impactos Técnicos Resultantes da Variabilidade de Geração Fotovoltaica em Redes de Distribuição de Média e Baixa Tensão”, no programa PIBIC do período 2020 a 2021.

Em congresso:

- **W. J. RIBEIRO D. J., O. C. N. SOUTO, T. M. da FONSECA, S. B. da SILVA, F. N. BELCHIOR**, “Avaliação do Desequilíbrio de Tensão em Redes de Distribuição de Baixa Tensão com Geração Fotovoltaica Mediante o Aumento do Grau de Penetração da Geração Distribuída”, aceito para publicação na Conferência Brasileira sobre Qualidade da Energia Elétrica (CBQEE, 2021).

Em seminários:

- **W. J. RIBEIRO D. J., O. C. N. SOUTO, S. B. da SILVA**, “Estratégias Para o Aumento da Capacidade de Hospedagem de Geração Distribuída Fotovoltaica em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica”, no Seminário Local de Iniciação Científica e Tecnológica de 2019 do IFG – Campus Itumbiara.
- **W. J. RIBEIRO D. J., O. C. N. SOUTO**, “Análise do Impacto da Instalação de Sistemas Fotovoltaicos em Redes de Distribuição Baixa Tensão: Um Estudo de Caso”, na Semana Nacional de Ciência e Tecnologia realizado no IFG – Campus Itumbiara.
- **W. J. RIBEIRO D. J., O. C. N. SOUTO, S. B. da SILVA**, “Análise do Impacto da Instalação de Sistemas Fotovoltaicos em Redes de Distribuição Baixa Tensão”, no Seminário de Iniciação Científica e Tecnológica do IFG – Campus Aparecida de Goiânia.
- **W. J. RIBEIRO D. J., O. C. N. SOUTO, D. Y. R. PIRES**, “Estudo dos Impactos Técnicos Resultantes da Variabilidade de Geração Fotovoltaica em

Redes de Distribuição de Média e Baixa Tensão”, no Seminário de Iniciação Científica e Tecnológica do IFG – Campus Aparecida de Goiânia.