



**RONNIELLI CHAGAS DE OLIVEIRA**

**CAPACIDADE DE HOSPEDAGEM DE GERAÇÃO  
FOTOVOLTAICA EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO:  
MODELAGEM E ESTUDO DE CASO**

**LAVRAS – MG**

**2021**

**RONNIELLI CHAGAS DE OLIVEIRA**

**CAPACIDADE DE HOSPEDAGEM DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA EM REDES DE  
DISTRIBUIÇÃO:  
MODELAGEM E ESTUDO DE CASO**

Dissertação de Mestrado apresentada à  
Universidade Federal de Lavras, como parte  
das exigências do Programa de Pós-Graduação  
em Engenharia de Sistemas e Automação,  
área de concentração em Microrredes, para  
obtenção do título de Mestre.

Profa. Dra. Sílvia Costa Ferreira  
Orientadora

**LAVRAS – MG  
2021**

**Ficha catalográfica elaborada pelo Sistema de Geração de Ficha Catalográfica da Biblioteca  
Universitária da UFLA, com dados informados pelo(a) próprio(a) autor(a).**

Oliveira, Ronnielli Chagas de.

Capacidade de Hospedagem de Geração Fotovoltaica  
em Redes de Distribuição : Modelagem e estudo de caso /  
Ronnielli Chagas de Oliveira. – Lavras : UFLA, 2021.

168 p. : il.

Dissertação (mestrado acadêmico)–Universidade Federal  
de Lavras, 2021.

Orientadora: Profa. Dra. Sílvia Costa Ferreira.

Bibliografia.

1. Capacidade de hospedagem de geração fotovoltaica.
2. Geração solar fotovoltaica.
3. Modelagem de redes de distribuição. I. Ferreira, Sílvia Costa. II. Título.

**RONNIELLI CHAGAS DE OLIVEIRA**

**CAPACIDADE DE HOSPEDAGEM DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA EM REDES DE  
DISTRIBUIÇÃO: MODELAGEM E ESTUDO DE CASO**

Dissertação de Mestrado apresentada à  
Universidade Federal de Lavras, como parte  
das exigências do Programa de Pós-Graduação  
em Engenharia de Sistemas e Automação,  
área de concentração em Microrredes, para  
obtenção do título de Mestre.

APROVADA em 30 de março de 2021.

Profa. Dra. Sílvia Costa Ferreira	UFLA
Prof. Dr. Joaquim Paulo da Silva	UFLA
Prof. Dr. Fábio Domingues de Jesus	UFLA
Prof. Dr. Diogo Marujo	UTFPR



Profa. Dra. Sílvia Costa Ferreira  
Orientadora

**LAVRAS – MG  
2021**

*Dedico esse trabalho de pesquisa à toda minha família, fonte de amor, apoio e incentivo. Às queridas professoras que sempre acreditaram em meu trabalho e dedicação: Juliana Vilela Lourenzoni Botega, professora do curso técnico (Ceprosul), Thelma Virgínia Rodrigues, professora da graduação (PUC-Minas) e Sílvia Costa Ferreira, professora e orientadora do mestrado (UFLA).*

## **AGRADECIMENTOS**

A conclusão de um mestrado é sem dúvidas fruto de um trajeto longo e de muitos desafios. Muito foi estudado, várias pessoas passaram em meu caminho, vários foram os incentivos, muitas pessoas fizeram e ainda fazem diferença nesse percurso.

O mestrado é um sonho e foi concretizado da forma mais bela que poderia ser, por isso, agradeço à vida todas as oportunidades e desafios propostos, à Deus, à toda minha família, ao meu irmão Fagnielly por sempre estar presente desde criança e à prima-irmã Cláudia por sempre dizer palavras de incentivo e por sua grande alegria. Aos demais irmãos agradeço o apoio mesmo quando estive ausente. Aos meus queridos primos e melhores amigos, muito obrigado pelo companheirismo. Aos meus pais Augusto e Maria de Fátima, vocês são, sem dúvida, a minha maior fonte de inspiração e de alegria. A minha orientadora que, em meio à pandemia, se manteve forte e deu seu enorme incentivo em todos os momentos. Agradeço a todos os meus amigos, pois, são meu maior tesouro e fonte de alegria. Agradeço as agências de fomento CAPES e FAPEMIG, ao FINEP pelos recursos concedidos ao laboratório LABERNA. Enfim, agradeço a todos os que participaram de minha trajetória até aqui e que minhas ações possam sempre servir de exemplo e incentivo.

*Vês esta mulher? Entrei em tua casa e não me deste água para os pés; esta, porém, regou os meus pés com lágrimas e os enxugou com seus cabelos. Não me beijaste; ela, entretanto, desde que entrei não cessa de me beijar os pés. Não me ungiste com óleo, mas esta com bálsamo ungiu os meus pés. Por isso te digo: perdoados lhe são os seus muitos pecados, porque ela muito amou; mas aquele a quem pouco se perdoa, pouco se ama.*  
(Lucas, 7; 44-47)

## RESUMO

Os sistemas fotovoltaicos estão cada vez mais integrados com a rede elétrica de distribuição de baixa tensão (BT) e também em média tensão (MT). Esta situação já começou a produzir desafios significativos para os operadores do sistema de distribuição devido aos impactos de qualidade de energia associados à sua integração com a rede, como: elevações nos níveis de tensão, harmônicos, intermitência, fluxo bidirecional de potência e variações de frequência. Além disso, a ausência de um controle centralizado traz outras questões, tais como a necessidade de modificação nas proteções, questões de segurança na rede, desbalanço geração/consumo, dentre outros. Neste contexto, os estudos de Capacidade de Hospedagem (CH) voltados para sistemas de distribuição se mostram cada vez mais relevantes. A CH é um indicador da quantidade máxima de geração distribuída que pode ser hospedada em um dado ponto da rede elétrica sem violar limites de operação predefinidos. Os principais desafios relacionados aos estudos de CH em sistemas de distribuição estão associados às características específicas destes sistemas, tais como sua dimensão, ausência de dados precisos e seus altos valores de X/R. Visando contribuir com estudos relacionados a esta área, este trabalho apresenta estudos de CH e perfis de tensão em sistemas de distribuição utilizando o *software* de código aberto OpenDSS. Em um primeiro momento o estudo será realizado para um sistema de distribuição teste disponibilizado pelo IEEE, o *IEEE European Low Voltage Test Feeder (STDE-IEEE)*. Em seguida, as análises serão direcionadas ao sistema de distribuição da Universidade Federal de Lavras (UFLA). Para tanto, a rede elétrica do *campus* será modelada, por meio do levantamento dos parâmetros do alimentador e das principais características relacionadas aos transformadores, cabos e cargas, criando um modelo deste sistema para estudos de fluxo de potência. Para o STDE-IEEE os resultados mostram que a inserção do dobro da geração necessária para cada nó/carga a CH foi atingida e um trecho específico do circuito foi o responsável pela maioria das limitações. A modelagem e o estudo de cada cenário foi fator importante para o entendimento e análise do fluxo de potência em todos os cenários e estudos da CH na rede elétrica da UFLA. A tensão foi fator limitante em todos os cenários que atingiram a CH, mesmo nos cenários em que houve baixa inserção de GD. Os resultados mostraram altas variações da tensão mesmo para baixas potências de GD. Para o sistema da UFLA os resultados mostram que não houve variação significativa nos níveis de tensão e a CH foi atingida pela máxima corrente suportada pelos condutores elétricos.

**Palavras-chave:** Capacidade de Hospedagem. Geração Distribuída. Geração Fotovoltaica. Redes de Distribuição, OpenDSS.

## ABSTRACT

Photovoltaic systems are increasingly integrated with the low voltage (LV) and medium voltage (MV) distribution network. This situation has already started to produce significant challenges for the distribution system operators due to the energy quality impacts associated with their integration with the network, such as increases in voltage levels, harmonics, intermittence, bi-directional power flow and frequency variations. In addition, the absence of centralized control raises other issues, such as the need to modify protections, network security issues, generation/-consumption imbalance, among others. In this context, Hosting Capacity (HC) studies focused on distribution systems are increasingly relevant. HC is an indicator of the maximum amount of distributed generation (DG) that can be hosted at a given point in the power grid without violating predefined operating limits. The main challenges related to studies of HC in distribution systems are related to the specific characteristics of these systems, such as their size, absence of accurate data and their high X/R values. Aiming to contribute with studies related to this area, this work presents a methodology for obtaining HC in distribution systems using the open source software OpenDSS. At first, the study will be carried out for a test distribution system provided by the IEEE, the IEEE European Low Voltage Test Feeder (STDE-IEEE). After a HC study at STDE-IEEE, HC studies will be prepared in the distribution system of the Federal University of Lavras (UFLA). For this, the campus electrical network will be modeled, by surveying the parameters of the feeder and the main characteristics related to transformers, cables and loads, creating a model of this system for power flow studies. The data obtained will be applied to possible reinforcements in the UFLA electrical network, as well as in the contribution to energy management and allocation of new distributed generation systems. For STDE-IEEE the results show that the insertion of twice the amount of generation required for each node/load, the HC was achieved and a specific section of the circuit was responsible for most of the limitations. The modeling and study of each scenario was an important factor for understanding and analyzing the power flow in all scenarios and studies of HC in the UFLA electrical network. Voltage was a limiting factor in all scenarios that reached HC, even in scenarios in which there was low DG insertion. The results showed high voltage variations even at low DG powers. For the UFLA system, the results show that there was no significant variation in voltage levels and the HC was reached by the maximum current supported by the electrical conductors.

**Keywords:** Distributed Generation. Distribution Networks. Hosting Capacity. Photovoltaic, OpenDSS.

## LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 – Conceito de capacidade de hospedagem . . . . .	23
Figura 2.2 – Abordagem sobre a capacidade de hospedagem . . . . .	23
Figura 2.3 – Ilustração do método determinístico . . . . .	25
Figura 2.4 – Ilustração do método estocástico . . . . .	26
Figura 2.5 – Ilustração do método séries temporais . . . . .	27
Figura 2.6 – Índices de performance para avaliação da CH . . . . .	32
Figura 3.1 – Modelo de sistema elétrico de potência (SEP) . . . . .	43
Figura 3.2 – (a) Modelo $\pi$ equivalente para LT's longas. (b) Modelo $\pi$ nominal para LT's médias e (c) impedância série para LT's curtas . . . . .	47
Figura 3.3 – Consumo residencial versos a geração solar fotovoltaica . . . . .	51
Figura 3.4 – Consumo comercial versos a geração solar fotovoltaica . . . . .	51
Figura 4.1 – Topologia do alimentador teste do IEEE . . . . .	55
Figura 4.2 – Diagrama do alimentador europeu IEEE, denotando o número de cada nó .	56
Figura 4.3 – Potências das cargas ao meio dia . . . . .	57
Figura 4.4 – Capacidade máxima de geração FV para cada nó do STDE-IEEE . . . . .	60
Figura 4.5 – Fluxograma metodologia da CH das barras do sistema STD-IEEE . . . . .	61
Figura 4.6 – Circuito do sistema europeu STDE-IEEE para testes - Cenário 1 . . . . .	63
Figura 4.7 – Perfil das tensões do STDE-IEEE sem GD - Cenário 1 . . . . .	65
Figura 4.8 – Perfil das tensões para estudo da CH - Cenário 2 . . . . .	66
Figura 4.9 – Fluxo de potência referente ao estudo da CH - Cenário 2 . . . . .	68
Figura 4.10 – Perfil das tensões com GD do Cenário 2 . . . . .	69
Figura 4.11 – Perfil das tensões para estudo da CH do Cenário 3 . . . . .	70
Figura 4.12 – Fluxo de potência referente ao estudo da CH para o Cenário 3 . . . . .	71
Figura 4.13 – Perfil das tensões com GD - Cenário 3 . . . . .	72
Figura 4.14 – Perfil das tensões para estudo da CH do Cenário 4 . . . . .	73
Figura 4.15 – Fluxo de potência referente ao estudo da CH para o Cenário 4 . . . . .	75
Figura 4.16 – Perfil das tensões com GD - Cenário 4 . . . . .	76
Figura 4.17 – Fluxo de potência referente ao estudo da CH do Cenário 5 . . . . .	78
Figura 4.18 – Perfil das tensões com GD do Cenário 5 . . . . .	79
Figura 4.19 – Fluxo de potência referente ao estudo da CH do Cenário 5 - Incremento de 40% na GD . . . . .	81

Figura 4.20 – Perfil das tensões com GD do Cenário 5 - Incremento de 40% na GD . . . . .	82
Figura 5.1 – Vista Aérea de Universidade Federal de Lavras . . . . .	85
Figura 5.2 – Cabine de medição e proteção da UFLA localizada próxima ao Lavrastec . . . . .	87
Figura 5.3 – Representação pelo Google Maps de parcela do sistema de distribuição da UFLA por meio das coordenadas geográficas dos postes . . . . .	91
Figura 5.4 – Placa de dados do Transformador 28 . . . . .	92
Figura 5.5 – Representação dos trechos com cabos de 150mm <sup>2</sup> e 50mm <sup>2</sup> . . . . .	95
Figura 5.6 – Mini-usina fotovoltaica da UFLA . . . . .	97
Figura 5.7 – Transformador de 1,5MVA para atendimento à fotovoltaica . . . . .	100
Figura 5.8 – Curva de geração empírica em um inversor Sungrow 36k - SG36KTL-M . . . . .	101
Figura 5.9 – Perfis de demanda - UFLA - Amostra dos meses de Fevereiro, Abril, Julho e Setembro de 2019 . . . . .	102
Figura 5.10 – Curvas de demanda x curva de geração . . . . .	103
Figura 6.1 – Sistema de Distribuição da UFLA modelado no OpenDSS . . . . .	107
Figura 6.2 – Circuito da UFLA modelado no OpenDSS com fluxo radial . . . . .	108
Figura 6.3 – Carregamento dos transformadores - Cenário A . . . . .	110
Figura 6.4 – Circuito da UFLA modelado no OpenDSS - Cenário A . . . . .	111
Figura 6.5 – Perdas totais - Cenário A . . . . .	112
Figura 6.6 – Carregamento dos transformadores - Cenário B . . . . .	114
Figura 6.7 – Circuito da UFLA modelado no OpenDSS - Cenário B . . . . .	115
Figura 6.8 – Perdas totais - Cenário B . . . . .	116
Figura 6.9 – Carregamento dos transformadores - Cenário C . . . . .	118
Figura 6.10 – Circuito da UFLA modelado no OpenDSS - Cenário C . . . . .	119
Figura 6.11 – Perdas totais - Cenário C . . . . .	120
Figura 6.12 – Carregamento dos transformadores - Cenário D . . . . .	122
Figura 6.13 – Circuito da UFLA modelado no OpenDSS - Cenário D . . . . .	123
Figura 6.14 – Perdas totais - Cenário D . . . . .	124
Figura 6.15 – Níveis de tensão em p.u. para todos os cenários . . . . .	127
Figura 6.16 – Níveis de tensão em p.u. para todos os cenários com e sem GD . . . . .	128
Figura 6.17 – Circuito da UFLA modelado no OpenDSS - CH máxima . . . . .	130
Figura 6.18 – Perdas totais - CH máxima . . . . .	131
Figura 1 – Curva de geração aproximada para toda a mini-usina da UFLA . . . . .	145

Figura 2 –	Modelo de carga monofásica não linear . . . . .	156
Figura 3 –	Equivalente de Norton monofásico para carga não linear . . . . .	156
Figura 4 –	Formato de coordenadas e plotagem de circuito no OpenDSS . . . . .	159
Figura 5 –	Formato para definição de uma linha no OpenDSS . . . . .	159
Figura 6 –	Formato para definição de uma linha no OpenDSS . . . . .	160
Figura 7 –	Formato de código de uma linha no OpenDSS . . . . .	161
Figura 8 –	Formato de código de uma linha no OpenDSS . . . . .	163
Figura 9 –	Modelagem das cargas distribuídas no OpenDSS . . . . .	164
Figura 10 –	Modelamento das cargas distribuídas no OpenDSS . . . . .	165
Figura 11 –	Modelamento da fonte de tensão no OpenDSS . . . . .	166
Figura 12 –	Modelamento de transformadores e reguladores no OpenDSS . . . . .	168

## LISTA DE TABELAS

Tabela 3.1 – Fatores de correção da impedância e admitância em uma linha trifásica . . .	45
Tabela 3.1 – Fatores de correção da impedância e admitância em uma linha trifásica . . .	46
Tabela 4.1 – Resultados do fluxo de potência para o sistema radial - Cenário 1 . . . . .	64
Tabela 4.2 – Resultados do estudo de capacidade de hospedagem para o cenário 2 . . . . .	67
Tabela 4.3 – Resultados do estudo de capacidade de hospedagem para o cenário 3 . . . . .	70
Tabela 4.4 – Resultados do estudo de capacidade de hospedagem para o cenário 4 . . . . .	74
Tabela 4.5 – Resultados do estudo de capacidade de hospedagem para o cenário 5 - In- cremento de 20% na GD . . . . .	77
Tabela 4.6 – Resultados do estudo de CH para o cenário 5 - Incremento de 40% na GD .	80
Tabela 4.7 – Resumo do estudo de CH de todos os cenários . . . . .	83
Tabela 5.1 – Relação dos transformadores e pontos de carga em MT . . . . .	92
Tabela 5.1 – Relação dos transformadores e pontos de carga em MT . . . . .	93
Tabela 5.1 – Relação dos transformadores e pontos de carga em MT . . . . .	94
Tabela 5.2 – Dados técnicos dos cabos de baixa tensão . . . . .	96
Tabela 5.3 – Dados técnicos dos cabos de média tensão . . . . .	96
Tabela 5.4 – Características do módulos fotovoltaicos . . . . .	98
Tabela 5.5 – Características dos inversores solares . . . . .	99
Tabela 5.6 – Média e desvio padrão para a distribuição normal de probabilidades . . . . .	105
Tabela 6.1 – Resultados do fluxo de potência para o sistema radial UFLA sem GD . . .	109
Tabela 6.2 – Resultados do fluxo de potência para o Cenário A - UFLA . . . . .	113
Tabela 6.3 – Resultados do fluxo de potência para o Cenário B - UFLA . . . . .	117
Tabela 6.4 – Resultados do fluxo de potência para o Cenário C - UFLA . . . . .	120
Tabela 6.5 – Resultados do fluxo de potência para o Cenário D - UFLA . . . . .	125
Tabela 6.6 – Resumo do estudo de CH de todos os cenários - UFLA . . . . .	125
Tabela 6.7 – Resultados para a CH da UFLA . . . . .	130
Tabela 1 – Características das cargas do modelo STDE-IEEE . . . . .	141
Tabela 1 – Características das cargas do modelo STDE-IEEE . . . . .	142
Tabela 2 – Características da geração solar fotovoltaica para cada nó . . . . .	143
Tabela 2 – Características da geração solar fotovoltaica para cada nó . . . . .	144
Tabela 3 – Potência de carregamento dos transformadores para o Cenário A . . . . .	146
Tabela 3 – Potência de carregamento dos transformadores para o Cenário A . . . . .	147

Tabela 4 –	Potência de carregamento dos transformadores para o Cenário B . . . . .	148
Tabela 4 –	Potência de carregamento dos transformadores para o Cenário B . . . . .	149
Tabela 5 –	Potência de carregamento dos transformadores para o Cenário C . . . . .	150
Tabela 5 –	Potência de carregamento dos transformadores para o Cenário C . . . . .	151
Tabela 6 –	Potência de carregamento dos transformadores para o Cenário D . . . . .	152
Tabela 6 –	Potência de carregamento dos transformadores para o Cenário D . . . . .	153
Tabela 7 –	Propriedades geométricas da linha . . . . .	159
Tabela 7 –	Propriedades geométricas da linha . . . . .	160
Tabela 8 –	Propriedades dos códigos das linhas . . . . .	161
Tabela 9 –	Propriedades dos condutores . . . . .	162
Tabela 10 –	Propriedades das cargas . . . . .	163
Tabela 10 –	Propriedades das cargas . . . . .	164
Tabela 11 –	Propriedades das fontes de tensão . . . . .	166
Tabela 12 –	Propriedades dos transformadores e reguladores . . . . .	167

## LISTA DE QUADROS

Quadro 2.1 – Faixas de Classificação de Tensões – Tensões de Regime Permanente . . .	20
Quadro 2.2 – Vantagens e desvantagens dos métodos determinísticos, estocásticos e séries temporais . . . . .	29
Quadro 2.3 – Experiências internacionais dos operadores de sistemas e regras básicas para interconexões de GD. . . . .	40
Quadro 2.3 – Experiências internacionais dos operadores de sistemas e regras básicas para interconexões de GD. . . . .	41

## SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO</b>	<b>16</b>
1.1	Objetivos	17
<b>2</b>	<b>CAPACIDADE DE HOSPEDAGEM</b>	<b>18</b>
2.1	A Geração Distribuída	18
2.1.1	Impactos da geração distribuída nas redes elétricas	18
2.1.2	Normas e regulação	19
2.2	Capacidade de hospedagem	21
2.2.1	Metodologias para estudo da capacidade de hospedagem	22
2.2.1.1	Comparação entre as metodologias	27
2.2.2	Índices de performance	30
2.2.3	O estado da arte sobre a capacidade de hospedagem	31
<b>3</b>	<b>MODELAGEM EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO</b>	<b>42</b>
3.1	Sistemas de distribuição de energia elétrica	42
3.2	Linhas de transmissão e modelagem de sistemas de distribuição	45
3.3	Componentes e modelagem de um sistema de distribuição	47
3.3.1	Modelo da Rede	49
3.3.2	Modelo dos Transformadores	49
3.3.3	Modelo da Carga	49
3.3.3.1	Perfis de carga	50
3.3.4	Modelo do Sistema de Geração Fotovoltaico	52
3.4	Fluxo de Potência em Sistemas de Distribuição	52
<b>4</b>	<b>ESTUDO DE CAPACIDADE DE HOSPEDAGEM NO SISTEMA TESTE DE DISTRIBUIÇÃO EUROPEU DO IEEE</b>	<b>54</b>
4.1	Características do Sistema Teste de Distribuição Europeu do IEEE	54
4.2	Restrições aplicadas ao STDE-IEEE em relação aos dados fornecidos ao OpenDSS	56
4.3	Metodologia para estudo da Capacidade de Hospedagem	58
4.4	Resultados e Discussões	61
4.4.1	Cenário 1 - Operação sem GD	63
4.4.2	Cenário 2 - Incremento da GD de forma reversa, com potência de geração igual à $GD_{inst}$	65

4.4.3	Cenário 3 - Incremento da GD de forma reversa, com potência de geração duas vezes superior à $GD_{inst}$ ( $2xGD_{inst}$ ) . . . . .	69
4.4.4	Cenário 4 - Incremento da GD para frente, com potência de geração duas vezes superior à $GD_{inst}$ ( $2xGD_{inst}$ ) . . . . .	73
4.4.5	Cenário 5 - Incremento da GD em igualdade . . . . .	76
4.4.5.1	Cenário 5.1 - Incremento de 20% no total de GD . . . . .	77
4.4.5.2	Cenário 5.2 - Incremento de 40% no total de GD . . . . .	79
4.4.6	Conclusões . . . . .	81
5	<b>MODELAGEM DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO DA UNIVERSIDADE FEDERAL DE LAVRAS E AVALIAÇÃO DA CAPACIDADE DE HOSPEDAGEM . . . . .</b>	<b>85</b>
5.1	A Universidade Federal de Lavras . . . . .	85
5.2	Características do sistema de distribuição da UFLA . . . . .	86
5.3	Metodologia para modelagem do sistema de distribuição da UFLA . . . . .	88
5.4	Modelagem do sistema de distribuição da UFLA . . . . .	89
5.4.1	Delimitação da área de estudo e levantamento das coordenadas geográficas dos postes da rede elétrica . . . . .	90
5.4.2	Características dos transformadores . . . . .	90
5.4.3	Características dos cabos . . . . .	94
5.4.4	Levantamento das instalações fotovoltaicas e características técnicas . . . . .	96
5.4.4.1	Microusina da ABI . . . . .	96
5.4.4.2	Miniusina próxima ao Centro de Eventos . . . . .	97
5.4.4.3	Perfil de geração solar fotovoltaica . . . . .	99
5.4.5	Curvas de demanda de energia elétrica da Universidade . . . . .	101
5.4.6	Distribuição das cargas nos transformadores . . . . .	103
6	<b>RESULTADOS E DISCUSSÕES: SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO DA UFLA</b>	<b>106</b>
6.1	Modelo do Sistema de Distribuição da UFLA no OpenDSS . . . . .	106
6.2	Cenário A: Análises com a demanda mínima registrada na amostragem: 487,55kVA . . . . .	109
6.3	Cenário B: Análises com a demanda máxima registrada na amostragem: 1801kVA . . . . .	113

6.4	<b>Cenário C: Análises com a demanda 20% menor que a mínima registrada na amostragem: 390kVA</b> . . . . .	117
6.5	<b>Cenário D: Análises com a demanda 20% maior que a máxima registrada na amostragem: 2161kVA</b> . . . . .	121
6.6	<b>Perfis de tensão</b> . . . . .	126
6.7	<b>Capacidade de Hospedagem da UFLA</b> . . . . .	128
6.8	<b>Conclusões sobre o capítulo</b> . . . . .	132
7	<b>CONCLUSÃO</b> . . . . .	133
7.1	<b>Trabalho Futuros</b> . . . . .	135
	<b>REFERÊNCIAS</b> . . . . .	136
	<b>APENDICE A – DADOS ADICIONAIS STDE-IEEE</b> . . . . .	141
	<b>APENDICE B – DADOS ADICIONAIS DA MODELAGEM DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO UFLA</b> . . . . .	145
.1	<b>Curva de Geração Fotovoltaica</b> . . . . .	145
.2	<b>Potência e Carregamento dos Transformadores para os Estudos Realizados no Modelo do Sistema de Distribuição da UFLA</b> . . . . .	145
	<b>APENDICE C – MODELAGEM DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO UTILIZANDO O OpenDSS</b> . . . . .	154
.3	<b>O OpenDSS</b> . . . . .	154
.3.1	<b>Fluxo de potência no OpenDSS: Método de injeção de corrente</b> . . . . .	155
.3.2	<b>Entrada de dados no <i>software</i> OpenDSS</b> . . . . .	158
.3.2.1	<b>Localização geográfica dos alimentadores</b> . . . . .	158
.3.2.2	<b>Linhas aéreas e subterrâneas</b> . . . . .	158
.3.2.3	<b>Código da Linha</b> . . . . .	160
.3.2.4	<b>Dados do condutor</b> . . . . .	162
.3.2.5	<b>Cargas</b> . . . . .	163
.3.2.6	<b>Fontes</b> . . . . .	165
.3.2.7	<b>Transformador/regulador</b> . . . . .	166

## 1 INTRODUÇÃO

Segundo a *International Energy Agency* (IEA), por meio de seu relatório anual, estima-se que a energia solar fotovoltaica será a fonte com maior crescimento no mundo e que a partir de 2022 crescerá ano após ano (IEA, 2020). Associados ao grande crescimento da demanda de energia, estão alguns desafios a serem enfrentados em uma perspectiva relacionada à atual matriz energética brasileira e aos grandes gargalos do sistema de transmissão e distribuição. O aumento da capacidade de geração de energia a partir de fontes renováveis e o aumento da geração distribuída são alguns dos desafios do setor energético brasileiro.

Os desafios citados, retratam a complexidade do desenvolvimento do sistema energético onde a demanda cresce em uma proporção muito maior que a oferta. Esta afirmação é facilmente comprovada pelo constante acionamento das usinas térmicas de modo a suprir o consumo de energia, devido à falta de chuvas nos principais reservatórios dos sistemas de geração de energia do país. Apesar do aumento da oferta de energia proveniente de fontes renováveis como a energia das hidrelétricas, eólica e a fotovoltaica, em um futuro próximo, estas não serão suficientes. É importante melhorar a eficiência energética dos sistemas atuais, tornando-os mais inteligentes e interativos, o que pode reduzir em até 30% o consumo de energia (Schneider Energy University, 2015). Ainda segundo a IEA (2020):

“A combinação adequada de políticas e tecnologias pode provar que a interligação entre crescimento econômico, demanda de energia e emissões de CO<sub>2</sub>, relacionadas com a energia, pode ser reduzida”.

Atrelado ao aumento da eficiência energética, está o aumento da geração de energia a partir de fontes renováveis como a eólica e solar. O Brasil possui um enorme potencial para a geração de energia limpa, renovável e sustentável, o que contribui para as metas de redução de emissões no país, pois tais fontes não emitem gases, líquidos ou sólidos durante sua operação.

De forma geral, a inserção de geração distribuída (GD) nas redes de distribuição de energia elétrica auxiliam em diversas características técnicas, no entanto, a partir de determinada concentração, a GD pode causar diversos impactos negativos ao sistema. Como consequência, superar os problemas de qualidade de energia local em redes de distribuição com altos níveis de penetração de GD pode ser um desafio, a menos que estratégias de planejamento apropriadas sejam aplicadas.

Uma das ferramentas que podem ser utilizadas para o planejamento apropriado da inserção de sistemas GD são os estudos de Capacidade de Hospedagem (CH). A CH é definida

como a capacidade máxima de geração que pode ser conectada a uma determinada rede ou alimentador sem resultar em perda de qualidade e segurança energética inaceitáveis. Os estudos visam ajudar significativamente na manutenção de uma rede elétrica saudável e segura, além de evitar quaisquer danos causados pela violação dos limites térmicos e/ou de tensão estabelecidos pelas normas, durante períodos de alta geração de energia pela GD.

Os estudos relacionados à CH, principalmente em sistemas de distribuição, vem crescendo significativamente, visando fornecer dados para melhorar o planejamento e evitar problemas de qualidade de energia. Por este motivo, este tema é foco do presente trabalho, que apresenta estudos sobre a Capacidade de Hospedagem de GD em sistemas de distribuição, pautados em normas nacionais e internacionais.

## 1.1 Objetivos

O objetivo deste trabalho é realizar estudos de Capacidade de Hospedagem focados na análise dos perfis de tensão em dois sistemas de distribuição: o sistema de teste *IEEE European Low voltage Test Feeder (STDE-IEEE)* e o sistema de distribuição da Universidade Federal de Lavras.

O sistema de teste do IEEE apresentada um modelo real de sistema de distribuição e será utilizado como referência para o estudo de caso de capacidade de hospedagem onde novas fontes de geração de energia serão instaladas. Outro objetivo é o estudo de caso em sistemas reais da Universidade Federal de Lavras (UFLA), onde a capacidade de hospedagem é avaliada considerando fontes de geração distribuída já instaladas e com funcionamento parcial. A modelagem será realizada utilizando o *software* OpenDSS, e simulações do fluxo de potência serão realizadas para determinar a Capacidade de Hospedagem e avaliar os níveis de tensão.

## 2 CAPACIDADE DE HOSPEDAGEM

### 2.1 A Geração Distribuída

A geração distribuída (GD) é caracterizada pela instalação de geradores de energia elétrica localizados próximos aos locais de consumo. Não existe uma definição única e abrangente para a GD, pois, cada órgão técnico a define de uma forma diferente. De acordo com (IEEE, 2009), por exemplo, a GD é definida como um sistema de geração suficiente menor que grandes centrais conectadas às redes de distribuição primária e secundária. A ANEEL (2016b), por sua vez, descreve a GD como:

"Centrais geradoras de energia elétrica, de qualquer potência, com instalações conectadas diretamente no sistema elétrico de distribuição ou através de instalações de consumidores, podendo operar em paralelo ou de forma isolada e despachadas - ou não - pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS. Terminologia usada para um conjunto de tecnologias de geração elétrica eficiente e de porte reduzido, de equipamentos de controle e de armazenamento de eletricidade que aproximam a geração elétrica do consumidor."

#### 2.1.1 Impactos da geração distribuída nas redes elétricas

As fontes distribuídas de energia elétrica podem proporcionar diversos benefícios como a postergação dos investimentos em expansão do sistema elétrico, diversificação da matriz energética, auxílio na manutenção de níveis de tensão em períodos com aumento da carga demandada, além da sustentabilidade devido ao seu baixo impacto ambiental (ANEEL, 2016a).

Os sistemas fotovoltaicos tornaram-se uma das mais promissoras fontes de energia renovável ao se destacar pela abundância do recurso solar, além da simples integração em diferentes escalas. Existem impactos associados ao uso desta fonte de energia e desafios em relação à sua implantação devido à intermitência do recurso, dificultando a correspondência de oferta e demanda que em si é variável. A flutuação da geração de energia solar fotovoltaica devido à variação da irradiação solar causada pelas nuvens, pode ser de curta duração variando desde alguns minutos até horas, o que pode degradar o desempenho da rede de distribuição causando variações de potência nas linhas (CHATHURANGI et al., 2018).

Dentre os principais impactos observados com inserção da geração distribuída estão: elevações nos níveis de tensão nas proximidades do local de instalação da GD; harmônicos; intermitência; fluxo bidirecional de potência; necessidade de modificação nas proteções; questões de segurança na rede; variações de frequência–desbalanço geração/consumo; dificuldades de não se ter um controle centralizado; dentre outros (OLIVEIRA, 2015).

Dentre todos os impactos citados, o mais discutido em Long e Ochoa (2016), Chamana, Chowdhury e Jahanbakhsh (2018), Sarmiento et al. (2016) é a elevação de tensão devido a alta penetração de geração distribuída nas redes de baixa tensão.

### **2.1.2 Normas e regulação**

Com a popularização das formas alternativas de geração e a aderência observada por órgãos internacionais, as discussões sobre a implantação legal da geração distribuída no Brasil se iniciaram em meados dos primeiros anos da década de 2000. Embora a geração descentralizada não seja algo recente no país, as primeiras menções de ligação aos sistemas de distribuição bem como seus mecanismos de regulação foram estabelecidas pelo Decreto Nacional Nº 5.163 de 30 de julho de 2004 e pela Resolução Normativa Nº 167 de 10 de outubro de 2005 da ANEEL (RODRIGUES; BORGES; FALCAO, 2007), (REPUBLICA, 2004a) (ANEEL, 2005). A Lei Nº 10.848 de 15 de março de 2004 cita genericamente possíveis formas de tarifação oriundas da implantação da geração distribuída em seu Art. 2º, porém tais especificações são frutos de alteração promovida pela Lei Nº 13.203 de 8 de dezembro de 2015 (REPUBLICA, 2004b),(REPUBLICA, 2015).

O Brasil deu seu primeiro passo concreto em relação à geração distribuída com o lançamento da Resolução Normativa Nº 482 de 17 de abril de 2012 (ANEEL, 2012). Esta medida considerou direitos, normatizações e diretrizes gerais a serem seguidas por clientes e concessionárias na consolidação da geração distribuída como uma modalidade regulamentada. Possibilidades como a de conectar geradores à rede de distribuição local tendo 36 meses para consumir o excedente de energia produzida foi um grande avanço dentre as políticas energéticas nacionais. Porém, reformulações da resolução se fizeram necessárias como forma de amadurecimento e adequação frente à resposta dos primeiros anos de sua aplicação. Tal alteração se deu através da Resolução Normativa Nº 687 de 24 de novembro de 2015 abordando detalhes referentes a responsabilidades das concessionárias e novos benefícios, como o aumento do prazo de validade dos créditos gerados de 36 para 60 meses. Seu texto levou em consideração estudos internos da ANEEL, questionamentos enfrentados e o retorno das experiências obtidas pelas concessionárias de energia (ANEEL, 2015). A ANEEL vem atualizando seus Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST) de forma a acompanhar a expansão da geração distribuída, como a Resolução Normativa Nº 714 de 10 de maio de 2016 que estabelece diretrizes para a relação entre as distribuidoras de energia e seus clientes

(ANEEL, 2016c). Neste contexto de adaptações e avaliações, a Nota Técnica N° 0056 de 24 de maio de 2017 lançada pela Superintendência de Regulação dos Serviços de Distribuição da ANEEL apontou que até o dado momento, dentre as modalidades de usinas, a geração fotovoltaica se destacou neste cenário com 99% das conexões à rede e 70% da potência instalada. A projeção de novas instalações levantada pelo estudo apontou um crescimento exponencial até o ano de 2024 (ANEEL, 2017). Estes dados demonstram a provável influência da GD na constante reformulação das resoluções pela Agência Nacional de Energia Elétrica.

No Brasil, o módulo 8 dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST, estabelece as faixas de classificação de tensões de regime permanente. O Quadro 2.1 apresenta as principais classificações dos sistemas de distribuição, conforme o PRODIST.

Quadro 2.1 – Faixas de Classificação de Tensões – Tensões de Regime Permanente

<b>Tensão de Atendimento (TA)</b>	<b>Tensão Nominal superior a 1kV e inferior a 69 kV</b>	<b>Pontos de conexão em Tensão Nominal igual ou inferior a 1 kV</b>
	<b>Faixa de Variação da Tensão de Leitura (TL) em Relação à Tensão de Referência (TR)</b>	<b>Faixa de Variação da Tensão de Leitura (TL) em Relação à Tensão Nominal (TN)</b>
<b>Adequada</b>	$0,93TR \leq TL \leq 1,05TR$	$0,92TL \leq TL \leq 1,05TN$
<b>Precária</b>	$0,90TR \leq TL < 0,93TR$	$0,87TN \leq TL < 0,92 TN$ ou $1,05 TN < TL \leq 1,06TN$
<b>Crítica</b>	$TL < 0,90TR$ ou $TL > 1,05TR$	$TL < 0,87TN$ ou $TL > 1,06TN$

Fonte: Adaptado de ANEEL (2021)

Altos níveis de energia renovável conectada à rede como a energia eólica e a fotovoltaica criaram a necessidade de gestão ativa dos sistemas de distribuição, uma vez que as redes convencionais não foram projetadas para receber geração distribuída. Fluxos de energia bidirecionais são possíveis em sistemas de distribuição com geração de energia local e podem causar conflitos operacionais com esquemas de proteção ao mesmo tempo em que a natureza intermitente dos recursos pode degradar o desempenho da rede de distribuição resultando em uma série de problemas relacionados à qualidade de energia (CHATHURANGI et al., 2018).

Neste contexto, faz-se necessário o estudo da capacidade de hospedagem para o planejamento do sistema de distribuição, ou seja, a capacidade máxima de geração distribuída que pode ser inserida na rede, sem colocar em risco a qualidade e a confiabilidade da energia da rede elétrica.

## 2.2 Capacidade de hospedagem

Os sistemas de distribuição de energia possuíam como principal característica no passado o fluxo de potência unidirecional, ou seja, a energia era proveniente de grandes centrais geradoras e fluía em direção aos locais de consumo como residências, comércios e indústrias. Atualmente, a consolidação de tecnologias como a fotovoltaica e eólica permitiu a esses consumidores a possibilidade de instalar geradores de energia em suas unidades consumidoras, alterando o fluxo convencional de energia elétrica.

O aumento da inserção de Geração Distribuída (GD) em redes de baixa tensão (BT) e de média tensão (MT), levanta desafio, uma vez que uma gestão adequada da GD é vital. É necessário garantir que com uma determinada quantidade de GD conectada à rede de distribuição, a mesma continue trabalhando dentro dos intervalos operacionais aceitáveis impostos pelas normas técnicas e agências reguladoras. Por outro lado, as regulações no Brasil ainda não permitem que os operadores recusem pedidos de conexão de GD (ANEEL, 2012). Neste cenário, a avaliação da geração máxima que pode ser hospedada pelas redes de distribuição, sem violar suas restrições, é um dos principais indicadores de desempenho que devem ser considerados para o planejamento e operação da rede. Este indicador é comumente conhecido como capacidade de hospedagem (CH). Da mesma forma que a definição do conceito de geração distribuída, a capacidade de hospedagem também é definida de diversas formas na literatura. Destaca-se a definição de Bollen, Yang e Hassan (2008), que apontam a capacidade de hospedagem como sendo a máxima potência injetada de forma dispersa/distribuída na rede que pode ser suportada sem que haja perda de qualidade.

A ideia de capacidade de hospedagem foi originada principalmente em 2004. Em 2005, Bollen e Häger (2005) introduziram a abordagem de CH para especificar os impactos do aumento da penetração da geração distribuída nos sistemas de energia. A base desta abordagem foi reunir as limitações técnicas impostas pelos operadores do sistema e pelos clientes. Os autores definiram a CH como a penetração máxima de GD na qual o sistema de potência opera satisfatoriamente. O cálculo da CH não é um cálculo fixo com um único resultado, desta forma,

deve ser calculado para vários índices de desempenho como variações de tensão, frequência, sobrecarga térmica, qualidade de energia e problemas de proteção.

Em Bollen e Hassan (2011), a capacidade de hospedagem foi definida como a máxima quantidade de GD que pode ser integrada ao sistema elétrico no ponto em que o desempenho do sistema se torna inaceitável acima dessa quantidade de penetração. O critério de cálculo é descrito enquanto se concentra no índice de desempenho sobre o qual foi calculado, usando modelos de sistemas elétricos de potência.

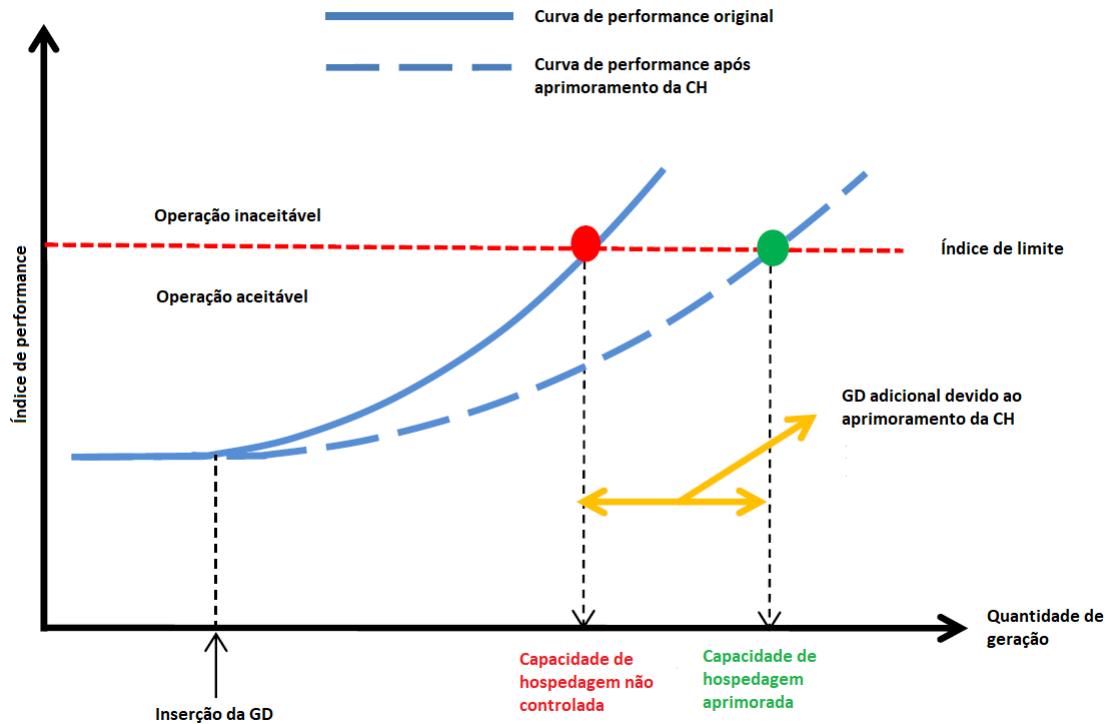
Walla (2012) discutiu as capacidades de instalações fotovoltaicas (FV) hospedadas em redes de distribuição suecas usando o conceito CH, enquanto identificava os desafios relacionados à alta penetração de FV. Simulações, modelagem e cálculo de CH para três redes de distribuição foram apresentados. Concluiu-se que a sobretensão é o principal limite de desempenho para cálculos de CH. Além disso, verificou-se que o controle da potência reativa e os ajustes dos comutadores do transformador podem ser técnicas úteis para aumentar a CH e superar os problemas de sobretensão.

O conceito de CH é resumido na Figura 2.1 que relaciona os limites de operação aceitáveis de uma dada variável, como a tensão por exemplo, em função da quantidade de geração inserida no sistema em análise. O aprimoramento da CH do sistema, inclui ações que visam permitir mais adições de GD ao mesmo tempo em que se cumpre os limites de desempenho do sistema.

### **2.2.1 Metodologias para estudo da capacidade de hospedagem**

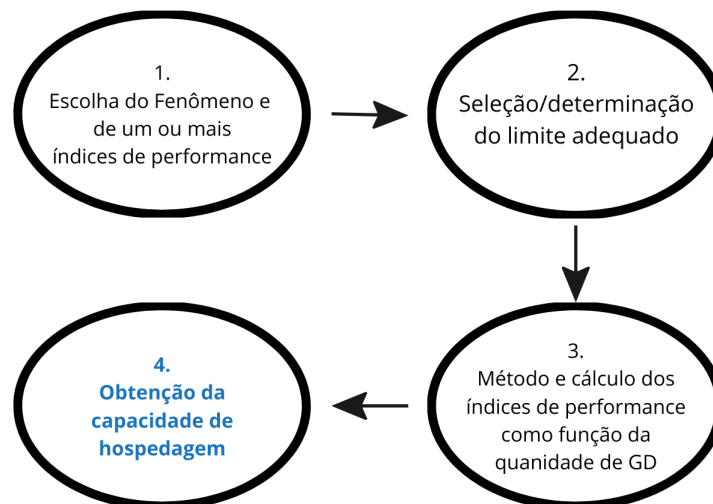
Mulenga, Bollen e Etherden (2020) elaboram uma revisão dos métodos de quantificação para o estudo da capacidade de hospedagem em redes de baixa tensão. Neste trabalho, as principais metodologias para determinação da CH são divididas em: determinística, estocástica e séries temporais. Além disso, os autores explicam que a primeira metodologia para determinar a capacidade de hospedagem foi apresentada em 2004, como uma abordagem geral para integração de energia renovável em redes de distribuição. Algumas aplicações teóricas desta abordagem foram incluídas, mas não aplicadas a quaisquer redes existentes ou quaisquer redes de distribuição hipotéticas detalhadas. Métodos de estudo publicados posteriormente melhoraram esta abordagem e aplicaram o conceito para desempenho adicional. A Figura 2.2 mostra a abordagem geral da capacidade de hospedagem que é a base para os métodos apresentados adiante.

Figura 2.1 – Conceito de capacidade de hospedagem



Fonte: Adaptado de Ismael et al. (2019)

Figura 2.2 – Abordagem sobre a capacidade de hospedagem



Fonte: Adaptado de Mulenga, Bollen e Etherden (2020)

A abordagem geral começa com a seleção do fenômeno a ser considerado. O índice ou índices de performance para a seleção do fenômeno são escolhidos ou especificados. O índice pode ser obtido através de uma agência nacional, padrão internacional ou até mesmo de alguma

concessionária de energia. Diferentes métodos (determinísticos, estocásticos e séries temporais) são usados por diferentes operadores de rede ou pesquisadores para determinar a influência da GD no índice ou índices de desempenho da rede.

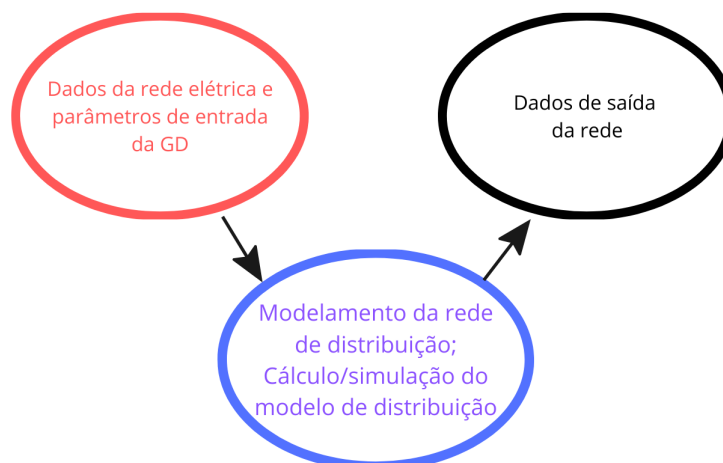
Nos primeiros estudos sobre a capacidade de hospedagem, apenas probabilísticos e determinísticos eram usados. Eles ainda são usados em muitos estudos nos dias de hoje (MULENGA; BOLLEN; ETHERDEN, 2020). O objetivo é analisar a mudança no índice de desempenho da rede com e sem a geração distribuída. Ainda segundo Mulenga, Bollen e Etherden (2020), em um determinado momento, o fluxo de potência probabilístico foi introduzido em alguns estudos. Tal estudo deveria incluir as incertezas encontradas nas redes de distribuição. Isso porque, a alta penetração da energia solar fotovoltaica em redes de baixa tensão (BT) introduz um nível adicional de incertezas. A presença dessas incertezas passam então a ser consideradas na determinação da capacidade de hospedagem.

No método determinístico são aplicados dados de entrada fixos e conhecidos a um modelo para analisar o impacto da GD em uma rede de distribuição de baixa tensão. É o método fundamental para avaliação da capacidade de hospedagem da rede de distribuição. Os modelos da rede, o consumo de energia dos consumidores e a produção de energia da GD usam valores de entrada únicos, conhecidos, para fornecer valores de saída únicos. Neste caso, a variável independente é a capacidade total instalada de GD em uma parte da rede de distribuição em estudo. O tamanho, localização e propriedade de todas as instalações de GD individuais são considerados conhecidos para uma determinada capacidade instalada. A Figura 2.3 ilustra o fluxo do processo dos métodos determinísticos. O fluxo do processo na Figura 2.3 indica a necessidade de dados de entrada para o método. Métodos determinísticos utilizam a análise de fluxo de potência tradicional como ferramenta.

O padrão estocástico é aquele cujo estado é indeterminado. A produção de energia solar fotovoltaica, principal fonte utilizada como GD, é incerta e depende da irradiação solar que é influenciada pelas mudanças nas condições climáticas. Isso faz com que a produção seja estocástica por natureza. Além disso, o consumo de energia, o tamanho/potência da geração, a localização e outras propriedades das instalações solares fotovoltaicas são frequentemente desconhecidas. É sabido que a produção solar fotovoltaica e o consumo de energia dos clientes são variáveis desconhecidas na rede e isso pode ser definido como incertezas aleatórias.

A determinação da capacidade de hospedagem precisa considerar os tipos de incerteza e também algumas incertezas aleatórias. Os métodos estocásticos consideram a chance de ocor-

Figura 2.3 – Ilustração do método determinístico



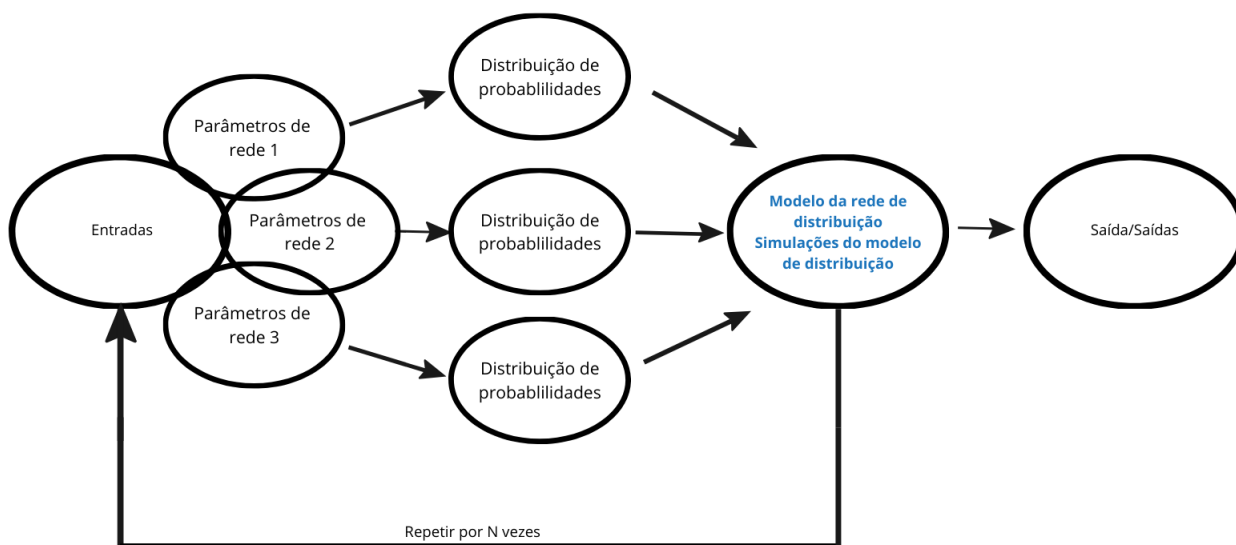
Fonte: Adaptado de Mulenga, Bollen e Etherden (2020)

rência e variações que estão presentes nas redes de distribuição de baixa tensão em meio a essas incertezas. Esta é uma melhoria no fluxo de potência determinístico que não considera as incertezas no consumo de energia dos clientes, a produção de energia da geração e, às vezes, o modelo de rede de distribuição. O uso de modelos estocásticos leva à eliminação dos desafios do fluxo de potência determinístico e resulta em um fluxo de potência probabilístico (MULENGA; BOLLEN; ETHERDEN, 2020).

Um modelo de distribuição de rede de baixa tensão que possui incertezas incluídas resulta em um modelo de rede estocástica. Em outras palavras, um fluxo de potência determinístico para muitos cenários envolvendo funções de distribuição de probabilidade para os parâmetros de entrada leva a um fluxo de potência probabilístico. A avaliação produz resultados de saída que são caracterizados por uma função de distribuição de probabilidade obtida dessas funções para as variáveis de entrada. A Figura 2.4 mostra um processo de fluxo de amostra de métodos estocásticos tradicionais. O fluxo do processo representado na Figura 2.4 ilustra o principal bloco de construção dos métodos estocásticos com base no fluxo de potência probabilístico ou quaisquer outros métodos analíticos.

A principal desvantagem dos métodos estocásticos é que a relação entre as variáveis do sistema ao longo do tempo é perdida ou não obtida. Além disso, os efeitos de sistemas fotovoltaicos nos elementos de controle de tensão, como um comutador de carga e bancos de capacitores, em escalas de tempo de minutos ou menos normalmente não são incluídos nos métodos estocásticos. Para inclui-los, são necessários métodos de série temporal. Embora os

Figura 2.4 – Ilustração do método estocástico



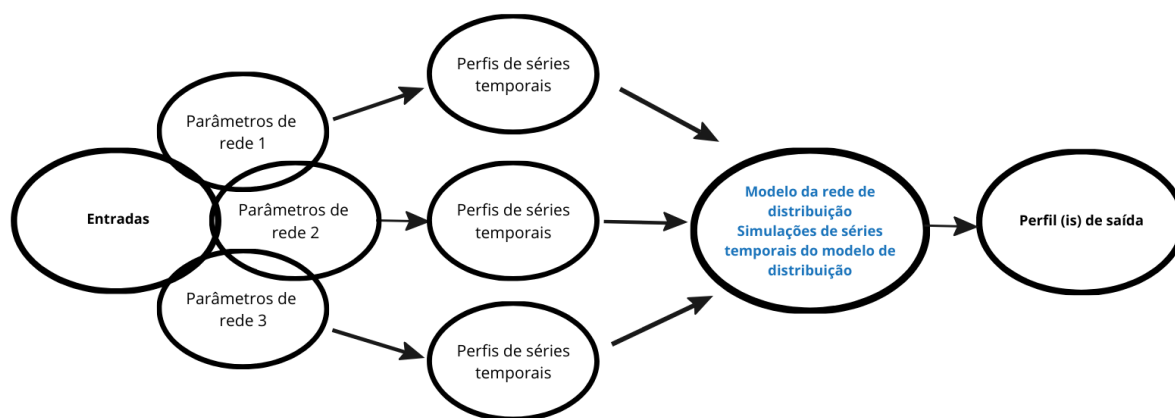
Fonte: Adaptado de Mulenga, Bollen e Etherden (2020)

métodos determinísticos não considerem a variação na produção de energia solar fotovoltaica ou no consumo de energia, muitas vezes é suficiente para os operadores do sistema de distribuição considerarem o pior ou os piores casos. Se o único objetivo do estudo é dimensionar a rede, haverá pouco valor agregado em considerar uma grande quantidade de cenários com condições moderadas. Os métodos estocásticos, portanto, nem sempre são necessários (MULENGA; BOLLEN; ETHERDEN, 2020).

Diferente dos métodos determinístico e estocástico, o método de séries temporais, utiliza as medições de consumo e produção reais do sistema como dados de entrada para os cálculos. Os dados da série temporal são usados para o estudo dos efeitos nos perfis de tensão no sistema de distribuição de baixa tensão. Uma ilustração do processo de série temporal é mostrada na Figura 2.5.

Na Figura 2.5, as séries temporais dos parâmetros de entrada da rede são usadas com um modelo de rede de distribuição para obter perfis de saída. Os métodos de série temporal podem ser considerados "determinísticos". A adição de perfis de séries temporais que podem vir de medidas ou de um modelo estocástico faz a diferença marcante com métodos determinísticos. Os métodos de série temporal são uma forma adequada de considerar as "certas incertezas aleatórias" de uma forma realista. Os métodos incluem correlações entre os diferentes parâmetros de incertezas, como consumo de energia e dados de irradiação solar.

Figura 2.5 – Ilustração do método séries temporais



Fonte: Adaptado de Mulenga, Bollen e Etherden (2020)

O uso de dados de séries temporais em estudos de inserção da geração distribuída nas redes de distribuição de baixa tensão, possui várias desvantagens (MULENGA; BOLLEN; ETHERDEN, 2020). Há necessidade de medições de longo prazo (até 30 anos) para gerar os dados necessários. Isso é um desafio para operadores de redes, concessionárias e pesquisadores. Por outro lado, os modelos estocásticos são capazes de gerar parâmetros correspondentes à variação dos dados de entrada em tempo real, no entanto, tais implementações necessitariam de elevados recursos computacionais em determinadas condições.

Especialmente para a capacidade de hospedagem de energia solar fotovoltaica, a quantidade de geradores e a localização da instalação são influenciados pelas regras dos órgãos reguladores. Isso pode mudar drasticamente com a remoção ou alteração das políticas de subsídios em um país.

### 2.2.1.1 Comparação entre as metodologias

Os métodos de determinação da capacidade de hospedagem apresentados neste capítulo usam diferentes abordagens, cálculos e modelos. As entradas para métodos determinísticos usam modelos estáticos que podem ser usados por um método estocástico ou também por uma série temporal. Os métodos estocásticos envolvem modelagem, cálculo e análises das redes de distribuição de baixa tensão para estudos do impacto da energia solar fotovoltaica que levam à determinação da capacidade de hospedagem. A diferença entre os métodos vem com os modelos dos componentes de linha das redes, consumo de cargas/cliente e a produção de energia solar fotovoltaica (BOLLEN; RÖNNBERG, 2017).

Os métodos determinísticos são considerados métodos de cálculo básico para determinação da capacidade de hospedagem. As entradas fixas são usadas para obter saídas fixas em um ou mais locais em função da potência injetada. Como a produção de energia solar é intermitente por natureza, as incertezas precisam ser consideradas e, portanto, os métodos determinísticos precisam ser substituídos por métodos estocásticos. A maioria dos os métodos estocásticos geram um grande número de casos determinísticos, na casa dos milhares, cada um com um conjunto de valores para os parâmetros de entrada. Os métodos de séries temporais, por sua vez, consistem em dados de séries temporais de estudos determinísticos, com conjuntos de séries temporais de valores de saída que resultam em valores de entrada. Na maioria dos estudos elencados por Mulenga, Bollen e Etherden (2020), a magnitude da tensão e a carga térmica (linhas e transformadores) foram usadas para determinar a capacidade de hospedagem. A rede de distribuição e as incertezas envolvidas são modeladas dependendo do método usado.

Com a esperada alta das conexões de energia solar fotovoltaica na rede de distribuição, o operador do sistema de distribuição precisa tomar uma decisão sobre qual método usar para determinar capacidade de hospedagem. Mulenga, Bollen e Etherden (2020) levanta uma série de questões que devem ser abordadas como parte desta decisão como:

1. Quão precisa a capacidade de hospedagem deve ser determinada? Ela é apenas para ser ter uma ideia das necessidades de futuros investimentos ou para a escolha da seção transversal correta do cabo para o reforço da rede?
2. Quais dados estão disponíveis? Qual método poderia determinar a capacidade de hospedagem com esses dados?
3. A precisão necessária poderia ser obtida com o método e os dados selecionados através de um processamento computacional razoável?
4. Os outros argumentos são a favor ou contra algum dos três métodos?

A partir das respostas a essas perguntas, pode-se chegar a uma recomendação do melhor método. Para ajudar a avaliar qual dos métodos é o mais adequado, suas vantagens e desvantagens são apresentadas no Quadro 2.2. A seleção de um método depende, entre outros, do objetivo da quantificação. É um valor indicativo para fins de planejamento ou é apenas um valor para tomada de decisão quanto à conexão de um determinado cliente em um determinado local da rede? Já foi afirmado que a capacidade de hospedagem não é um valor único, mas uma

faixa de valores. Cada um dos métodos apresentados requer diferentes tipos de dados para uma implementação bem sucedida.

Quadro 2.2 – Vantagens e desvantagens dos métodos determinísticos, estocásticos e séries temporais

Método	Vantagens	Desvantagens
<b>Determinístico</b>	<p>Utiliza poucos parâmetros de entrada</p> <p>É um método rápido e facilmente implementável</p> <p>Método fundamental de primeira linha em uso pela maioria dos operadores do sistema de distribuição</p> <p>Apresenta uma visão geral rápida do desempenho da rede sob a inserção da geração solar fotovoltaica</p>	<p>Assume valores fixos e não considera a natureza intermitente da geração de energia solar fotovoltaica.</p> <p>Não considera incertezas.</p> <p>A capacidade de hospedagem obtida é uma estimativa do pior cenário e não um valor verdadeiro.</p> <p>O impacto é superestimado e a capacidade de hospedagem subestimada.</p>
<b>Estocástico</b>	<p>Considera incertezas na rede como o consumo de energia e produção de energia solar fotovoltaica</p> <p>Apresenta uma visão geral realista do desempenho da rede sob o ponto de vista da penetração de de energia, com base em funções de distribuição de probabilidade ou teoria de possibilidades</p> <p>O método simula cenários de redes reais</p> <p>Menor de tempo de análise e processamento em relação ao método das séries temporais</p> <p>O método acomoda todas as funções de distribuição de probabilidades, Gaussianas e não Gaussianas</p> <p>É comparativamente fácil de executar</p>	<p>Grande recurso computacional necessário devido ao aumento das incertezas consideradas em grandes redes de distribuição</p> <p>Não avalia a operação relacionada ao tempo dos elementos de controle e de desempenho da rede</p> <p>A complexidade aumenta com o número de tipos de incerteza (incertezas certas e incertas)</p> <p>Requer o uso de funções de distribuição de probabilidade que podem afetar a precisão do resultado</p> <p>A avaliação e interpretação para quantificação da capacidade de hospedagem torna-se uma tarefa difícil</p>
<b>Séries Temporais</b>	<p>Considera a correlação de tempo na rede, consumo e geração de energia</p> <p>Considera os impactos da intermitência da geração de energia solar fotovoltaica na rede e operações de elementos de controle na determinação da CH</p> <p>Apresenta uma visão geral realista do desempenho da rede sob a penetração fotovoltaica solar com base na natureza variável do consumo e da produção de energia</p> <p>O método pode fornecer informações relacionadas ao "quando" e "como" da quantificação da CH</p>	<p>Requer muitos dados de medição (dados de série temporal)</p> <p>Muitas simulações podem ser necessárias</p> <p>Alguns índices de desempenho podem exigir resolução de até 1 segundo e representar um desafio computacional</p> <p>O método consome muito tempo para simulações de alta resolução</p>

Fonte: Adaptado de Mulenga, Bollen e Etherden (2020)

Os métodos estocásticos e o de séries temporais são mais relevantes para os estudos de capacidade de hospedagem em relação aos métodos determinísticos, uma vez que a energia solar fotovoltaica é intermitente por natureza e, especialmente durante a fase de planejamento, também é altamente incerta. Para determinar de forma realista seus impactos e quantificar a capacidade de hospedagem, os métodos estocásticos e de séries temporais devem ser usados, no entanto, quando os dados disponíveis são limitados, o método determinístico pode ser usado com base no dimensionamento estimado ou nos valores do pior caso.

### 2.2.2 Índices de performance

A massiva conexão de geradores cujas injeções de potência não são controladas ou programáveis - como a fotovoltaica - pode causar problemas no sistema elétrico e tais impactos têm sido investigados em muitos estudos. (EBAD; GRADY, 2016), (KARIMI et al., 2016), (Mohammadi; Mehraeen, 2017). Dentre os problemas elencados, Ismael et al. (2019) abordam os problemas de sobretensão, problemas de sobrecarga e perda de energia, problemas na qualidade de energia e problemas de proteção.

A sobretensão ocorre quando a potência de saída de uma unidade com GD é superior à demanda da carga da unidade à qual está conectada, e a energia excedente é injetada de volta na rede de distribuição. Um aumento de tensão pode ocorrer no barramento de carga com uma possível sobrecarga nos alimentadores próximos (BOLLEN; YANG; HASSAN, 2008).

Quanto à sobrecarga e perdas de energia, a localização adequada da GD reduz as perdas do alimentador e diminui a carga dos transformadores de alimentação. Como é comum em pesquisas, a minimização das perdas do alimentador adicionando GD's é geralmente formulada como um problema de otimização. No entanto, tanto a localização quanto a classificação da GD são decididas principalmente pelo investidor ou proprietário da instalação. A situação mais benéfica ocorre quando a GD está conectada próxima à carga (YANG; BOLLEN, 2008). A integração de unidades de GD pode então reduzir os riscos de sobrecarga, minimizar as perdas do sistema, manter a vida útil do equipamento e melhorar as propriedades térmicas de alimentadores e transformadores. O pior cenário, que leva ao maior risco de sobrecarga, ocorre com o caso de geração máxima e carregamento mínimo, ou seja, se a potência na saída da GD for superior à potência da carga instalada localmente, haverá injeção de energia na rede após atender a demanda da carga. Haverá, portanto, fluxo de potência reverso podendo exceder a capacidade térmica de equipamentos como transformadores e alimentadores (BOLLEN; YANG; HASSAN, 2008).

Outro impacto advindo da alta concentração de GD são os problemas relacionados à qualidade energia. A qualidade da energia está relacionada com a interação entre a concessionária e seus clientes. Os distúrbios de tensão e corrente são considerados como desvios/deformações da forma de onda senoidal pura que, conseqüentemente, irão impactar tanto a rede quanto o consumidor final. No quesito tensão, a qualidade de energia se preocupa em fornecer a tensão de alimentação ao cliente dentro de limites aceitáveis e/ou estabelecidos em norma. A pene-

tração excessiva de GD na rede pode levar a muitos distúrbios de qualidade de energia como harmônicos, quedas, oscilações de tensão, dentre outros (ISMAEL et al., 2019).

Ismael et al. (2019), também apontam a ocorrência de problemas nas proteções. A penetração excessiva de GD altera a magnitude e o fluxo das correntes de falta. Desta forma, o risco de falha do sistema de proteção pode aumentar, seja por operação indesejada durante condições normais de funcionamento ou falha de operação durante condições de falta. Fontes de GD conectadas a partes radiais da rede de distribuição são frequentemente consideradas como uma causa para falha de atuação das proteções, bem como atuação incorreta de relés de proteção de sobrecorrente existentes. Algumas modificações nos esquemas de proteção existentes podem ser necessárias quando da presença de GD. Além disso, a avaliação da capacidade de hospedagem com restrição de proteção pode ser realizada considerando as seguintes precauções de nível de penetração de GD:

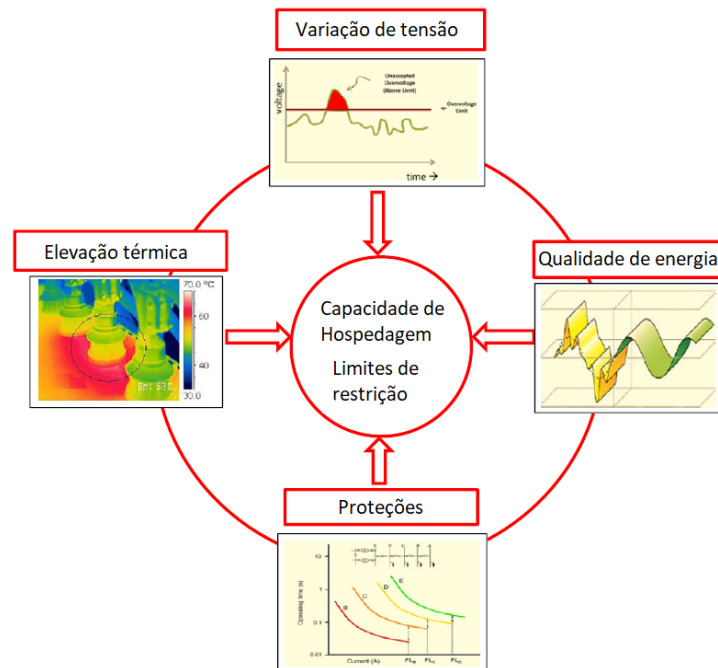
- a) Determinação do nível de penetração de GD em que as configurações atuais ou a configuração *timedelay* de qualquer um dos relés de proteção existentes devem ser alteradas;
- b) Determinação do nível de penetração de GD em que se torna aconselhável a instalação de disjuntores ou de elementos de proteção adicionais na rede existente;
- c) Determinação do nível de penetração de GD em que se torna aconselhável a substituição dos relés de proteção existentes.

A Figura 2.6 representa ilustrativamente os vários índices de performance que podem ser considerados na avaliação da capacidade de hospedagem, sendo eles: elevação térmica, variações de tensão, quesitos relacionados à qualidade de energia e às proteções.

### **2.2.3 O estado da arte sobre a capacidade de hospedagem**

Geralmente, o desempenho do sistema de energia é afetado por mudanças nos padrões de geração e carga. Como já citado anteriormente, a CH é definida pela quantidade aceitável de GD sem colocar em risco a qualidade e a confiabilidade da energia da rede com respeito a alguns limites, ou seja, limites de tensão de estado estacionário, limites térmicos do transformador e das linhas e variações rápidas de tensão. A CH é avaliada isoladamente em cada parâmetro de restrição e a CH total é definida como a mínima CH sobre todas as restrições. Portanto, avaliar a “CH para Multi Geradores (CHMG)” é inevitável em redes de distribuição.

Figura 2.6 – Índices de performance para avaliação da CH



Fonte: Ismael et al. (2019)

A capacidade dos condutores e os aumentos de tensão são fatores limitantes que se manifestam em diferentes condições. Tais afirmações podem ser confirmadas em Shayani e de Oliveira (2011), onde são destacadas situações em que as sobrecargas de linha são mais restritivas do que os aumentos de tensão.

Em seu estudo, Shayani e de Oliveira (2011) realizaram simulações para determinar a quantidade máxima de GD que pode ser instalada em um sistema de distribuição, considerando tanto o aumento de tensão quanto os critérios de capacidade de condução da linha. Foi considerada uma linha radial balanceada simétrica, genérica, trifásica, de 13,8 kV, composta por um condutor de alumínio com seção transversal 4/0 AWG. Para simplificar os cálculos do fluxo de carga, toda a carga foi concentrada no final da linha.

A linha então foi modelada apenas por sua impedância em série, sendo suas capacitâncias desprezadas, uma vez que a linha é curta. Como condição, a linha pode ser carregada até sua capacidade nominal e a tensão da subestação é tomada como referência e mantida constante. Outros equipamentos de rede como banco de capacitores ou qualquer outro dispositivo de controle de tensão não foram usados em toda a linha. A geração de fotovoltaica foi modelada como uma fonte de potência constante, com fator de potência unitário, representando a situação típica dos produtos já disponíveis no mercado. A carga foi modelada como potência constante.

Por último, os limites de tensão inferior e superior em regime permanente são 0.95 pu e 1.05 pu respectivamente.

Existem várias maneiras de aumentar quantidade de GD em sistemas de distribuição a partir de uma perspectiva de aumento de tensão. Por exemplo, uma maneira de acomodar mais GD é reduzir a impedância em série da linha. Para isso, é necessário reforçar o alimentador, seja aumentando o número de condutores por fase, seja substituindo os condutores por outros de seção transversal maior. Esta solução reduz quedas e perdas, no entanto, o custo associado é elevado. Além disso, isso aumenta as correntes de curto circuito, afetando os dispositivos de proteção e a capacidade de interrupção dos disjuntores. A potência injetada pela GD não deve ultrapassar a capacidade de condução atual das linhas e transformadores. Geralmente, o dimensionamento de linhas de baixa tensão utiliza um fator de demanda, uma vez que as demandas máximas individuais da carga não ocorrem ao mesmo tempo.

Shayani e de Oliveira (2011), concluíram que a instalação de grandes quantidades de GD provoca impactos quando instalados nos consumidores finais. Quando a geração é maior que a carga e a potência excedente é injetada no alimentador, ocorre um aumento de tensão na barra da carga, com possível sobrecarga no alimentador. Foi determinado neste estudo que quando a tensão na subestação é ajustada para um valor máximo 1,05 p.u, o critério de aumento de tensão tende a ser o mais restritivo na limitação da quantidade de GD que pode ser instalado. Ao reduzir a tensão na subestação para um valor à metade entre os limites superior e inferior da tensão adequada (neste caso 1,00 p.u), o aumento da tensão não é mais um fator limitante, e o limite é então imposto pelo capacidade de condução dos condutores. Por meio de simulações computacionais, foi comprovado que é possível instalar valores de GD entre 1,00 p.u e 2,00 p.u (de carga nominal) e manter as condições de tensão e corrente adequadas no sistema da concessionária, desde que a tensão na subestação seja ajustada para 1,00 p.u e a carga seja predominantemente indutiva.

Smith et al. (2012) descrevem em seu estudo que para um único sistema fotovoltaico de grande porte, a modelagem é direta. Basta definir o gerador no barramento proposto e realizar as análises. O problema se torna mais complicado quando ocorre uma alta penetração de energia solar fotovoltaica nos telhados. Os locais exatos das unidades de telhado não são conhecidos no momento em que a análise de planejamento deve ser realizada. Os autores apresentam uma ferramenta do Instituto de Pesquisa de Energia Elétrica (EPRI na sigla em inglês), bastante útil para o comando que distribui automaticamente uma quantidade específica de geração ao

longo do sistema de distribuição. Este recurso permite investigar várias distribuições potenciais de geração solar fotovoltaica rapidamente e rastrear cada caso em busca de conflitos com a operação do sistema.

Smith et al. (2012) mostraram ainda uma série de componentes chave associados ao uso de ferramentas avançadas de planejamento de distribuição para análise de geração distribuída. Foi dada atenção especial nos sistemas de inserção rápida de GD, na análise estocástica de cenários com adoção de GD por futuros clientes, nos impactos baseados em séries temporais, na capacidade de modelagem avançada de inversores, no processamento de grandes quantidades de dados e na visualização e identificação de impactos específicos do local de instalação da GD.

Através de um estudo feito com um algoritmo aprimorado do método estatístico de Monte Carlo, Rossi, Viganò e Moneta (2015) fizeram uma avaliação da potência máxima de GD que pode ser instalada independente da localização das unidades em relação à rede. O método consistiu na definição de uma potência total da GD e posterior distribuição da potência em pontos aleatórios da rede, originando unidades de potência e localizações variáveis a cada simulação, respeitando os limites da rede – definidos pela norma EN 50160. Foram feitas 800.000 simulações para obter uma maior exatidão na determinação do risco de congestionamento na rede de distribuição, sendo elas 10.000 simulações para cada potência estabelecida – de 0 a 80 MW de geração, intervalados de 10 em 10 MW – para garantir uma maior confiabilidade aos resultados. Ao final, foi possível determinar a CH mínima e a máxima. Entre a CH mínima e máxima está a Zona de Baixo Risco, onde as possíveis influências na rede são aceitáveis e não acarretarão prejuízos significativos à sua qualidade. Para determinação da CH mínima, ao menos um dos limites de tensão (ou corrente) devia ser ultrapassado, enquanto para a máxima é preciso que os limites de tensão e térmicos tenham sido ultrapassados. Diante do estudo feito, os autores concluíram que não foi possível estabelecer um limite exato de hospedagem de uma rede, como comumente é feito por outros métodos. Segundo os autores, foi possível determinar apenas uma probabilidade de uma dada densidade de unidades de GD conectadas à rede estar ou não nos limites aceitáveis para que a sua qualidade não seja afetada.

Ballanti e Ochoa (2015) executaram um estudo em uma rede de distribuição real do Reino Unido, onde há uma grande quantidade de instalações para geração distribuída (GD). Verificou-se os impactos da inserção da GD a partir de modelos integrados, ou seja, analisando-se os efeitos tanto na baixa tensão quanto na média tensão. A rede analisada é composta por 10 alimentadores que abastecem cerca de 12.000 clientes através de 89 subestações secundárias.

Considerou-se ainda que todas as unidades fotovoltaicas em escala residencial possuem capacidade de 3 kW e são abastecidas pela mesma subestação secundária. O nível de tensão mais elevado na barra superou o limite legal, ou seja, 1.1 p.u para uma penetração de geração distribuída acima de 60%, ou seja, 7200 clientes com GD conectada. Já no âmbito de MT, não foram constatados distúrbios, uma vez que a tensão fica muito abaixo de 1.06 p.u. – limite definido pela concessionária responsável pelas instalações no local do estudo. Também foi descoberto que a maior capacidade instalada de GD pode ser obtida tendo a maior parte da geração em baixa tensão ao invés de média tensão. Pequenas unidades espalhadas pelas redes de BT podem atingir, no agregado, volumes muito maiores em comparação com uma única unidade fotovoltaica conectada em MT. Diante desse quadro, foi concluído que os sistemas em BT geram a maior limitação para a implantação de sistemas fotovoltaicos conectados a uma rede comum, enquanto os de MT não possuem tanto impacto quanto o anterior.

No estudo de Baldenko e Behzadirafi (2016) foi utilizado um fluxo variável de potência em cada simulação, indo de 50kW a 5000kW, a passos de 10kW, para que pudesse ser encontrada a potência máxima suportada pela rede de distribuição. Essa potência encontrada deveria respeitar o limite de 1,05 p.u de tensão, para que não surgissem anomalias no funcionamento do sistema. Após essa análise, o autor avalia a influência trazida pela mudança na injeção de potência reativa, saindo de um fator de potência de 0,97 para 0,95. O atraso do fluxo de potência acarreta uma melhoria na tensão gerada pelo sistema fotovoltaico. Diante da análise feita, os autores concluíram que é possível reduzir os efeitos de geradores na rede de distribuição por meio da redução no fator de potência dos inversores. Dessa forma, o maior problema causado por unidades da geração distribuída nas redes de distribuição pode ser amenizado, evitando assim danos à qualidade da transmissão de energia elétrica.

Já os autores de Sarmiento et al. (2016) empregam o método probabilístico de Monte Carlo para obter resultados mais consistentes; foram randomizados dados como a irradiação e temperatura local, tamanho e localização das usinas e consumo local. Foram feitas 2000 simulações com cada percentual de penetração na rede, partindo de 0% até 100% em passos de 10%. Além do estudo probabilístico, foram feitos 2 estudos de caso em uma linha rural de transmissão da cidade de Campinas (SP); no primeiro, a CH foi estimada para cada rede de baixa tensão (BT) analisando os efeitos causados por sistemas em média e baixa tensão. Para que houvesse um aumento na CH local, um esquema de absorção de energia reativa foi empregado, reduzindo os níveis de tensão injetados na rede. No segundo, foi considerada uma regulação

na tensão em BT dos transformadores MT/BT. Foi definido como o menor valor aquele que não causava nenhuma violação de tensão, ou seja, sem um sistema fotovoltaico conectado. Foram consideradas 9 regulagens, com aumento de 2% cada, estabelecendo valores entre -12% e +8% de tensão no secundário. Como resultado do primeiro estudo de caso foi observado que, conforme o sistema absorve energia reativa, há uma elevação na CH da rede, possibilitando que haja maior potência de geradores conectados a ela. Porém, os portadores desses geradores acabam sendo prejudicados com essa medida, uma vez que para alcançá-la é preciso reduzir o fator de potência do sistema, injetando menos energia ativa na rede e, conseqüentemente, reduzir os lucros obtidos com a geração. Já no segundo, onde também foram empregados transformadores com comutador de derivação em carga (CDC) para variar a tensão no seu lado secundário o resultado foi mais eficaz do que apenas com o primeiro método estudado. De acordo com o estudo, com um fator de potência de 0,92 em conjunto com transformadores com CDC foi permitida uma penetração de até 100%, garantindo uma elevadíssima CH na rede. Em suma, a absorção de energia reativa pelo sistema fotovoltaico é sim eficaz no aumento da CH de uma rede de GD, aumentando significativamente a capacidade de absorção de geradores pela rede. Porém, esse método foi demonstrado ainda mais eficaz se empregado em conjunto com transformadores que permitam a alteração de sua tensão no secundário, pois assim é possível controlar a tensão da rede de acordo com a tensão recebida pelo sistema fotovoltaico.

No artigo Patsalides et al. (2016), foi definido o índice de performance da rede de distribuição, que sofre distúrbios causados por três pilares: tensão no primário, tensão no secundário e capacidade térmica do transformador da linha. Utilizando o método probabilístico simulador de Monte Carlo, os autores procuraram determinar a partir de que ponto a ligação de unidades da GD passariam a causar violações nos limites de tensão e temperatura do transformador ao qual estariam ligados. Posteriormente, foram feitas simulações com alteração no fator de potência empregado nos sistemas geradores. Com a redução no fator de potência dos inversores empregados, houve uma redução no risco de uma violação no limite de tensão da rede, porém nenhuma referente à potência injetada. Dessa forma, apesar de não haver uma sobretensão a linha pode acabar sendo sobrecarregada dependendo de quantos sistemas estiverem conectados a ela, o que influencia diretamente na temperatura que será gerada no transformador. Foi considerado o pior cenário para efetuar uma simulação que entregasse como resultado uma faixa de trabalho onde não ocorreriam violações da tensão da rede, garantindo assim que encontrasse um valor onde ainda seria segura a conexão de pontos de geração nela. Diante do estudo feito,

foi possível constatar que com a regulação da tensão de saída é possível evitar a violação dos limites de tensão, porém nada pode ser feito quanto os limites térmicos da rede.

Por meio de diversas simulações, Quintero-Molina, Romero-L e Pavas (2017) buscaram estabelecer uma relação entre os parâmetros que influenciam no funcionamento da rede e a alocação dos sistemas geradores. Utilizando de um modelo onde estão distribuídos elementos que compõem a linha desde a linha primária de transmissão até o consumidor final, foi possível definir quais fatores possuem maior influência no desempenho da rede. Ao final do estudo, foi constatado que a alocação possui um papel mais importante que o fator de potência – que é uma solução indicada em vários estudos – na redução de danos à rede. Porém, isso não é aplicável em um cenário real, uma vez que não é possível determinar ou limitar a localização dos geradores a serem conectados à rede de distribuição, se tornando assim uma solução incabível à problemática em questão.

Dentre as metodologias de estudos da capacidade de hospedagem, Ebe et al. (2017) apresentam um trabalho que propõe a utilização de análises de capacidade de geração solar fotovoltaica para o desenvolvimento de cenários em redes de baixa tensão. São propostos três métodos determinísticos para a alocação de GD na rede elétrica, considerando uma abordagem baseada em regras. Além disso, é proposto um método probabilístico para a alocação da GD. Esses métodos são utilizados para o cálculo da capacidade de hospedagem em redes genéricas e reais.

Para a avaliação do método, várias análises de Monte-Carlo são realizadas, considerando uma distribuição aleatória dos sistemas fotovoltaicos. Não apenas a distribuição da geração é realizada aleatoriamente, mas também métodos probabilísticos em relação às cargas podem ser implementados. Portanto, várias abordagens determinísticas para esses fins são desenvolvidas, incluindo a representação dos cenários de geração mais extremos sob a perspectiva da integração de redes. Os métodos determinísticos elaborados por Ebe et al. (2017), são executados seguindo as seguintes regras:

- a) **Análise de topologia:** examina a estrutura da topologia de rede fornecida. Para cada sistema fotovoltaico potencial, um nível de hierarquia é atribuído aos nós da rede.
  - b) **Aumento do fator de utilização baseado em regras:** Com base na hierarquia, o fator de utilização é aumentado em etapas discretas em um nível da hierarquia a cada iteração.
- Três métodos podem ser classificados a seguir:

- **Aumento da GD para frente:** a instalação da GD começa a partir do ponto de conexão mais próximo do barramento secundário do transformador;
  - **Aumento da GD reverso:** a instalação da GD começa a partir do ponto de conexão mais distante do barramento secundário do transformador;
  - **Mesmo aumento de GD:** um fator de utilização igual para todos os sistemas fotovoltaicos potenciais é definido. O fator de potencial é igualmente aumentado em uma determinada etapa a cada iteração.
- c) **Cálculo do fluxo de potência:** para cada iteração, a capacidade fotovoltaica instalada na rede aumenta, então um cálculo do fluxo de potência é executado.
- d) **Teste de limites de rede violados:** Os resultados dos cálculos são verificados em relação aos limites de rede predefinidos (por exemplo, sobrecarga de linha, violações de faixas de tensão). Dependendo dessa verificação, o loop é encerrado ou continuado.

Ebe et al. (2017) mostram que os métodos determinísticos utilizados fornecem uma faixa representativa da capacidade de hospedagem da rede, que cobre cenários mais extremos, bem como um cenário moderado. Em outras palavras, a faixa de resultados coberta pela análise de Monte Carlo está sempre incluída na faixa obtida pelos métodos determinísticos. Além disso, os métodos determinísticos desenvolvidos requerem apenas três cálculos da capacidade de hospedagem, enquanto a análise de Monte Carlo requer mais cálculos e, portanto, mais consumos de tempo e complexidade. Os métodos determinísticos desenvolvidos podem fornecer com indicação simples e confiável sobre a capacidade de hospedagem de GD e a necessidade de reforço da rede em comparação com outros métodos probabilísticos.

No estudo elaborado por Torquato et al. (2018) foram analisados 50.000 cenários reais do sudeste brasileiro por meio de uma forma simplificada do método de Monte Carlo a fim de definir um método que ajude a determinar o ponto em que os sistemas fotovoltaicos ocasionarão alterações funcionais nos sistemas da rede de distribuição. Vale ressaltar que ele trata unicamente de sistemas em baixa tensão (BT), que já foi constatado por alguns estudos ser o tipo de instalação que mais influi na qualidade da tensão na rede de distribuição. De acordo com o estudo feito, foi possível constatar que o fator de maior importância na determinação da CH é a tensão da rede, sendo o limite mais facilmente violado de todos os estabelecidos. A análise feita pode ser utilizada como base para guiar entidades regulamentadoras no quesito de

reforço da rede e adaptações para atender a essa crescente necessidade, mas ainda havendo a necessidade de estudos individuais para cada rede secundária.

O estudo de Mohan et al. (2018), feito em um cenário real em Ontário, Canadá, buscou investigar a eficácia do emprego de inversores com capacidade de controle de potência ativa, reativa, tensão e frequência da saída. Esse tipo de equipamento é dado como uma das possíveis soluções para redução dos riscos de potência reversa por sobretensão nos circuitos de distribuição energética, porém não oferece solução para problemas de elevação de temperatura. No estudo foi empregado um transformador de 27,5 kV e 100 MVA que alimenta a linha radial onde estão conectados dois sistemas fotovoltaicos. O sistema fotovoltaico estudado possui a ele conectado um transformador, que auxilia a manter as distorções harmônicas geradas pelo sistema abaixo de 5%. Vale ressaltar que o controle de reativo foi feito para que ocorra queda na tensão de saída do inversor, mas respeitando o seu limite de corrente. Visando observar os impactos da variação da relação X/R, o autor avaliou como a tensão do sistema se comportava diante dessa variável. Inicialmente, com a razão X/R de 2,47 foi possível observar que a tensão só ultrapassa os limites após aproximadamente 35 MW, onde ela se torna menor que o limite inferior de 0,95 pu. Alterando a razão X/R para o valor de 1, o limite máximo de 1,05 pu é ultrapassado aos 10 MW; além disso, com a violação da tensão superior, a corrente de saída observada foi de 100 A, o que é aproximadamente 15% do limite de temperatura da linha de transmissão. Após determinar a razão X/R mais crítica, o autor observa em que ponto o limite térmico é violado. Partindo de uma potência de 0 até 45 MW, o autor busca observar o impacto causado pela regulação da potência reativa do inversor na tensão final, e após encontrar o ponto de melhor aproveitamento da geração, analisou até que ponto a potência injetada não viola o limite de temperatura da rede.

Mirbagheri et al. (2018) propõe um novo modelo para avaliar a CH em caso de incertezas sobre parâmetros da rede. Para fazer isso, uma visão geral da literatura entre a década de 2007 até 2018 foi realizada usando bases de dados do IEEE / IET / Elsevier e de teses.

Um modelo determinístico generalizado que pode ser usado para avaliar a capacidade de hospedagem fotovoltaica de redes de distribuição de BT é apresentado por Chathurangi et al. (2019). Nele, um limite seguro de capacidade de hospedagem de GD no nível do alimentador é definido com base na variação de localização dos sistemas fotovoltaicos e também nas características do alimentador. O aumento de tensão no modelo matemático apresentado são funções lineares do tamanho da GD, bem como sua localização no alimentador. Portanto, a capacidade

de hospedagem máxima em um local fixo pode ser derivada teoricamente, o que pode resultar em aumento de tensão máxima permitida no alimentador. O nível de geração de energia solar que pode ser conectado a um alimentador de distribuição depende de fatores como as características do alimentador, a distância do transformador de distribuição, a demanda no alimentador, a tensão no transformador de distribuição e os limites de tensão estipulados no alimentador.

A rede elétrica, objeto de estudo de Chaturangi et al. (2019), foi analisada quanto à capacidade solar fotovoltaica máxima conectável em diferentes locais de modo a não violar o limite superior de tensão estipulado pela concessionária. A mesma análise foi conduzida para diferentes tipos de condutores, a fim de investigar o efeito da relação X/R na capacidade de hospedagem. Em cada caso, a capacidade de hospedagem relevante para a extremidade e meio do alimentador foi avaliada e comparada com o modelo matemático, confirmando que o método determinístico proposto está de acordo, verificando a precisão da abordagem determinística.

A capacidade de hospedagem mínima de um determinado alimentador de distribuição radial é a capacidade fotovoltaica solar máxima conectável na extremidade do alimentador, que pode ser definida como o limite seguro da capacidade de hospedagem (Chaturangi et al., 2019).

Ismael et al. (2019) apresentaram um resumo executivo das experiências adquiridas por operadores de sistemas elétricos internacionais e suas regras básicas para interconexões de GD, bem como avaliações preliminares da capacidade de hospedagem. O Quadro 2.3 apresenta as considerações relevantes a este trabalho. Portanto, são apresentadas nela apenas as considerações relativas ao curto circuito.

Quadro 2.3 – Experiências internacionais dos operadores de sistemas e regras básicas para interconexões de GD.

<b>País</b>	<b>Considerações na capacidade de curto circuito</b>
<b>Coréia do Sul</b>	Para redes de Média Tensão, as classificações totais de GD devem ser inferiores a 15% da classificação do transformador Alta Tensão/Média Tensão.  As classificações totais de GD devem ser inferiores a 15% do limite térmico dos alimentadores afetados.
<b>Espanha</b>	As classificações totais de GD devem ser inferiores a 10% da capacidade de curto-circuito no ponto de conexão.

Quadro 2.3 – Experiências internacionais dos operadores de sistemas e regras básicas para interconexões de GD.

<b>País</b>	<b>Considerações na capacidade de curto circuito</b>
<b>China</b>	As classificações totais de GD devem ser inferiores a 10% da capacidade de curto-circuito no ponto de conexão.
<b>Estados Unidos</b>	As classificações totais de GD devem ser inferiores a 10% da capacidade de curto-circuito no ponto de conexão.  A capacidade total de curto circuito dos GD's deve ser inferior a 25% da capacidade de curto circuito do alimentador no ponto de conexão.

Fonte: Ismael et al. (2019)

Como observado, existe uma extensa gama de estudos sobre o tema da capacidade de hospedagem. Vários estudos foram apresentados e vários outros estão em curso para que se possa aumentar a capacidade das redes sem prejudicar o seu desempenho. Tal relevância é facilmente justificada pelo aumento significativo dos sistemas fotovoltaicos ao redor do mundo. De acordo com o documento da Agência Internacional de Energia (IEA sigla em inglês), estima-se que a partir de 2022 a fonte solar baterá recordes de implantação ano após ano (IEA, 2020).

### 3 MODELAGEM EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO

Neste capítulo serão abordados alguns conceitos sobre linhas de transmissão, dos sistemas de distribuição de energia, bem como uma abordagem sobre o modelamento das redes de distribuição. Tais abordagens são fundamentais para a modelagem e estudo da capacidade de hospedagem em redes de distribuição.

#### 3.1 Sistemas de distribuição de energia elétrica

O sistema elétrico de potência se caracteriza pela geração, transmissão e distribuição de energia elétrica. Na geração, formas de energia como a hidráulica, mecânica, solar fotovoltaica, por exemplo, são convertidas em energia elétrica. Na transmissão a energia elétrica é transportada dos centros de produção até os centros de consumo. A distribuição é o segmento do setor elétrico dedicado ao fornecimento de energia elétrica aos usuários tanto de grande quanto aos de médio e pequeno portes, com segurança, qualidade adequada e a qualquer momento (KAGAN, 2005).

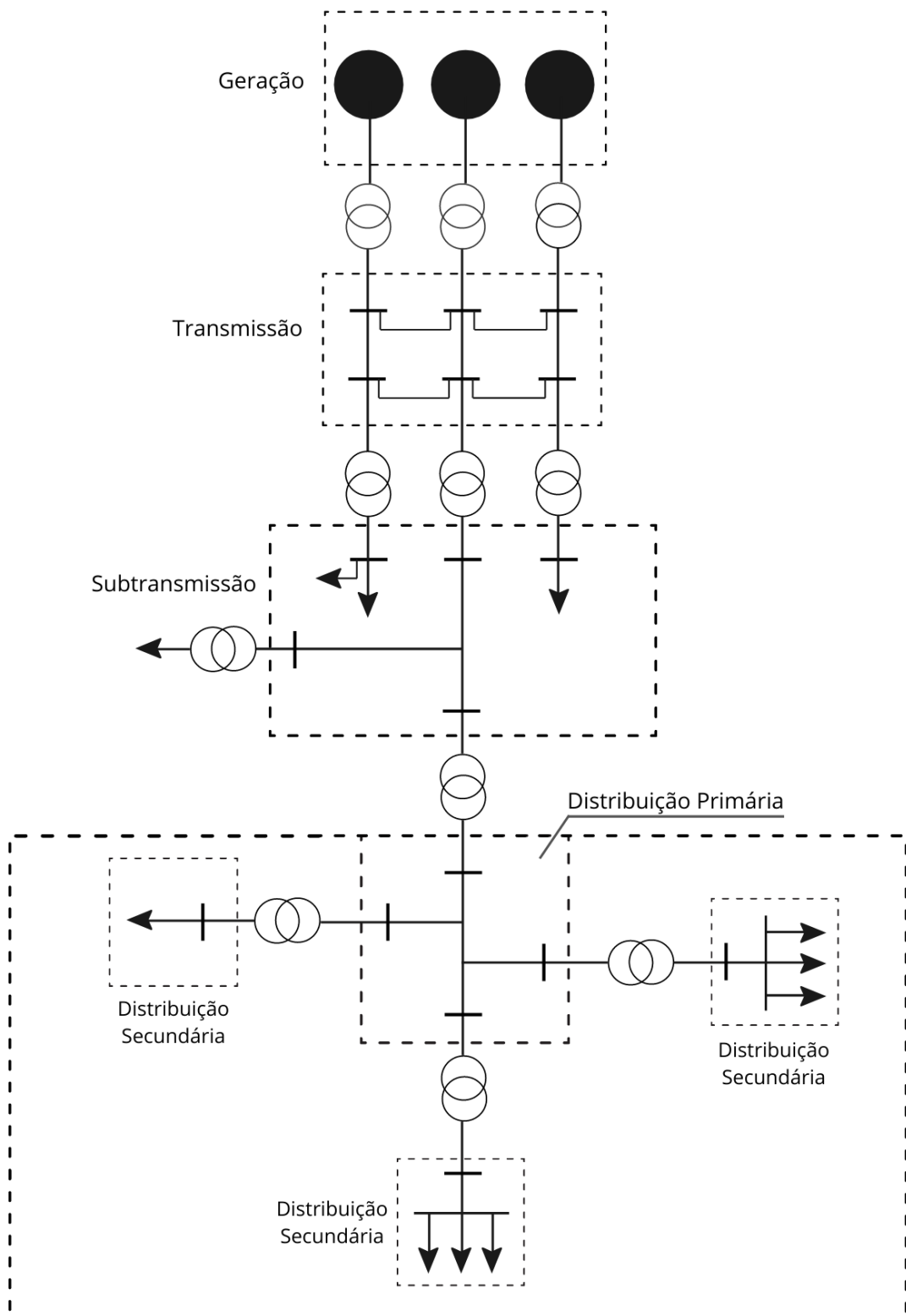
Segundo a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), o sistema de distribuição é composto pela rede elétrica e pelo conjunto de instalações e equipamentos elétricos que operam em diferentes níveis de tensão. Todo o sistema de distribuição de energia elétrica e seus componentes operam com tensões inferiores a 230kV. Algumas terminologias são empregadas para cada faixa de tensão do sistema. Tensões compreendidas entre 69kV e 230kV são definidas como alta tensão (AT). Tensões maiores que 1kV e inferiores a 69kV são consideradas como média tensão (MT). A baixa tensão (BT) compreende tensões inferiores a 1 kV.

O sistema elétrico de potência (SEP) pode ser resumido pela Figura 3.1, sem a representação de dispositivos de manobra, proteção e controle.

O sistema de distribuição de energia elétrica possui elementos responsáveis pela interface entre as linhas de transmissão e os consumidores. De acordo com Kagan (2005), a estrutura de distribuição é subdividida em sistema de subtransmissão, subestações de distribuição, sistemas de distribuição primária, estações transformadoras e sistema de distribuição secundária. De acordo com ANEEL (2011), as tensões padronizadas para transmissão e subtransmissão são: 750; 500; 230; 138; 69; 34,5 e 13,8 kV.

O sistema de subtransmissão é um conjunto de linhas e subestações, responsável por transferir a energia proveniente das estações de subtransmissão para as subestações de distribuição. O sistema de subtransmissão pode operar com configuração radial com a possibilidade

Figura 3.1 – Modelo de sistema elétrico de potência (SEP)



Fonte: Adaptado de Kagan (2005)

de transferência de blocos de carga em caso de contingência. Podem operar também em malha, sempre com cuidados especiais referentes à proteção e controle do sistema.

As subestações de distribuição são responsáveis por receber a energia proveniente da subtransmissão e reduzir as tensões a níveis padronizados e compatíveis com as redes de distribuição primária. Elas estão localizadas próximas às redes de distribuição primária, ou seja, geralmente encontram-se dentro ou bem próximas das cidades. Os níveis de tensão padronizados nas subestações de distribuição são de 34,5 e 13,8kV, conforme ANEEL (2011). Existem diversas configurações e arranjos possíveis para as subestações, que variam de acordo com a potência instalada em cada uma.

A rede de distribuição primária é constituída por circuitos trifásicos, geralmente a três fios e operam de forma radial no caso da distribuição aérea e possuem também a possibilidade de operação em contingência. Tais redes são capazes de operar com o transporte de 12MVA de potência, limitado a 8MVA em caso de necessidade de transferência de blocos entre alimentadores (KAGAN, 2005). As redes primárias são responsáveis por alimentar os consumidores de grande porte, conhecidos como consumidores primários e alimenta também os transformadores de distribuição que são os responsáveis pelo fornecimento de energia das redes secundárias.

A estações transformadoras são constituídas por transformadores conectados à rede de distribuição primária, cuja função é reduzir a tensão, geralmente em 13,8kV para as tensões padronizadas em redes públicas. As tensões de 380/220V e 220/127V, são padronizadas para as redes trifásicas e as tensões de 440/220V e 254/127V, em redes monofásicas (ANEEL, 2011). Os transformadores possuem para-raios, elos fusíveis para a proteção contra sobrecorrentes e surtos provenientes de descargas atmosféricas. O primário é conectado em triângulo/delta ( $\Delta$ ) e o secundário é conectado em estrela (Y) com o neutro aterrado (KAGAN, 2005). A potência dos transformadores é padronizada e depende do tipo, se monofásico ou trifásico. As potências variam de 5kVA a 300kVA.

A rede de distribuição secundária deriva das estações transformadoras e a tensão de operação é padronizada em 380/220V e 220/127V. Sua configuração pode ser de forma radial ou em malha e supre os consumidores residenciais, comércio e pequenas indústrias. Por transferir pequena quantidade de potência, da ordem de dezenas de kVA's quando comparadas às linhas de transmissão, a rede de distribuição não conta usualmente com recurso de contingência (KAGAN, 2005).

A seguir serão apresentados os principais aspectos de modelagem de linhas de transmissão e sua relação com a modelagem em sistemas de distribuição. Para tanto, serão consideradas as particularidades dos mesmos. O objetivo da próxima sessão é apresentar alguns conceitos e características dos componentes elétricos que compõe o sistema de transmissão e de distribuição para implementação da modelagem e posterior estudo da capacidade de hospedagem. Ressalta-se que não é o objetivo a apresentação dos cálculos das linhas de transmissão e nem a apresentação detalhada de suas matrizes de impedâncias.

### 3.2 Linhas de transmissão e modelagem de sistemas de distribuição

Os modelos matemáticos das linhas de transmissão e distribuição descrevem o sistema elétrico considerando todos os elementos que os compõe. As linhas de transmissão são modeladas por suas matrizes de parâmetros unitários, impedância longitudinal, admitância transversal, dentre outros. Os sistemas de distribuição são modelados a partir do tipo de rede, características dos cabos, transformadores, dentre outros.

As linhas de transmissão possuem diversos conceitos e características aplicáveis aos sistemas de distribuição, no entanto, pelo fato dos sistemas de distribuição serem considerados como linhas curtas, frente às linhas de transmissão, algumas características podem ou não ser consideradas, conforme Pereira (2015). Este autor aborda algumas classificações para as linhas de transmissão considerando sua extensão. São classificadas como longas, médias e curtas. Para frequência de 60Hz, as linhas de até 80km são consideradas curtas, entre 80km e 240km são consideradas médias e acima de 240km são consideradas longas. Tais parâmetros não são absolutos e servem de orientação, pois, estão ligados aos fatores de correção da impedância e da admitância. Para entender os fatores de correção, primeiramente é preciso verificar os possíveis circuitos equivalentes para uma linha de transmissão, apresentados na Figura 3.2.

Pereira (2015) elabora um exemplo prático de cálculo dos fatores de correção da impedância série e da admitância paralela em uma linha trifásica com 370km de extensão, frequência nominal 60Hz e tensão nominal de 215kV. A Tabela 3.1 apresenta os fatores de correção calculados neste exemplo.

Tabela 3.1 – Fatores de correção da impedância e admitância em uma linha trifásica

(km)	Fator de correção da impedância	Fator de correção da admitância
80	0,9983	1,0009

Tabela 3.1 – Fatores de correção da impedância e admitância em uma linha trifásica

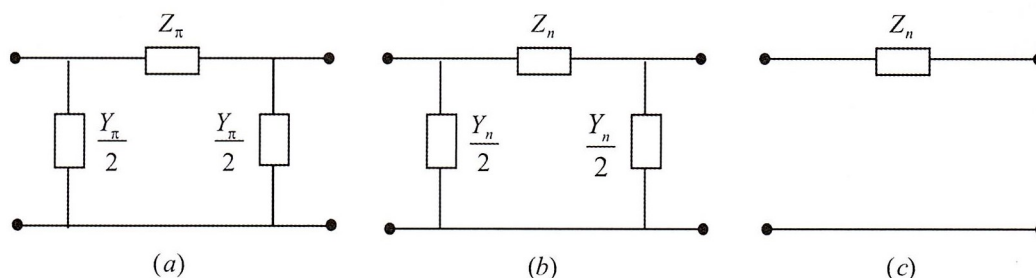
(km)	Fator de correção da impedância	Fator de correção da admitância
240	0,9844	1,0079
370	0,9631	1,0191

Fonte: Pereira (2015)

A Tabela 3.1 apresenta claramente que, quanto maior a extensão da LT, os erros da admitância e principalmente da impedância passam a ser consideráveis. Considerando a linha real de 370km os erros superam 3%. Já para 240km, os erros ficam próximos a 2% e para 80km o erro é ainda menor. Tal análise implica que esses fatores de correção podem ser desconsiderados para linhas curtas, ao mesmo tempo em que demonstra a possível aplicação do circuito  $\pi$  nominal ao posto do circuito  $\pi$  equivalente. Para linhas de baixa tensão, as admitâncias paralelas também podem ser desconsideradas por serem extremamente pequenas. Neste caso, resulta no modelo impedância série ou RL série de LT's (PEREIRA, 2015).

Os modelos obtidos podem ser utilizados principalmente no estudo de fluxo de potência para verificação das condições de operação do sistema. Os sistemas de distribuição serão modelados neste trabalho como impedância série, conforme Figura 3.2 (c), por se tratar de linhas curtas. Portanto, não serão aplicadas correções às impedâncias série e a impedância paralela será desconsiderada.

Figura 3.2 – (a) Modelo  $\pi$  equivalente para LT's longas. (b) Modelo  $\pi$  nominal para LT's médias e (c) impedância série para LT's curtas



Fonte: Pereira (2015)

### 3.3 Componentes e modelagem de um sistema de distribuição

As redes de distribuição são complexas e possuem diversas características além de um alto volume de dados. Muitas vezes é inviável representar todas as particularidades da rede como localidade, perfil de carga específico, dentre outros. Entretanto, existem diversos trabalhos feitos com relação à modelagem de sistemas de distribuição, similares à Ribeiro et al. (2020).

Os modelos e algoritmos desenvolvidos ao longo dos anos para analisar circuitos elétricos restringiam-se às redes de transmissão e eram denominados Sistemas de Gestão de Energia (SGE). A aplicação desses algoritmos aos sistemas de distribuição resultou em redução da eficiência dos cálculos e a falta de convergência das soluções. Nos últimos anos, algoritmos e modelos especializados para redes de distribuição foram desenvolvidos e são chamados de Sistemas de Gerenciamento de Distribuição (SGD). As características específicas dos sistemas de distribuição, como natureza radial, grande dimensão do sistema, alto valor das relações X/R e medições reduzidas, são abordadas pelo SGD (RAMACHANDRAN, 2011).

Um modelo da rede de distribuição consiste na representação monofásica e polifásica da rede com detalhes de diferentes componentes como linhas, cabos, transformadores e reguladores. Segundo Kagan (2005) e Quinn e Ross (2008), algumas características dos componentes que compõe o sistema de distribuição e também das estações transformadoras devem ser observadas. As principais características necessárias para modelagem dos sistemas de distribuição são:

- **Tipo de rede:** representa se o sistema é monofásico, bifásico e trifásico. A localização de alimentadores e redes secundárias permite que a rede seja representada com precisão dentro do ambiente de modelagem. Alguns alimentadores secundários podem andar lado

a lado em redes subterrâneas e é importante ter um layout que ilustre os caminhos dos cabos primário e secundário para garantir que a topologia do modelo esteja correta;

- **Características dos cabos alimentadores:** a impedância, a configuração/disposição dos cabos nos trechos, ampacidade, tensão, comprimentos, raio médio geométrico, máxima corrente admissível, modelo e fabricante dos cabos, são alguns dos parâmetros necessários para o modelo. Se o cabo é impróprio, os dados utilizados poderão afetar significativamente os resultados de análise de contingência ou queda de tensão;
- **Mapas de roteamento e localização geográfica:** mapas de roteamento do primário e secundário, planilhas de roteamento do alimentador, desenhos ou outros diagramas de rede que identifiquem a localização da rede primária, estações transformadoras e da rede secundária permitem que a rede seja representada com precisão dentro do ambiente de modelagem;
- **Dados do transformador:** valores de impedância do transformador, relação X/R, potência nominal, potência de base, tensão de base do primário e secundário, a taxa do TAP e a impedância de aterramento, são parâmetros necessários para o modelo. Falsos dados ou dados errôneos do transformador podem indicar falsa sobrecarga térmica ou carregamento do cabo secundário durante a análise de contingência ou queda de tensão;
- **Demanda máxima:** verificar a demanda máxima que o circuito comporta também é um dado relevante na modelagem da rede de distribuição para definição da máxima capacidade de condução de corrente no circuito.
- **Perfis de carga:** o tipo de consumo é importante para determinar a quantidade de potência ativa e reativa absorvida da rede secundária;
- **Dispositivos de proteção:** dados dos dispositivos de proteção e comutação (fusíveis, interruptores, limitadores de corrente, protetores de rede e para-raios) - corrente nominal, tensão nominal e classificações de interrupção são parâmetros que podem ser necessários para modelar os dispositivos de proteção.

A seguir serão detalhadas as principais características avaliadas para realizar a modelagem de sistemas de distribuição. Dessa forma, serão apresentados os itens de modelagem da rede de distribuição em si, com foco no modelo da rede, dos transformadores, da carga e de

sistemas de geração fotovoltaicas. Como estudos de proteção não fazem parte do escopo do trabalho, estes não serão detalhados.

### **3.3.1 Modelo da Rede**

As redes de distribuição a serem modeladas serão implementadas utilizando o modelo para linhas de transmissão curtas, ou seja, impedância série como mostrado na Figura 3.2 (c). São de linhas de percurso inferior a 80km e a distância máxima da linhas de maior extensão não ultrapassa 5km de comprimento.

### **3.3.2 Modelo dos Transformadores**

Os transformadores são representados por sua impedância série equivalente sempre que relação das potências e tensões de base entre primário e secundário coincidam com seus valores nominais. Tal situação implica em dizer que o transformador está operando em seu Tap nominal. Caso esteja fora desta condição, a igualdade entre tensões de base e nominais deixa de existir e a modelagem fica mais complexa. Em alguns casos esta representação não fica conveniente e a modelagem é feita utilizando o modelo  $\pi$  equivalente (KAGAN, 2005). Para a modelagem dos transformadores nos estudos de caso deste trabalho, não estão sendo consideradas as perdas de magnetização do transformador, portanto o ramo magnetizante é desconsiderando e apenas a impedância série é avaliada.

### **3.3.3 Modelo da Carga**

É uma prática comum definir cargas como corrente constante, impedância constante ou potência constante. Na carga de potência constante, potência ativa e reativa são invariantes com o valor da tensão, ou seja, independente da tensão da rede, a potência absorvida pela carga é constante. Fazem parte deste grupo cargas os motores de indução, circuitos eletrônicos regulados (alguns tipo de lâmpadas LED e fontes chaveadas), entre outros. Na carga de corrente constante, a intensidade de corrente absorvida e o ângulo não se alteram com a variação da tensão. Fazem parte deste grupo cargas como lâmpadas de descarga e fluorescentes e fornos a arco. Na carga de impedância constante, a impedância se mantém e é obtida a partir das potências ativas e reativas absorvidas pela carga. Fazem parte deste grupo, cargas capacitivas e equipamentos de aquecimento (KAGAN, 2005).

O modelo de carga adotado neste trabalho, toma como base o STDE-IEEE e representa as cargas como cargas de potência constante. Além disso, é muito importante diferenciar o modelo da carga com o perfil de carga. O modelo trata do tipo da carga enquanto o perfil de carga, trata de como a energia é consumida.

### 3.3.3.1 Perfis de carga

Os perfis de carga são características comuns entre grupos de consumidores e permitem uma avaliação generalizada sobre a carga consumida. A partir de características comuns entre consumidores da rede, podemos traçar perfis de carga. Tal observação é possível graças ao agrupamento de consumidores com características comuns observadas em parâmetros que se dividem entre: locais, de sensibilidade de fornecimento, de simetria do consumo, de tarifação e de tensão de fornecimento (RAMACHANDRAN, 2011).

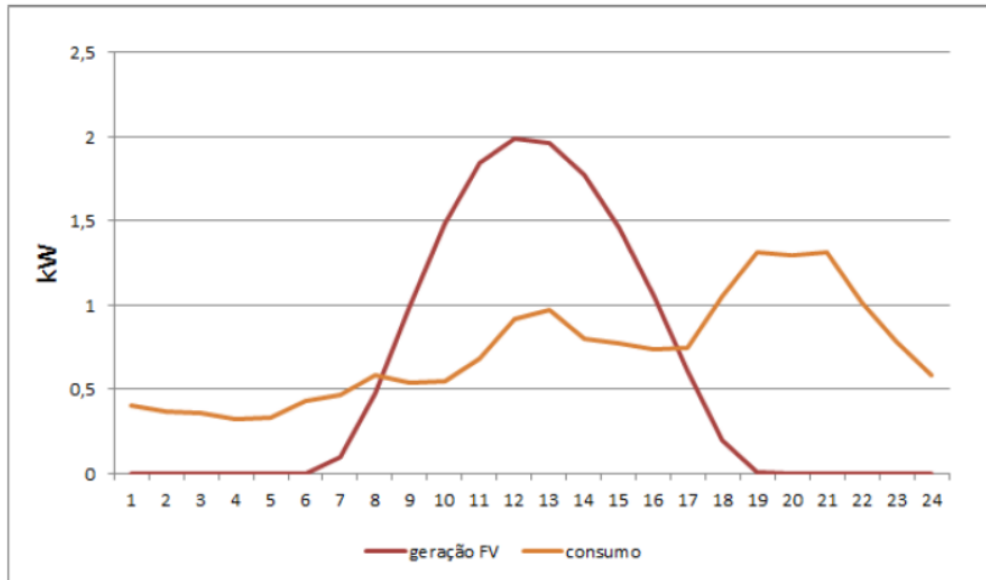
A localização de uma propriedade na zona rural segue um comportamento diferente quando comparado ao de um morador de centros urbanos. De forma análoga, áreas hospitalares podem apresentar perfis de carga completamente aleatórios, porém alta sensibilidade, ou seja, em poucos minutos podem apresentar grandes perdas em casos de corte do fornecimento elétrico, ao contrário de residências, cujas perdas se somam a partir de horas sem energia. Simetrias podem ser observadas ao longo de um mesmo dia, devido a processos industriais criteriosamente estabelecidos, ou de determinadas épocas do ano, pela diferença de atividades de uma casa entre o período letivo e as férias de final de ano. A mesma casa que fica vazia durante as férias recebe uma tensão diferente da tensão disponibilizada pelo mercado que a abastece, analogamente, ambas são tarifadas de forma diferenciada (ANEEL, 2017).

Estudar estes perfis de carga é fundamental para determinar parâmetros que influenciam a qualidade do suprimento elétrico, sua susceptibilidade a variações de tensão, corrente, harmônicos e interferências. A sensibilidade da rede elétrica está diretamente ligada ao potencial de incorporação de geração distribuída, uma vez que a injeção de potência é de caráter intermitente e não programável.

Em um estudo realizado pela ANEEL (2017), levantou-se o perfil de consumo residencial e comercial em conjunto com o perfil da geração solar fotovoltaica. Os resultados são apresentados, na forma de curvas, na Figura 3.3 e na Figura 3.4, respectivamente.

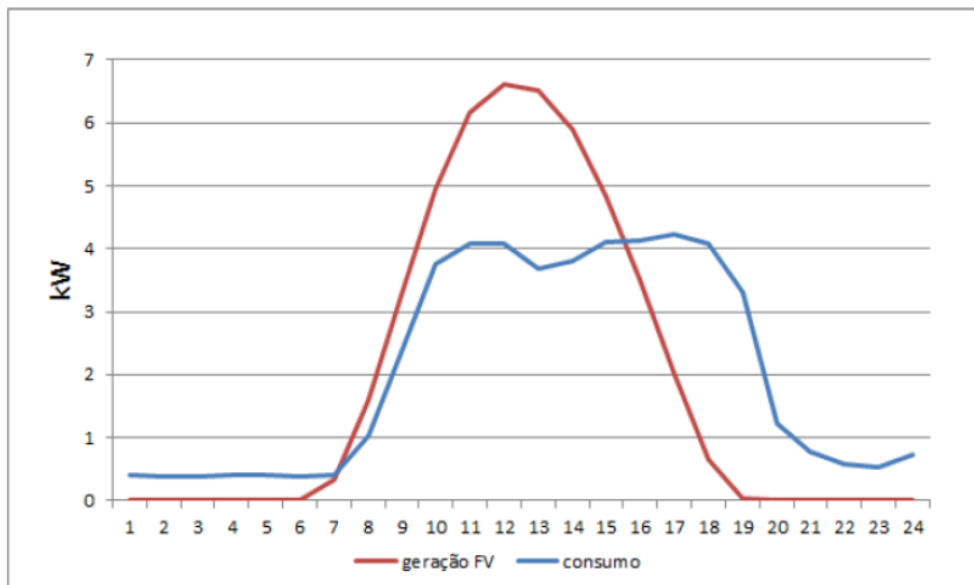
O perfil de consumo residencial possui pico de consumo entre 17h e 22h, ou seja, o maior consumo ocorre fora do horário de geração e como mostra a Figura 3.3 as curvas não são coincidentes. Já o perfil de consumo comercial é mais homogêneo e constante ao longo do dia.

Figura 3.3 – Consumo residencial versus a geração solar fotovoltaica



Fonte: ANEEL (2017)

Figura 3.4 – Consumo comercial versus a geração solar fotovoltaica



Fonte: ANEEL (2017)

### 3.3.4 Modelo do Sistema de Geração Fotovoltaico

As principais fontes de GD na rede de distribuição, como a fotovoltaica (FV) e a eólica, possuem características peculiares que trazem ao planejamento do sistema de distribuição alguns desafios técnicos conforme descrito anteriormente. O modo como a modelagem das novas redes de distribuição é tratada também mudou nos últimos tempos. Ferramentas poderosas de análise de sistemas de distribuição com modelos de GD foram desenvolvidas.

Neste trabalho, foi considerado que todas as unidades solares fotovoltaicas instaladas fornecem energia ativa com fator de potência unitário, o que está em conformidade com IEEE (2003). Na prática, a saída de um inversor solar não atinge seu valor nominal mesmo quando a irradiância incidente nos módulos fotovoltaicos é máxima. Esta incompatibilidade é normalmente evitada aumentando a capacidade de módulos do sistema para ser maior do que a capacidade do inversor, introduzindo uma razão de projeto CC/CA de 1,2 (Chathurangi et al., 2019). No entanto, considerando a prática do mercado solar fotovoltaico local, esta razão chega a valores superiores, portanto, a razão CC/CA de 1 foi utilizada na modelagem dos sistemas fotovoltaicos.

### 3.4 Fluxo de Potência em Sistemas de Distribuição

A distribuição do fluxo de potência é uma das funções mais importantes de um SGD. Como um sistema de distribuição é vasto, os erros nas soluções de fluxo de potência são influenciados por um grande número de parâmetros. Os métodos Ladder, de soma de potências e soma de correntes são comumente utilizados para obter soluções de fluxo de potência para os sistemas de distribuição.

Ramachandran (2011) apresentou o resultado de um estudo específico para os algoritmos citados anteriormente. Os resultados indicaram que em níveis elevados de carga do sistema, o método de soma de potência teve um desempenho melhor. O método Ladder tem limitação na profundidade do subalimentador do sistema, pois cada análise do subalimentador requer iterações separadas. Para sistemas com consumo elevado, o método de soma de potências foi válido, bem como o método de soma de correntes.

Além disso, os resultados do fluxo de potência de um sistema de teste com modelos balanceados e desacoplados foram comparados com modelos polifásicos desbalanceados para mostrar diferenças significativas. Observou-se que o erro de aproximação de um sistema ba-

lanceado aumenta com o nível de carga, portanto, é importante usar uma modelagem polifásica desbalanceada para aplicações operacionais, em especial nos cenários de cargas elevadas, bem como controle de Volt/Var e restauração de serviço.

Alguns dos desafios da modelagem fornecem uma boa visão dos problemas enfrentados pelos estudos interoperáveis para ferramentas de análise do sistema de distribuição. Diversas são as ferramentas utilizadas em estudos de fluxo de potência e capacidade de hospedagem, como CYMDIST, AREVA DMS, ABB e o OpenDSS. O OpenDSS é uma ferramenta de análise de sistemas de distribuição que possui modelos de GD. O OpenDSS é um *software* de código aberto que vem sendo utilizado por diversos pesquisadores em todo o mundo. No apêndice C, são abordadas algumas características de modelamento no OpenDSS.

## 4 ESTUDO DE CAPACIDADE DE HOSPEDAGEM NO SISTEMA TESTE DE DISTRIBUIÇÃO EUROPEU DO IEEE

Este capítulo apresenta as características e a modelagem do *IEEE European Low Voltage Test Feeder*, aqui chamado de Sistema Teste de Distribuição Europeu do IEEE (STDE-IEEE), utilizando o *software* OpenDSS. O modelo deste sistema no OpenDSS está disponível *online* em IEEE PES AMPS DSAS Working Group (2016). O STDE-IEEE é escolhido como caso base para estudo neste trabalho. O objetivo é explorar os conceitos de modelagem de sistemas de distribuição utilizando o *software* OpenDSS para que estes sejam então replicados ou adaptados na modelagem da rede elétrica de distribuição da Universidade Federal de Lavras.

Os conceitos de capacidade de hospedagem foram explorados aplicando a metodologia determinística apresentada no artigo Ebe et al. (2017). De acordo com os autores, a avaliação dos piores cenários ajuda a compreender as análises da capacidade máxima de penetração de sistemas de geração solar fotovoltaica em sistemas de distribuição de energia. Para o desenvolvimento de cenários em redes de baixa tensão e de acordo com suas conclusões, Ebe et al. (2017) fornece uma faixa representativa da capacidade de hospedagem da rede, que cobre cenários mais extremos, bem como um cenário moderado.

Para tanto, nos tópicos a seguir serão apresentadas algumas restrições que serão aplicadas ao STDE-IEEE para viabilizar os estudos propostos. Vale salientar que o objetivo dos estudos apresentados nesta sessão é compreender o modelo do STDE-IEEE, bem como as simulações de fluxo de potência por meio do *software* OpenDSS.

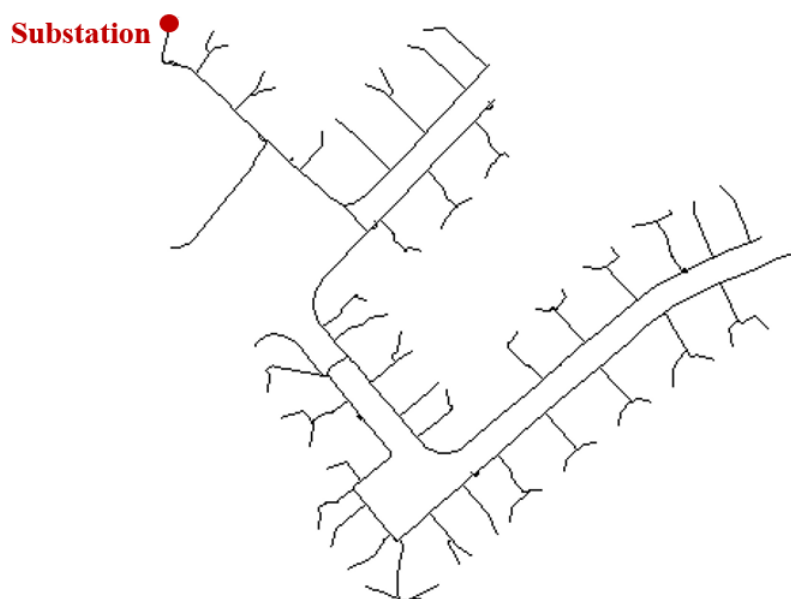
### 4.1 Características do Sistema Teste de Distribuição Europeu do IEEE

O objetivo do STDE-IEEE é fornecer uma referência de estudo para os alimentadores de baixa tensão, comuns na Europa, e seus comportamentos de médio a longo prazo (IEEE PES AMPS DSAS Working Group, 2016).

O sistema é um alimentador radial com frequência de 50 Hz, conectado na média tensão (MT) através de um transformador alocado na subestação. O transformador reduz a tensão de 11kV para 416V. O sistema teste é mostrado na Figura 4.1, onde o círculo vermelho representa o transformador de distribuição.

O sistema em média tensão (MT) é modelado como uma fonte de tensão com uma impedância série e é especificada por correntes de curto circuito.

Figura 4.1 – Topologia do alimentador teste do IEEE



Fonte: IEEE PES AMPS DSAS Working Group (2016)

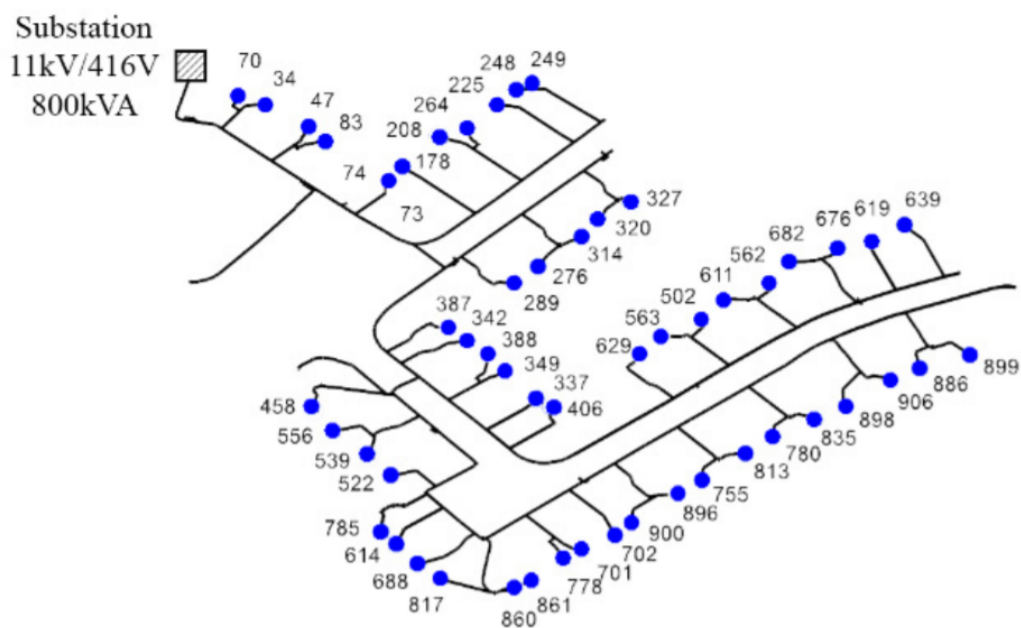
O transformador trifásico na subestação tem uma potência nominal de 0,8MVA, tensões nominais de 11/0,416 kV e uma conexão delta/estrela aterrada (DYN0). A resistência e a reatância dos enrolamentos são 0,4% e 4% (usando a potência de base em kVA e a tensão em kV do enrolamento de alta tensão), respectivamente. Os dados do transformador também são fornecidos pelo modelo.

As linhas de distribuição são definidas por códigos de linha e seu comprimento. Os códigos de linha são especificados por impedâncias e admitâncias de sequência positiva e zero.

As cargas são modeladas como PQ constantes. Para cada carga, a base é especificada usando sua potência em kW e o fator de potência (FP). O perfil de cada carga está vinculado a um arquivo .csv ou .txt, vinculado ao *script* do programa principal.

A Figura 4.2 mostra um modelo representativo da topologia da rede e a localização dos nós onde estão alocadas as 55 cargas do modelo STDE-IEEE. Os nós estão enumerados conforme dados fornecidos no modelo.

Figura 4.2 – Diagrama do alimentador europeu IEEE, denotando o número de cada nó



Fonte: Nousdilis et al. (2017)

#### 4.2 Restrições aplicadas ao STDE-IEEE em relação aos dados fornecidos ao OpenDSS

Conforme observado na revisão da literatura, várias metodologias para a quantificação da capacidade de hospedagem em redes de baixa tensão foram desenvolvidas e analisadas. A metodologia a ser empregada neste trabalho será a determinística. Neste método os dados de entrada são fixos, conhecidos e são aplicados a um modelo para a análise dos impactos da rede de energia elétrica de baixa tensão. Neste caso a variável independente é a capacidade instalada total de energia solar fotovoltaica em uma determinada área da rede de distribuição em estudo. Métodos determinísticos utilizam a análise de fluxo de potência tradicional como ferramenta de análise (MULENGA; BOLLEN; ETHERDEN, 2020).

O modelo completo do STDE-IEEE possui 906 (novecentos e seis) nós, 1 (uma) barra, 55 (cinquenta e cinco) perfis de carga e 1 (um) transformador localizado na subestação, além disso, esse modelo fornece séries temporais para os 55 perfis de cargas do alimentador com uma resolução de um minuto em um período de um dia. Tendo estas características em vista, algumas modificações serão necessárias nos dados originais para compatibilizá-lo com a metodologia determinística adotada. Dentre as modificações estão inclusas:

- a) a mudança nos perfis de carga, para que representem cargas fixas e não séries temporais.

Para tanto, selecionou-se a potência consumida no horário do meio dia, em cada um

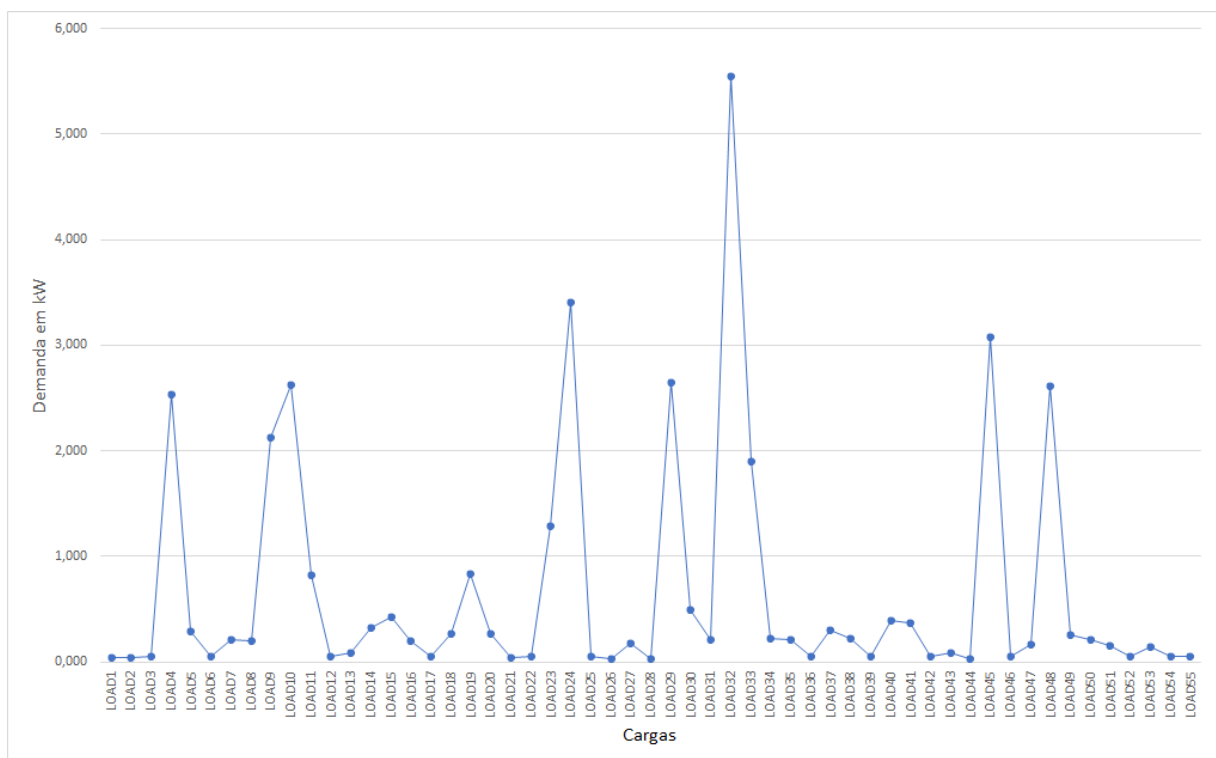
dos 55 perfis de carga. Isso porque, este horário retratou o cenário de maior geração fotovoltaica;

- b) a inserção de fontes de geração fotovoltaicas, modeladas como cargas negativas PQ constante, representando o pico de geração para dada instalação.

Observa-se que no STDE-IEEE os cabos são modelados por suas impedâncias série, sendo desprezados os efeitos capacitivos devido ao tamanho reduzido da linha.

Para caracterização das potências das cargas de acordo com o critério adotado, foi selecionado o valor de demanda de cada uma delas no horário das 12h e o fator de potência foi mantido em 0,95 conforme dado original. A Figura 4.3 mostra as potências definidas para as cargas do STDE-IEEE. As demais características dessas cargas são apresentadas na Tabela 1 no Apêndice A. Cabe ressaltar que, foram mantidos os nós, a fase, a tensão base, o fator de potência e a localização das cargas.

Figura 4.3 – Potências das cargas ao meio dia



Fonte: Do autor (2021)

### 4.3 Metodologia para estudo da Capacidade de Hospedagem

A principal premissa para este estudo é que todo consumidor do STDE-IEEE irá instalar um sistema fotovoltaico com uma determinada capacidade, tornando-se assim um prosumidor e passando a interagir ativamente com o alimentador.

O estudo da capacidade de hospedagem do STDE-IEEE foi realizada de acordo com metodologia proposta em Ebe et al. (2017), buscando obter uma faixa representativa de capacidade de hospedagem que atenda tanto cenários extremos quanto cenários moderados. De acordo com os autores, foram apresentados métodos determinísticos considerando um aumento do potencial de instalação baseado em regras do Fator de Utilização de geração fotovoltaica (FU). Os autores definiram o Fator de Utilização como sendo um percentual da capacidade máxima de GD que pode ser instalada naquele nó, com base na área de telhado disponível. A metodologia apresentada para estudo da capacidade de hospedagem por métodos determinísticos, seguem as seguintes regras (Ebe et al., 2017):

1. **Análise da Topologia da Rede:** os nós serão classificados hierarquicamente de acordo com a sua distância (em metros) em relação ao alimentador principal;
2. **Incremento do Fator de Utilização:** o fator de utilização é incrementado gradativamente a cada iteração, até que atinja o valor máximo de GD um dado nó. Caso nenhum limite avaliado tenha sido atingido, segue-se para o próximo nó de acordo com hierarquia adotada, podendo seguir os seguintes critérios:
  - (a) Aumento da GD para frente (*Forward PV increase*): a instalação dos sistemas de geração começa no nó mais próximo do secundário do transformador principal e o FU aumenta a cada iteração, avançando para os nós mais distantes do transformador principal até que a capacidade máxima seja atingida;
  - (b) Aumento da GD de forma reversa (*Backward PV increase*): a instalação dos sistemas de geração começa no nó mais distante do secundário do transformador principal e o FU aumenta a cada iteração avançando para os nós mais próximos do transformador principal até que a capacidade máxima seja atingida;
  - (c) Aumento da GD em igualdade (*Even PV increase*): o mesmo FU é definido para todas as potências de GD. Este é aumentado gradativamente e em igualdade, para todos os nós.

3. **Cálculo do Fluxo de Potência:** o fluxo de potência do sistema é recalculado para cada iteração a medida que a quantidade potencial de GD aumenta;
4. **Teste de Violação dos Limites da Rede:** os resultados do fluxo de potência são verificados a cada iteração até que o limite de operação definido seja atingido.

Na etapa de análise da topologia do STDE-IEEE, os nós foram classificados em função de sua distância em relação ao alimentador principal e foram apresentados na Tabela 1, do Apêndice A. De acordo com esta Tabela e com a Figura 4.2, os nós mais próximos ao secundário do transformador da subestação foram os nós 34, 70 e 47, com distâncias de 29, 31 e 42 metros, respectivamente. Por outro lado, os nós mais distantes do secundário do transformador foram os nós 899, 886 e 898 com distâncias de 289, 287 e 275 metros.

Já para execução da etapa do incremento do Fator de Utilização, foi necessário primeiramente definir a capacidade máxima de instalação geração fotovoltaica ( $GD_{max}$ ) de cada nó. Neste caso, não foi possível utilizar a mesma metodologia empregada por Ebe et al. (2017), pois não haviam dados sobre a área de telhado disponível para cada instalação de GD. Levando isto em consideração, foi definida uma equação para cálculo da potência de geração solar fotovoltaica, com capacidade de geração igual ao consumo mensal das cargas de cada nó em questão.

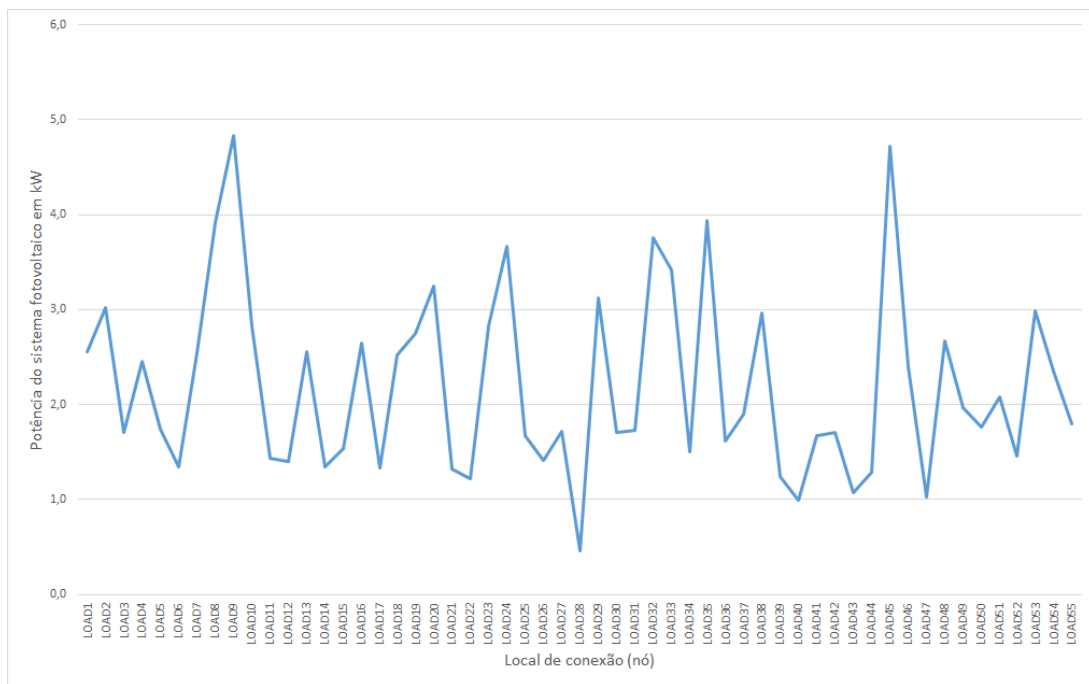
Como o dimensionamento de sistemas fotovoltaicos não é o foco deste trabalho, foram obtidos em PVGIS (2016) os dados de irradiância da cidade europeia de Turim, na Itália, como referência para o cálculo. Desta forma, a potência nominal da geração para cada nó foi calculada conforme CRESEB (2014):

$$GD_{inst} = \frac{C_{dia}}{HSP * PR} \quad (4.1)$$

onde,  $GD_{inst}$  é o potencial de geração solar fotovoltaica dimensionado para um dado nó ( $n$ );  $C_{dia}$  é o consumo em kWh diário da carga conectada em um dado nó ( $n$ ), HSP é a quantidade de horas de sol pleno diário e PR é o fator que representa perdas como sujeira, degradação dos módulos, perdas nos cabos, dentre outros. Para efeito de cálculo, tais perdas serão desconsideradas. Devido a alta variação de irradiação solar no território europeu, optou-se por escolher um HSP mais baixo, que resultaria em um cenário com maiores picos de geração em menor intervalo de tempo. Além disso, o autor possui experiência prévia em projetos de sistema de geração fotovoltaica na cidade de Turim, Itália (SUNSLICE, 2014). Para a cidade de Turim o valor de

HSP obtido em PVGIS (2016) é equivalente a 4. A Figura 4.4 mostra as potências de geração solar fotovoltaica calculada para cada nó a partir da equação 4.1. A Tabela 2 do Apêndice A, apresenta os dados de forma mais detalhada.

Figura 4.4 – Capacidade máxima de geração FV para cada nó do STDE-IEEE

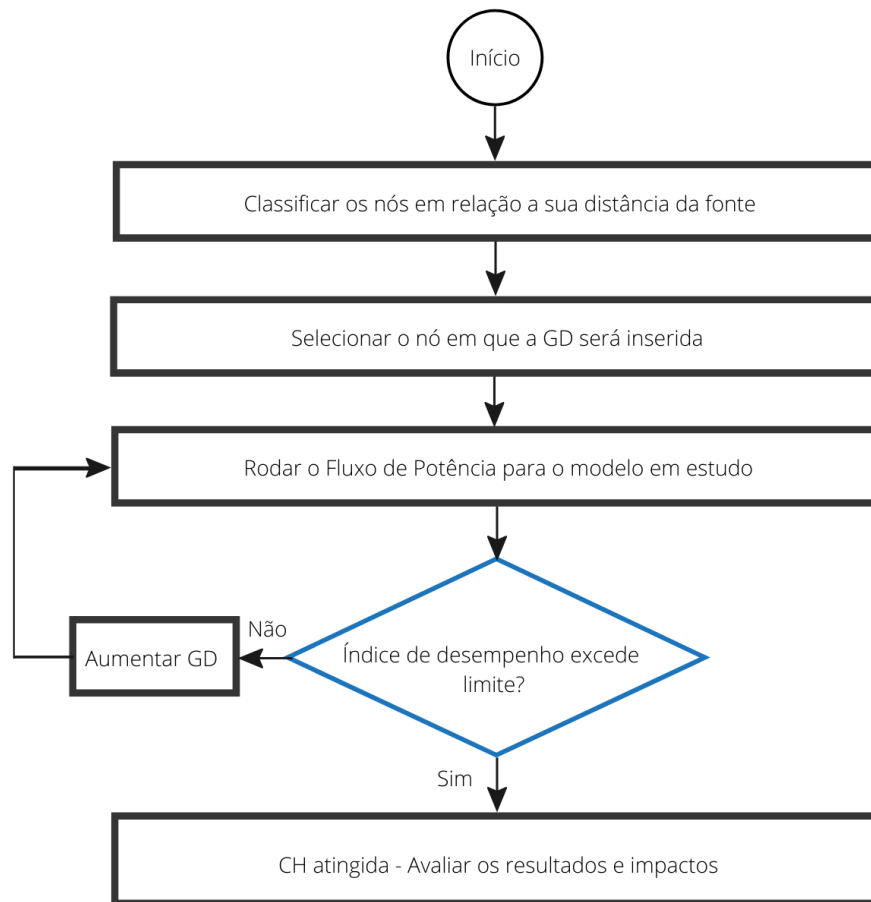


Fonte: Do autor (2021)

Em seguida, o fluxo de potência foi calculado e os níveis de tensão avaliados. O índice de desempenho principal utilizado neste trabalho, que irá limitar a capacidade de hospedagem, foi a tensão. Caso todos níveis de tensão estejam dentro dos limites preestabelecidos, a quantidade de geração fotovoltaica no STDE-IEEE será incrementada. Quando qualquer um dos níveis cruzar o limite máximo de tensão, então a potência total instalada será a capacidade de hospedagem daquele sistema.

Toda metodologia descrita anteriormente também é representada no fluxograma da Figura 4.5.

Figura 4.5 – Fluxograma metodologia da CH das barras do sistema STD-IEEE



Fonte: Do autor (2021)

#### 4.4 Resultados e Discussões

Serão apresentados nesta sessão os resultados dos estudos de fluxo de potência obtidos após aplicação da metodologia descrita anteriormente. Lembrando que a potência de cada geração foi calculada através da equação 4.1 e foi definida como  $GD_{inst}$ . Os seguintes cenários são avaliados:

- a) **Cenário 1 - Operação sem GD:** é feito o estudo de fluxo de potência de todo o sistema apenas com as cargas, ou seja, nenhum sistema fotovoltaico foi inserido. Este cenário representa a operação do STDE-IEEE para o horário escolhido (12 horas), sem inserção de GD;
- b) **Cenário 2 - Incremento da GD de forma reversa, com potência de geração igual à  $GD_{inst}$ :** a capacidade de hospedagem é avaliada utilizando um método de incremento

baseado na potência de GD estimada para cada nó por meio da equação 4.1. O incremento é feito dos nós mais distantes para os nós mais próximos do secundário do transformador de alimentação.

- c) **Cenário 3 - Incremento da GD de forma reversa, com potência de geração duas vezes superior à  $GD_{inst}$  ( $2xGD_{inst}$ ):** a capacidade de hospedagem é avaliada utilizando um método de incremento dos nós mais distantes para os nós mais próximos do secundário do transformador de alimentação. A potência final de cada GD será aumentada em duas vezes em relação à potência  $GD_{inst}$  calculada.
- d) **Cenário 4 - Incremento da GD para frente, com potência de geração duas vezes superior à  $GD_{inst}$  ( $2xGD_{inst}$ ):** a capacidade de hospedagem é avaliada utilizando um método de incremento dos nós mais próximos para os nós mais distantes do secundário do transformador de alimentação. A potência final de cada GD será aumentada em duas vezes em relação à potência  $GD_{inst}$  calculada.
- e) **Cenário 5 - Incremento da GD em igualdade:** a capacidade de hospedagem é avaliada utilizando um método de incremento igualitário e simultâneo em todos os nós. Para este cenário, a potência final de cada GD será aumentada em 20% e em 40%, ou seja,  $1,2xGD_{inst}$  e  $1,4xGD_{inst}$  respectivamente. Este índice foi adotado conforme projeções de aumento do consumo descrito em EPE (2017).

De acordo com Nousedilis et al. (2017), a norma Europeia EN 50160, permite 10% de variação de tensão, ou seja, os valores de tensão podem variar entre 0,9 e 1,1 pu. O STDE-IEEE apresenta tensão de linha 416V e de fase igual a 240V. Aplicando a referência de tensão de 240V, os níveis de tensão que ficam dentro da faixa definida na EN 50160 devem estar entre **216V** e **264V**. Para efeito de estudo da capacidade de hospedagem, quando o somatório das GD's instaladas elevar o nível de tensão a 1.1 p.u, ou 264V, esta potência será a máxima potência que definirá a capacidade de hospedagem.

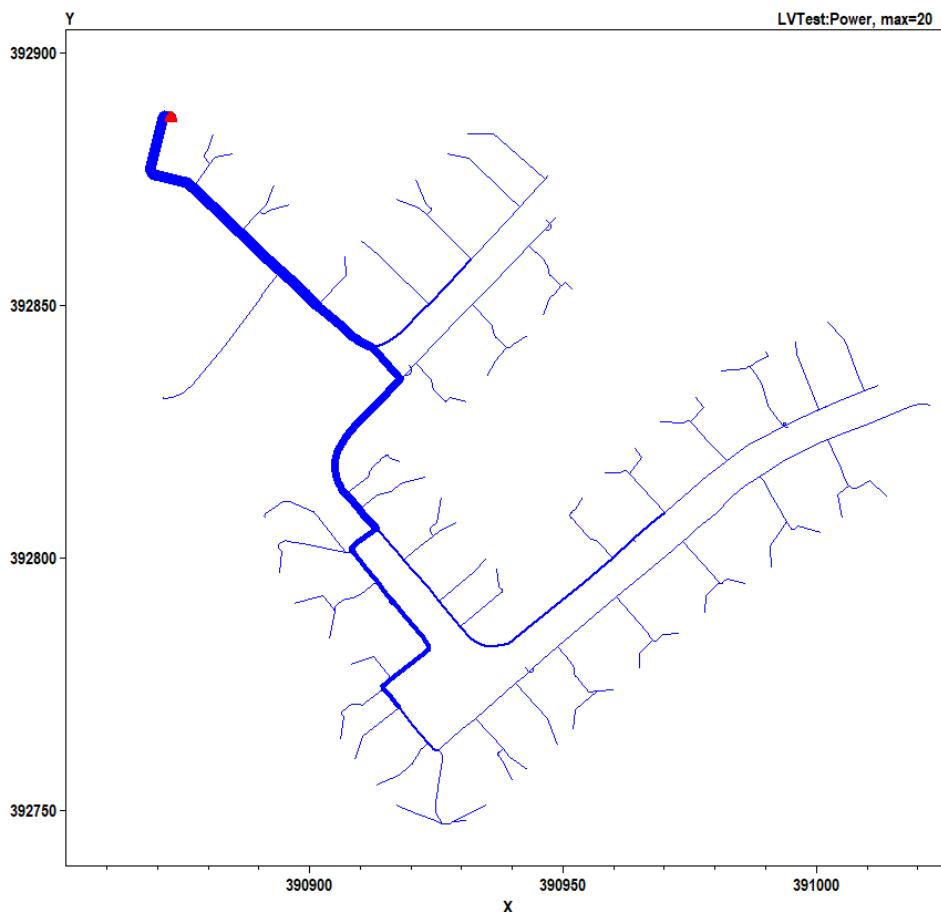
Os resultados para cada cenário serão discutidos e analisados a seguir. Serão apresentados os perfis de tensão para cada nó do sistema, bem como os principais valores obtidos para a capacidade de hospedagem do STDE-IEEE.

#### 4.4.1 Cenário 1 - Operação sem GD

A Figura 4 apresenta o modelo espacial do STDE-IEEE plotado no OpenDSS, bem como a distribuição do fluxo de potência do alimentador sem a inserção de nenhuma GD no sistema.

O sistema é representado com linhas em escala de potência, ou seja, as linhas mais grossas representam trechos mais carregados. A escala é equivalente a um fluxo de potência de 20kW, ou seja, quanto mais grossa a linha, maior será o fluxo de potência. Como já esperado, a saída do transformador principal (alimentador) apresenta o máximo fluxo de potência, uma vez que este trecho alimenta todas as cargas. A intensidade vai reduzindo ao longo do sistema, indicando a distribuição do fluxo de potência de forma radial.

Figura 4.6 – Circuito do sistema europeu STDE-IEEE para testes - Cenário 1



Fonte: Do autor (2021)

O estudo de fluxo de potência inicial apresenta alguns dados como a máxima e mínima tensão do circuito, potência ativa e potência reativa, perdas ativas e perdas reativas. A Ta-

bela 4.1 mostra esses resultados, extraídos do cálculo do fluxo de potência por meio do *software* OpenDSS.

Tabela 4.1 – Resultados do fluxo de potência para o sistema radial - Cenário 1

<b>Descrição</b>	<b>Resultado</b>
Total de GD instalada (kW)	-
Capacidade de Hospedagem (kW)	-
Máxima tensão (p.u.)	1,0497
Mínima tensão (p.u.)	1,0324
Total de potência ativa (kW)	39,011
Total de potência reativa (kVar)	12,825
Total de perdas ativas (kW)	0,449 (1,15%)
Total de perdas reativas (kVar)	0,1506 (1,17%)

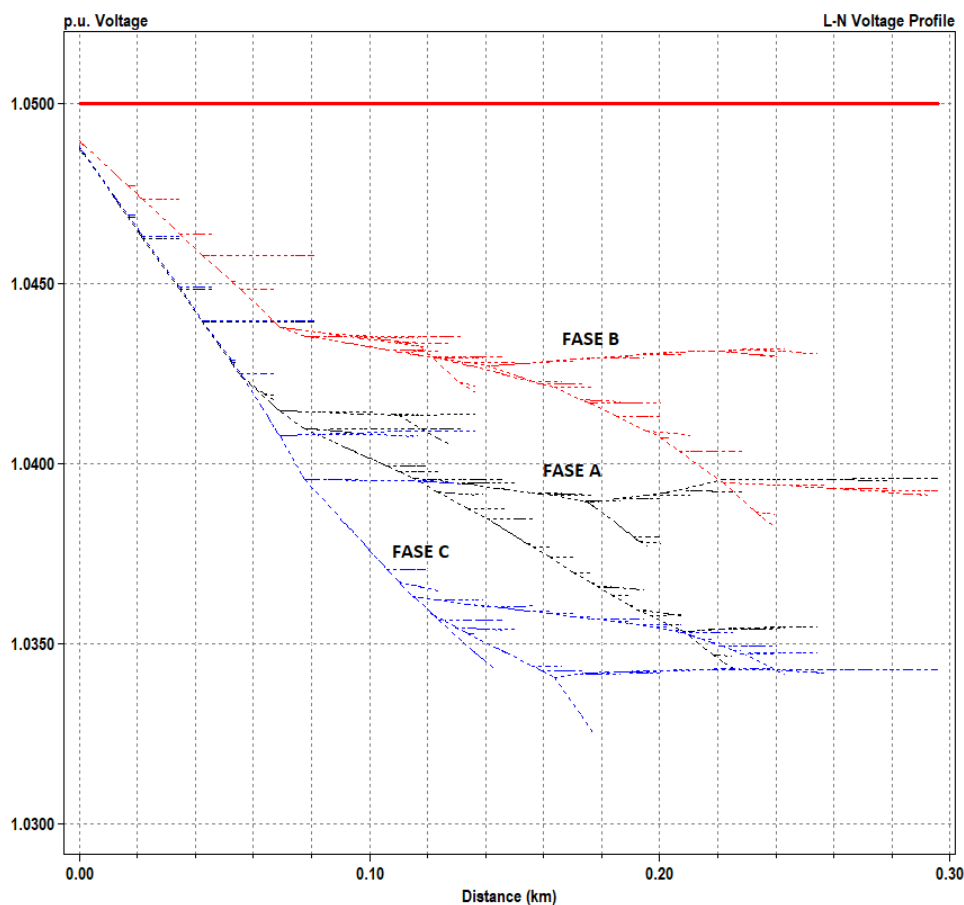
Fonte: Do autor (2021) - OpenDSS 2021

Os resultados indicam que a máxima tensão do STDE-IEEE para estas condições é de 1,0497 p.u. e ocorre principalmente na saída da subestação principal. A mínima tensão é de 1,0324 p.u. e ocorre no nó 614, responsável pela alimentação da carga LOAD32. A carga LOAD32 encontra-se a 173m de distância em relação ao secundário do transformador. Esta carga está conectada à Fase C, cujo carregamento é o maior dentre as três fases. A Fase A aparece com um carregamento de 57,76A, a Fase B aparece com 47,82A e a Fase C aparece com 58,31A. A maior carga, LOAD45, encontra-se a uma distância de 263m em relação ao secundário do transformador, no entanto, está conectada à Fase B, menos carregada. Portanto, não foi a que apresentou menor nível de tensão.

A característica radial do circuito apresenta níveis de tensão mais elevados próximo à fonte, no entanto, a mínima tensão de 1,0324 p.u, não ocorre no ponto mais distante e também não ocorre na carga de maior consumo. A menor tensão depende da distância do ponto analisado em relação ao secundário do transformador e da carregamento da fase que o alimenta.

Aprofundando ainda mais na característica deste circuito, é possível levantar o carregamento de cada fase e qual o fluxo em cada uma. O perfil das tensões em todos os nós também é avaliado ao longo dos alimentadores. A Figura 4.7 apresenta o perfil das tensões em função da distância.

Figura 4.7 – Perfil das tensões do STDE-IEEE sem GD - Cenário 1



Fonte: OpenDSS (2021)

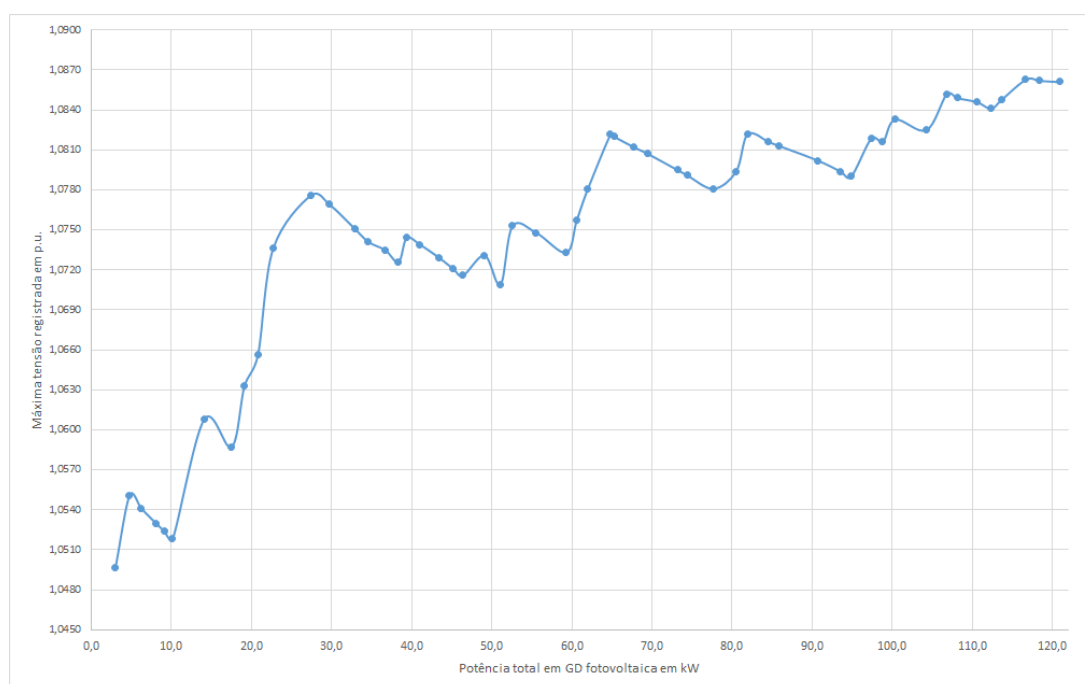
A Figura 4.7 representa a tensão ao longo de todo o alimentador, exibindo as fases e as distâncias consideradas para cada trecho. As fases do circuito são diferenciadas pelas cores azul (Fase C), vermelha (Fase B) e preta (Fase A). A Fase C está mais carregada que as demais fases, apresentando, portanto, uma maior queda de tensão com a distância devido à característica radial do circuito STDE-IEEE.

#### 4.4.2 Cenário 2 - Incremento da GD de forma reversa, com potência de geração igual à $GD_{inst}$

Para este cenário a capacidade de hospedagem é avaliada utilizando um método de incremento baseado no potencial de instalação de GD, obtido pela equação 4.1. O incremento de potência ocorre no sentido dos nós mais distantes para os nós mais próximos do secundário do transformador de alimentação. Conforme descrito na metodologia, o fluxo de potência é calculado para cada incremento de GD e os níveis de tensão avaliados. O índice de desempenho principal utilizado neste trabalho, que irá limitar a capacidade de hospedagem é a tensão.

O estudo de capacidade de hospedagem foi efetuado inserindo cada GD no mesmo nó em que cada carga está conectada. A cada incremento o total de GD foi atualizado e os níveis de tensão do circuito, coletados. A Figura 4.8 mostra os níveis de tensão em p.u. para cada acúmulo de GD. Os valores encontrados podem ser de apenas um trecho, do ponto de conexão ou de vários pontos em comum. Entretanto, eles representam o maior nível de tensão medido no circuito ao passo em que a GD é incrementada.

Figura 4.8 – Perfil das tensões para estudo da CH - Cenário 2



Fonte: Do autor (2021) - OpenDSS (2021)

O gráfico apresentado mostra o perfil das tensões após o incremento de cada GD. É importante ressaltar que para a metodologia proposta e para as potências de GD adotadas, os limites de tensão não foram violados considerando que em todos os 55 nós foram inseridas as GD's correspondentes. A Tabela 4.2 mostra esses resultados, extraídos do cálculo do fluxo de potência por meio do *software* OpenDSS.

Tabela 4.2 – Resultados do estudo de capacidade de hospedagem para o cenário 2

<b>Descrição</b>	<b>Resultado</b>
Potencial de GD máximo (kW)	120,92
Capacidade de hospedagem (kW)	–
Máxima tensão (p.u.)	1,0861
Mínima tensão (p.u.)	1,0496
Total de potência ativa (kW)	-82,06
Total de potência reativa (kVar)	13,99
Total de perdas ativas (kW)	1,72 (-2,098%)
Total de perdas reativas (kVar)	0,6 (4,28%)

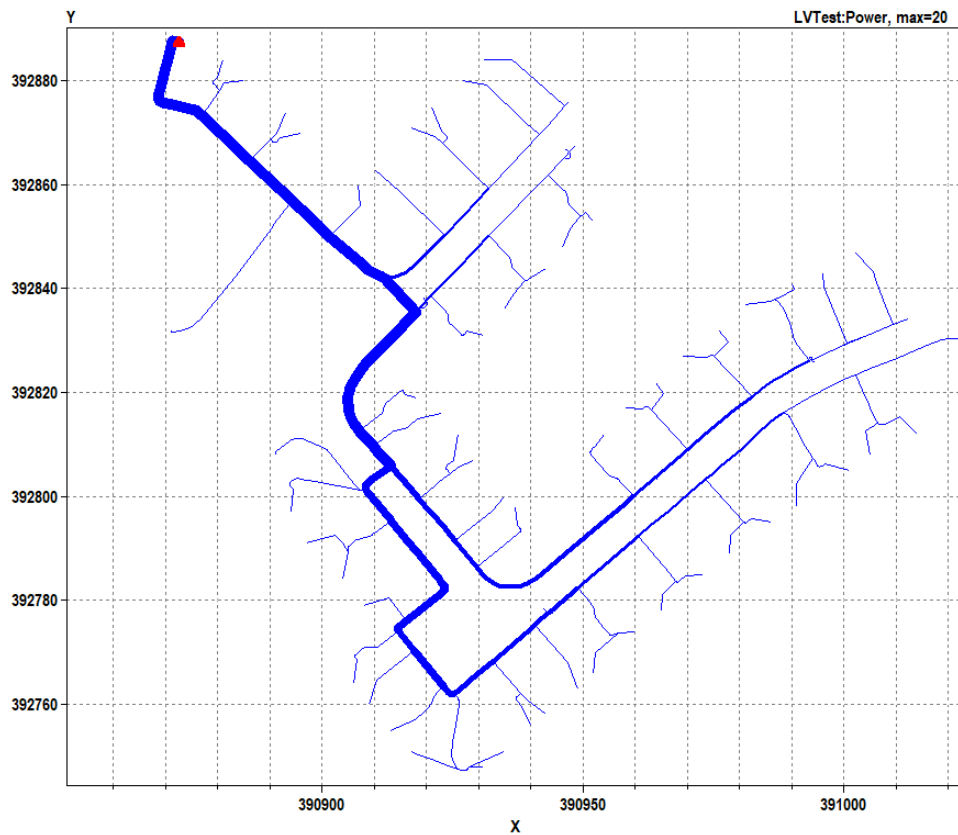
Fonte: Do autor (2021) - OpenDSS 2021

O estudo de fluxo de potência inicial apresenta alguns dados como a máxima e mínima tensão do circuito, potência ativa e potência reativa, perdas ativas e perdas reativas. A Tabela 4.2 mostra que o total de potência ativa é negativa. Este resultado significa que a potência está sendo injetada na rede e retornando à fonte. Este resultado reforça algumas características das instalações com geração fotovoltaica, onde os picos de geração nem sempre coincidem com os picos de consumo, e além disso, os sistemas são dimensionados para gerar a energia mínima suficiente para atender o consumo diário total do usuário. As perdas também são provenientes da injeção de potência na rede.

Por fim, os resultados indicam que a máxima tensão do STDE-IEEE para estas condições é de 1,0861 p.u. e ocorre no nó 899, mesmo ponto de conexão com a carga LOAD53. Este ponto está situado a 289m do secundário do transformador e alimentado pela Fase B. Para este cenário não houve violação dos limites de tensão, portanto, não houve capacidade de hospedagem.

A Figura 4.9 apresenta o modelo espacial do STDE-IEE plotado no OpenDSS, bem como a distribuição do fluxo de potência do alimentador, com a inserção de todas as GD's no sistema. O sistema é representado com linhas em escala de potência, ou seja, as linhas mais grossas representam trechos mais carregados. A escala é equivalente a um fluxo de potência de 20kW. Como já esperado, a saída do transformador principal (alimentador) apresenta fluxo reverso de potência.

Figura 4.9 – Fluxo de potência referente ao estudo da CH - Cenário 2

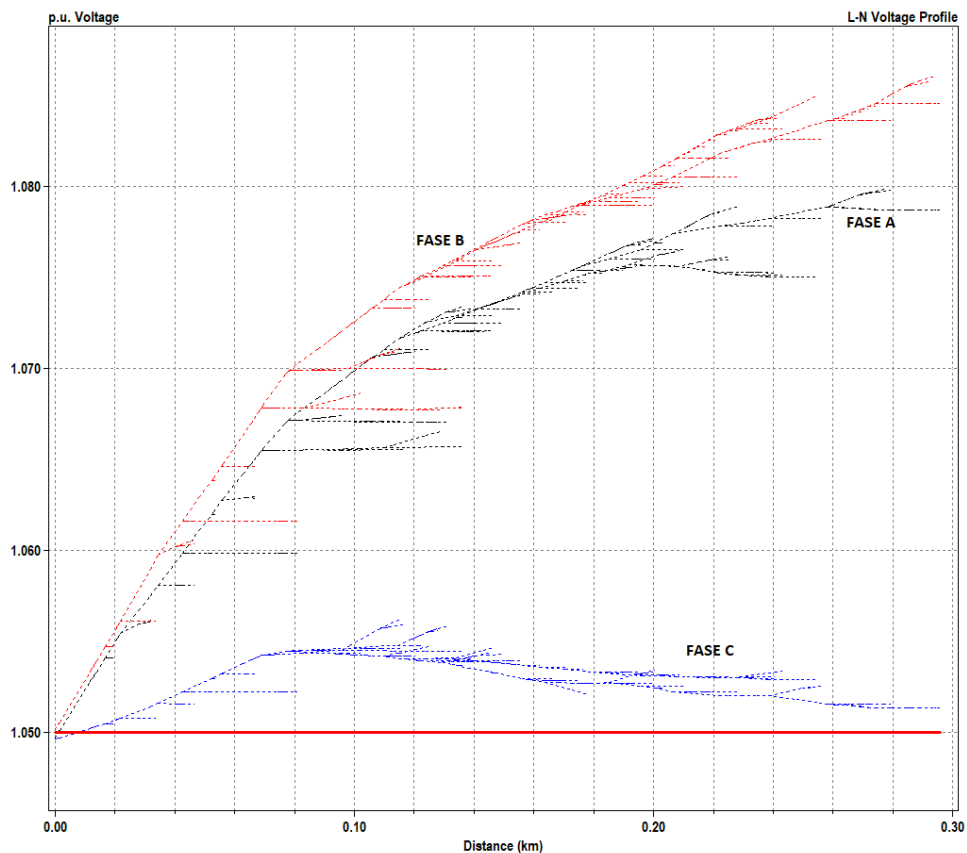


Fonte: OpenDSS (2021)

Aprofundando ainda mais na característica deste circuito, é possível levantar o carregamento de cada fase e qual o fluxo em cada uma. O perfil das tensões em todos os nós também é avaliado ao longo dos alimentadores. A Figura 4.10 apresenta o perfil das tensões em função da distância.

Nota-se pela Figura 4.10 que a Fase B (vermelha) é a mais carregada, portanto, é a que possui maior fluxo de potência reverso. Para este cenário, não houve potência de GD que violasse o valor máximo da tensão em 1,1 p.u. Foram inseridos no sistema 55 geradores com potência de geração suficiente para atender à demanda de consumo. A potência total em geração foi de 120,92kW.

Figura 4.10 – Perfil das tensões com GD do Cenário 2



Fonte: OpenDSS (2021)

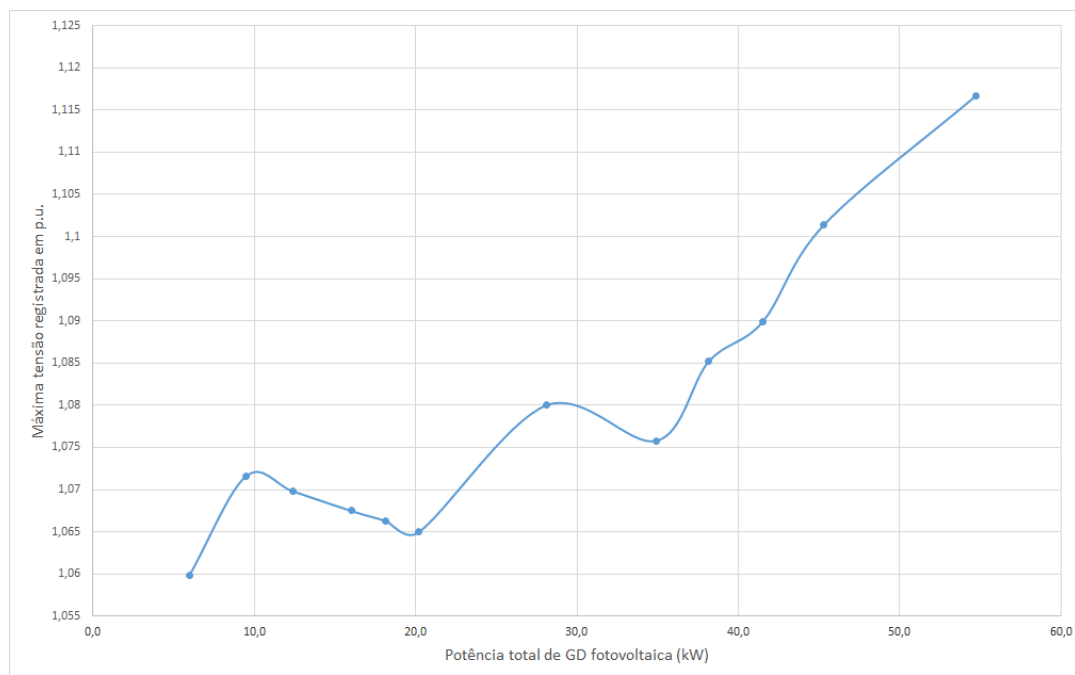
#### 4.4.3 Cenário 3 - Incremento da GD de forma reversa, com potência de geração duas vezes superior à $GD_{inst}$ ( $2xGD_{inst}$ )

Para este cenário a capacidade de hospedagem é avaliada utilizando um método de incremento com potência base igual a duas vezes cada GD obtida pela equação 4.1. A potência fio elevada para fins de estudo da capacidade de hospedagem. O incremento de potência ocorre no sentido dos nós mais distantes para os nós mais próximos do secundário do transformador de alimentação. As mesmas características do cenário anterior serão avaliadas.

O estudo de capacidade de hospedagem foi efetuado inserindo cada GD no mesmo nó em que cada carga está conectada. A cada incremento o total de GD foi atualizado e os níveis de tensão do circuito coletados.

A Figura 4.11 mostra os níveis de tensão em p.u. para cada acúmulo de GD, até que o limite de 1,1 p.u. fosse atingido. Os valores representam a máxima tensão ocorrida no sistema STDE-IEEE à medida que as cargas foram aumentando.

Figura 4.11 – Perfil das tensões para estudo da CH do Cenário 3



Fonte: Do autor (2021) - OpenDSS (2021)

O gráfico apresentado mostra o perfil das tensões após o incremento de cada GD. É importante ressaltar que para a metodologia proposta e para as potências de GD adotadas, os limites de tensão foram violados a partir da inserção da GD de nº 12, considerando os 55 nós possíveis. A Tabela 4.3 mostra esses resultados, extraídos do cálculo do fluxo de potência por meio do *software* OpenDSS. Cabe ressaltar que os resultados apresentados a seguir, consideram a potência total de GD que levou o sistema a violar a máxima tensão estabelecida.

Tabela 4.3 – Resultados do estudo de capacidade de hospedagem para o cenário 3

Descrição	Resultado
Potencial de GD máximo (kW)	241,80
Capacidade de hospedagem (kW)	54,70
Máxima tensão (p.u.)	1,1167
Mínima tensão (p.u.)	1,0224
Total de potência ativa (kW)	-17,12
Total de potência reativa (kVar)	13,37
Total de perdas ativas (kW)	2,17 (-12,71%)
Total de perdas reativas (kVar)	0.34 (2,54%)

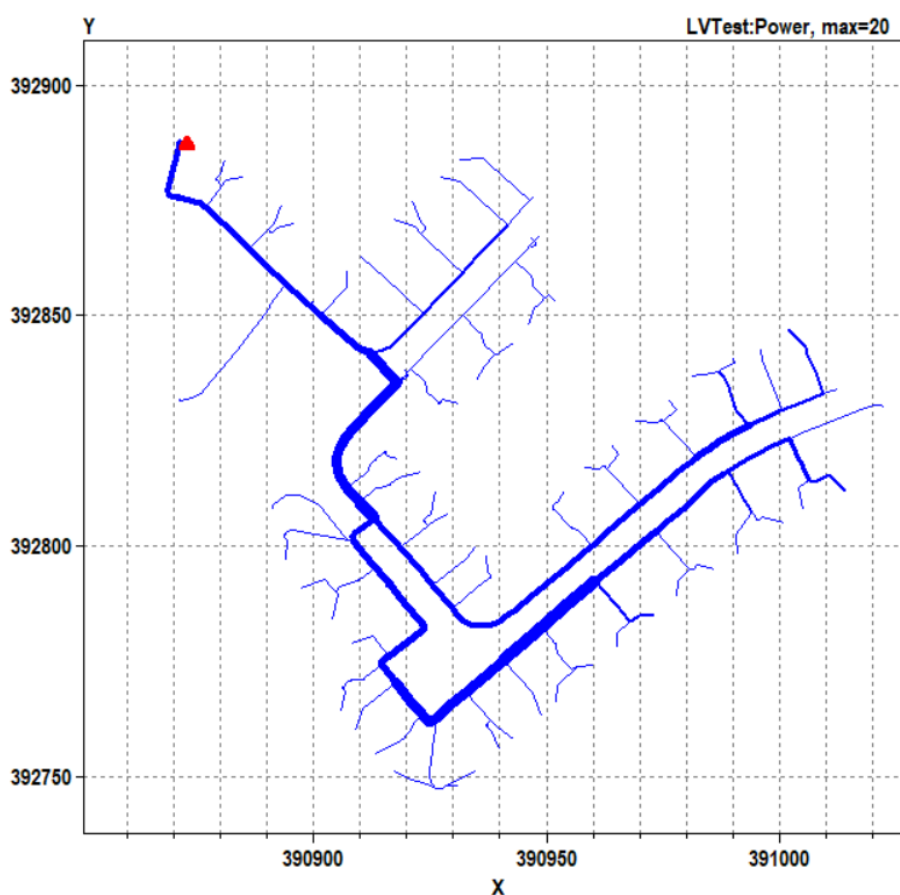
Fonte: Do autor (2021) - OpenDSS 2021

A Tabela 4.3 mostra que o total de potência ativa é negativa. Este resultado significa que a potência está sendo injetada na rede e retornando à fonte. As perdas também são provenientes da injeção de potência na rede e subiram de 2,1% para 12,7%, em relação ao cenário anterior.

Além disso, os resultados indicam que a máxima tensão do STDE-IEEE para estas condições é de 1,1167 p.u. e ocorre no nó 899, mesmo ponto de conexão com a carga LOAD53. Este ponto está situado a 289m do secundário do transformador e alimentado pela Fase B.

A Figura 4.12 apresenta o modelo espacial do STDE-IEEE plotado no OpenDSS, bem como a distribuição do fluxo de potência do alimentador. O sistema é representado com linhas em escala de potência, ou seja, as linhas mais grossas representam trechos mais carregados. A escala é equivalente a um fluxo de potência de 20kW. Como já esperado, a saída do transformador principal (alimentador) apresenta fluxo reverso de potência.

Figura 4.12 – Fluxo de potência referente ao estudo da CH para o Cenário 3

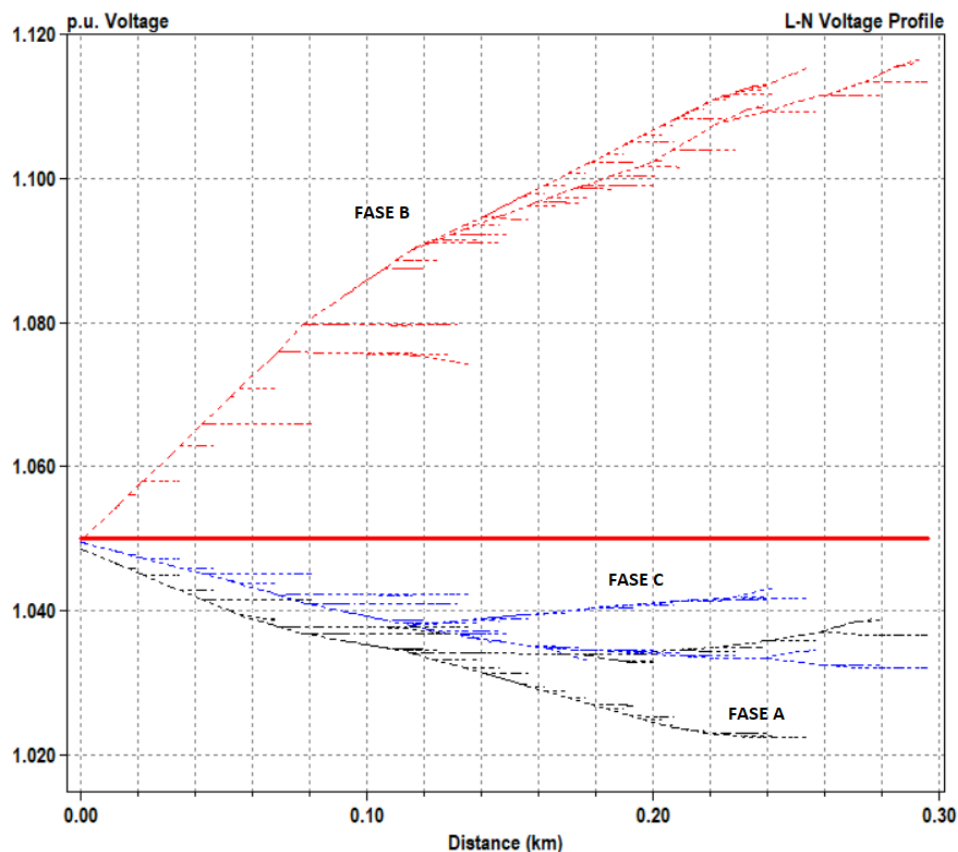


Fonte: OpenDSS (2021)

Aprofundando ainda mais na característica deste circuito, é possível levantar o carregamento de cada fase e o perfil das tensões em todos os nós ao longo dos alimentadores, para

condição em que a CH foi atingida. A Figura 4.13 apresenta o perfil das tensões em função da distância.

Figura 4.13 – Perfil das tensões com GD - Cenário 3



Fonte: OpenDSS (2021)

Na Figura 4.13, a Fase B (vermelha) novamente é a mais carregada, portanto, é a que possui maior fluxo de potência reverso. As demais fases se mostram com pouco carregamento, uma vez que na metodologia proposta para este cenário, a GD deve ser inserida no ponto mais distante do secundário do transformador. Coincidentemente, os pontos mais distantes são conectados à Fase B.

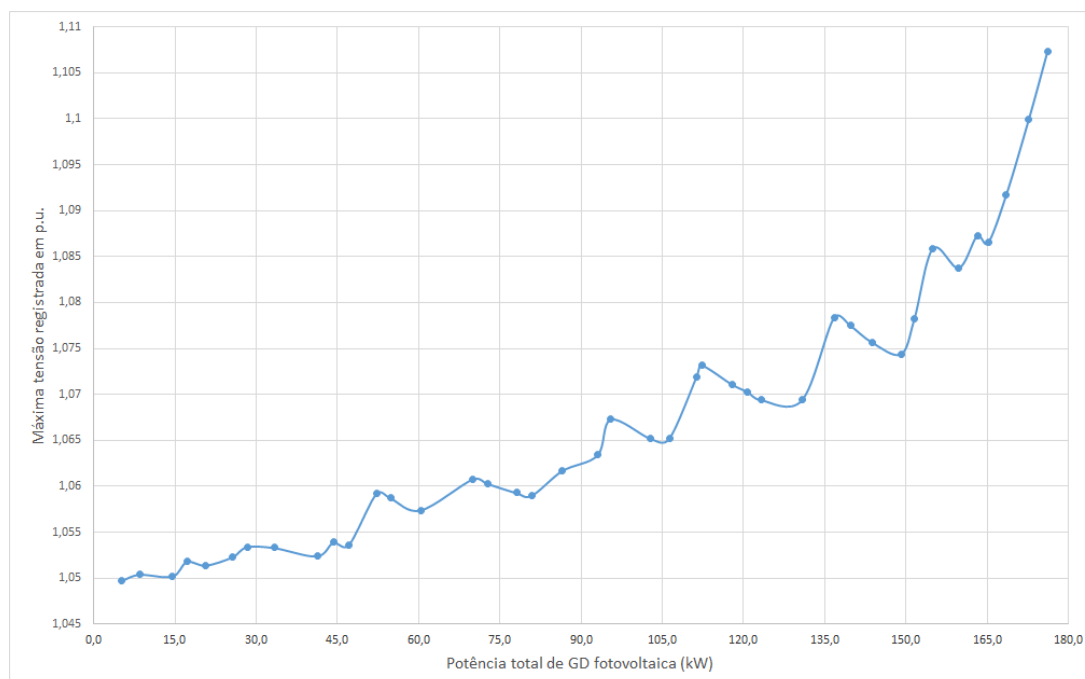
Como conclusão para este cenário, pode-se dizer que houve potência de GD que violasse o valor máximo da tensão em 1,1 p.u. Foram inseridos no sistema 12 geradores, cuja potência total em geração foi de 54,7kW.

#### 4.4.4 Cenário 4 - Incremento da GD para frente, com potência de geração duas vezes superior à $GD_{inst}$ ( $2 \times GD_{inst}$ )

Para este cenário a capacidade de hospedagem é avaliada utilizando valor de  $GD_{inst}$  duas vezes maior que o valor calculado inicialmente, visando estudo da capacidade de hospedagem. O incremento de potência ocorre no sentido dos nós mais próximos para os nós mais distantes do secundário do transformador de alimentação.

O fluxo de potência é calculado para cada incremento de GD e os níveis de tensão avaliados. O índice de desempenho principal utilizado e que irá limitar a capacidade de hospedagem é a tensão. A Figura 4.14 mostra os níveis de tensão em p.u. para cada acúmulo de GD, até que o limite de 1,1 p.u. fosse atingido. Os valores de tensão apresentados representam a máxima tensão obtida no sistema, que pode ocorrer em um trecho, do ponto de conexão ou de vários pontos em comum.

Figura 4.14 – Perfil das tensões para estudo da CH do Cenário 4



Fonte: Do autor (2021) - OpenDSS

O gráfico apresentado mostra o perfil das tensões após o incremento de cada GD. É importante ressaltar que para a metodologia proposta e para as potências de GD adotadas, os limites de tensão foram violados a partir da inserção da GD de nº 41, considerando os 55 nós possíveis. A Tabela 4.4 mostra esses resultados, extraídos do cálculo do fluxo de potência por

meio do *software* OpenDSS. Cabe ressaltar que os resultados apresentados a seguir, levam em consideração a potência total de GD que levou o sistema a violar a máxima tensão estabelecida.

Tabela 4.4 – Resultados do estudo de capacidade de hospedagem para o cenário 4

<b>Descrição</b>	<b>Resultado</b>
Potencial de GD máximo (kW)	241,8
Capacidade de hospedagem (kW)	176,2
Máxima tensão (p.u.)	1,1073
Mínima tensão (p.u.)	1,0499
Total de potência ativa (kW)	-139,13
Total de potência reativa (kVar)	15,25
Total de perdas ativas (kW)	4,09 (-2,95%)
Total de perdas reativas (kVar)	1,55 (10,16%)

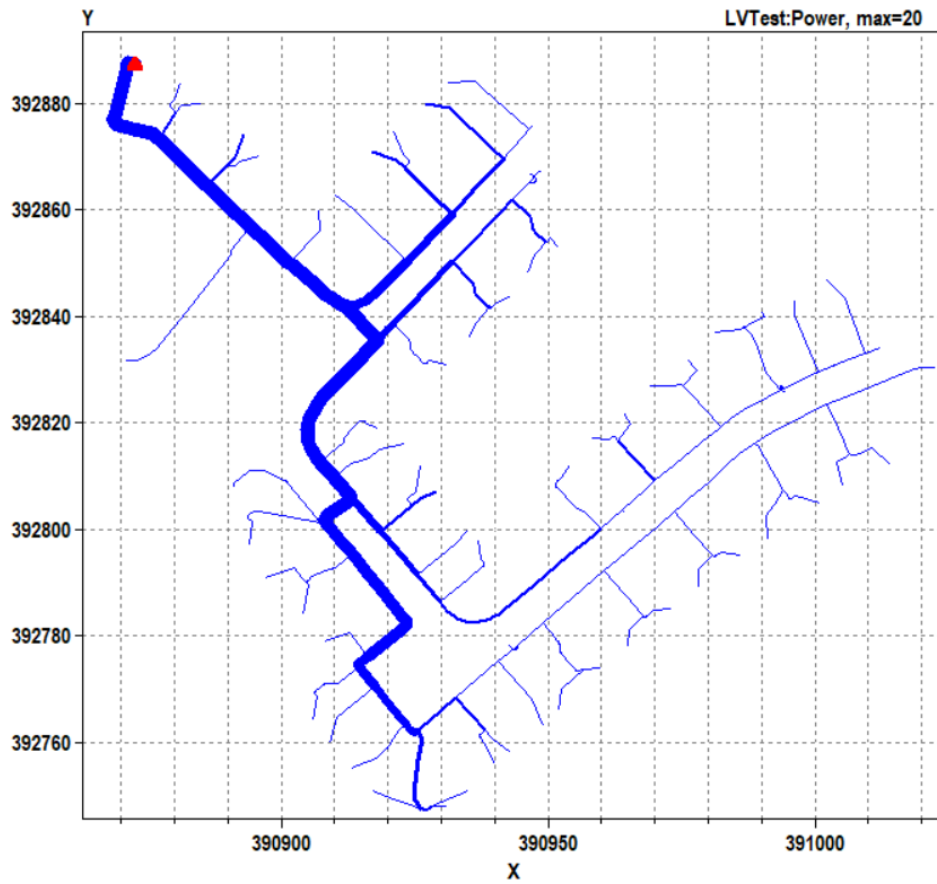
Fonte: Do autor (2021) - OpenDSS 2021

O estudo de fluxo de potência inicial apresenta alguns dados como a máxima e mínima tensão do circuito, potência ativa e potência reativa no alimentador, perdas ativas e perdas reativas. A Tabela 4.4 mostra que o total de potência ativa no alimentador é negativa e igual a -139,13 kW. Este resultado significa que a potência está sendo injetada na rede e retornando à fonte. As perdas também são provenientes da injeção de potência na rede.

Os resultados indicam que a máxima tensão do STDE-IEEE para estas condições é de 1,1073 p.u. e ocorre no nó 502, mesmo ponto de conexão com a carga LOAD25. Este ponto está situado a 206m do secundário do transformador e alimentado pela Fase A. No circuito após a inserção das GD's, a Fase A é a que aparece mais carregada.

A Figura 4.15 apresenta o modelo espacial do STDE-IEE plotado no OpenDSS, bem como a distribuição do fluxo de potência do alimentador. O sistema é representado com linhas em escala de potência, ou seja, as linhas mais grossas representam trechos mais carregados, com escala equivalente a um fluxo de potência de 20kW. Como já esperado, a saída do transformador principal (alimentador) apresenta fluxo reverso de potência.

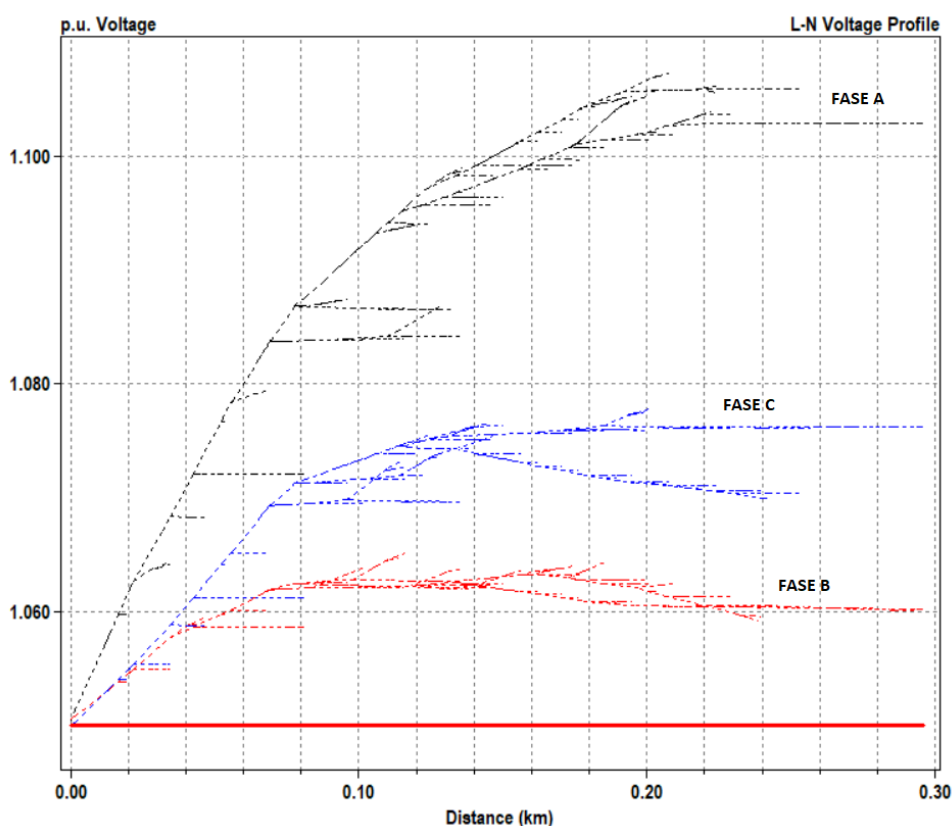
Figura 4.15 – Fluxo de potência referente ao estudo da CH para o Cenário 4



Fonte: OpenDSS (2021)

Aprofundando ainda mais na característica deste circuito, é possível levantar para cada fase os perfis de tensão. A Figura 4.16 apresenta o perfil das tensões em função da distância.

Figura 4.16 – Perfil das tensões com GD - Cenário 4



Fonte: OpenDSS (2021)

Nota-se pela Figura que a Fase A (preta) é a mais carregada, portanto, é a que possui maior fluxo de potência reverso, resultando nos maiores níveis de tensão em função da distância. As demais fases se mostram com menor carregamento.

Por fim, conclui-se que para este cenário, houve potência de GD que violasse o valor máximo da tensão em 1,1 p.u. Foram inseridos no sistema 41 geradores, cuja potência total em geração foi de 176,2kW, portanto, esta é a capacidade de hospedagem para este cenário.

#### 4.4.5 Cenário 5 - Incremento da GD em igualdade

EPE (2017) apresenta o estudo do crescimento da demanda de consumo de energia entre os anos de 2016 e 2027. Este estudo levou em consideração as indicações do acompanhamento e da análise do mercado, bem como o cenário macroeconômico para o horizonte. Atentaremos aos resultados deste estudo para a classe residencial, por estar melhor inserido no contexto dos perfis de carga do STDE-IEEE.

A classe residencial apresenta um crescimento, para o período descrito, de 3,9% ao ano. Este percentual é composto tanto pelo crescimento do consumo anual dos consumidores atuais (1,4%), quanto pela entrada de novos consumidores (2,5%).

#### 4.4.5.1 Cenário 5.1 - Incremento de 20% no total de GD

Para este cenário a capacidade de hospedagem é avaliada utilizando o método de incremento baseado na igualdade, a partir dos dados do cenário 2. Será considerada projeção do aumento da geração igual à projeção do aumento do consumo para os próximos cinco anos. Desta forma, a potência de cada GD presente no estudo de CH do cenário 2 será incrementada em 20%.

A avaliação da capacidade de hospedagem foi efetuada adaptando as GD's presentes no estudo do cenário 2. É importante ressaltar que para a metodologia proposta e para as potências de GD adotadas, os limites de tensão não foram violados considerando que em todos os 55 nós foram inseridas as GD's correspondentes. A Tabela 4.5 mostra esses resultados, extraídos do cálculo do fluxo de potência por meio do *software* OpenDSS.

Tabela 4.5 – Resultados do estudo de capacidade de hospedagem para o cenário 5 - Incremento de 20% na GD

Descrição	Resultado
Potencial de GD máximo (kW)	145,10
Capacidade de hospedagem (kW)	–
Máxima tensão (p.u.)	1,096
Mínima tensão (p.u.)	1,0498
Total de potência ativa (kW)	-107,13
Total de potência reativa (kVar)	14,54
Total de perdas ativas (kW)	2,83 (-2,648%)
Total de perdas reativas (kVar)	1,01 (6,94%)

Fonte: Do autor (2021) - OpenDSS 2021

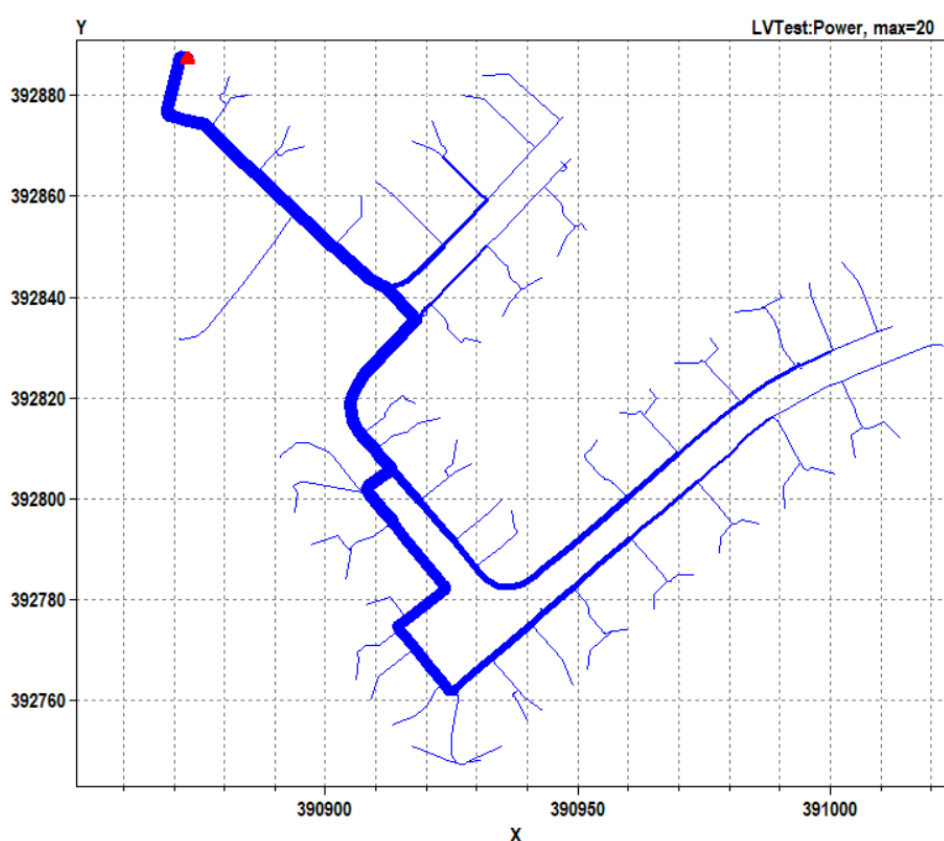
A Tabela 4.5 mostra que o total de potência ativa é negativa. Este resultado significa que a potência está sendo injetada na rede e retornando à fonte. As perdas também são provenientes da injeção de potência na rede.

Os resultados indicam que a máxima tensão do STDE-IEEE para estas condições é de 1,096 p.u. e ocorre no mesmo ponto de conexão com as cargas LOAD50 e LOAD53. Estes pontos estão situados a 287m e 289m do secundário do transformador respectivamente. Ambos

pontos são alimentados pela Fase B. Para este cenário não houve violação dos limites de tensão, portanto, não houve capacidade de hospedagem.

A Figura 4.17 apresenta o modelo espacial do STDE-IEE plotado no OpenDSS, bem como a distribuição do fluxo de potência do alimentador, com a inserção de todas as GD's no sistema. O sistema é representado com linhas em escala de potência, ou seja, as linhas mais grossas representam trechos mais carregados. A escala é equivalente a um fluxo de potência de 20kW. Como já esperado, a saída do transformador principal (alimentador) apresenta fluxo reverso de potência.

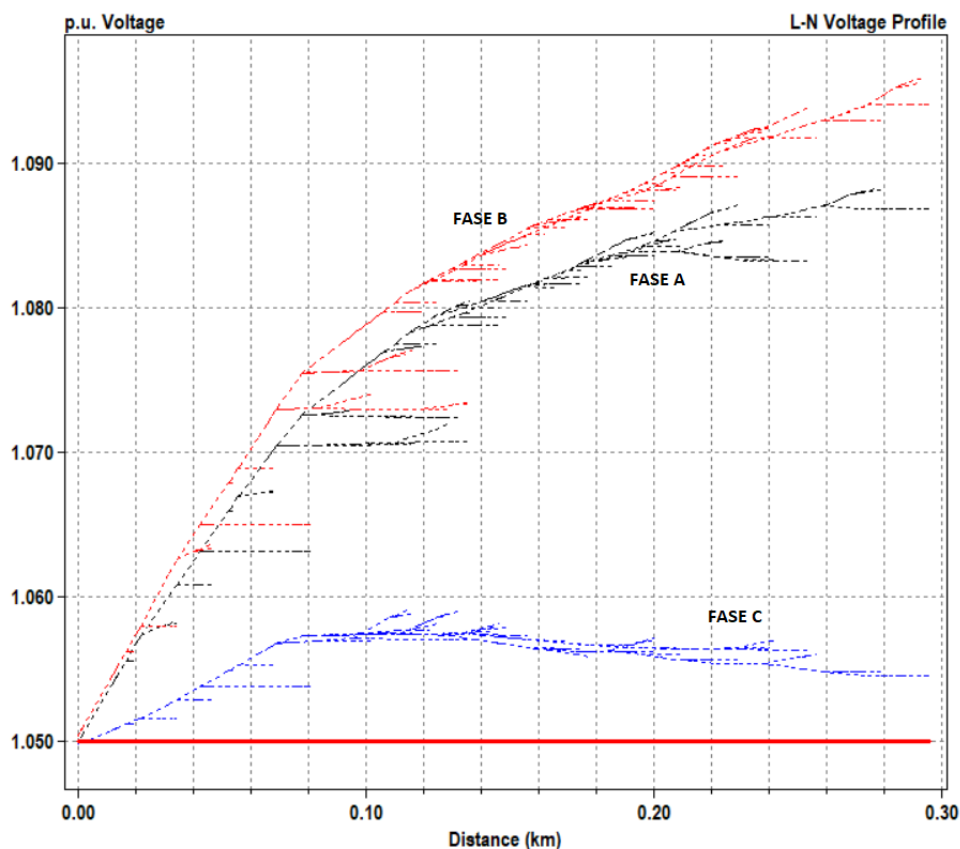
Figura 4.17 – Fluxo de potência referente ao estudo da CH do Cenário 5



Fonte: OpenDSS (2021)

Aprofundando nas características deste circuito, é possível levantar o carregamento de cada fase e qual o fluxo em cada uma. O perfil das tensões em todos os nós também é avaliado ao longo dos alimentadores. A Figura 4.18 apresenta o perfil das tensões em função da distância. Nota-se pela Figura que a Fase B (vermelha) é a mais carregada, portanto, é a que possui maior fluxo de potência reversa.

Figura 4.18 – Perfil das tensões com GD do Cenário 5



Fonte: OpenDSS (2021)

Para este cenário, não houve potência de GD que violasse o valor máximo da tensão em 1,1 p.u. Foram inseridos no sistema 55 geradores com potência de geração suficiente para atender à demanda acrescida de 20% em relação ao cenário 2. A potência total em geração foi de 145,10kW.

#### 4.4.5.2 Cenário 5.2 - Incremento de 40% no total de GD

Para este cenário a capacidade de hospedagem é avaliada utilizando o método de incremento baseado na igualdade, a partir dos dados do cenário 2. Será considerada projeção do aumento da geração igual à projeção do aumento do consumo para os próximos dez anos. Desta forma, a potência de cada GD presente no estudo de CH do cenário 2 será incrementada em 40%.

A avaliação da capacidade de hospedagem foi efetuada adaptando as GD's presentes no estudo do cenário 2. É importante ressaltar que para a metodologia proposta e para as potências de GD adotadas, os limites de tensão foram violados considerando que em todos os 55 nós

foram inseridas as GD's correspondentes. A Tabela 4.6 mostra esses resultados, extraídos do cálculo do fluxo de potência por meio do *software* OpenDSS.

Tabela 4.6 – Resultados do estudo de CH para o cenário 5 - Incremento de 40% na GD

<b>Descrição</b>	<b>Resultado</b>
Potencial de GD máximo (kW)	169,3
Capacidade de hospedagem (kW)	160,6
Máxima tensão (p.u.)	1,1064
Mínima tensão (p.u.)	1,0499
Total de potência ativa (kW)	-133,12
Total de potência reativa (kVar)	15,23
Total de perdas ativas (kW)	4,29 (-3,229%)
Total de perdas reativas (kVar)	1,54 (10,11%)

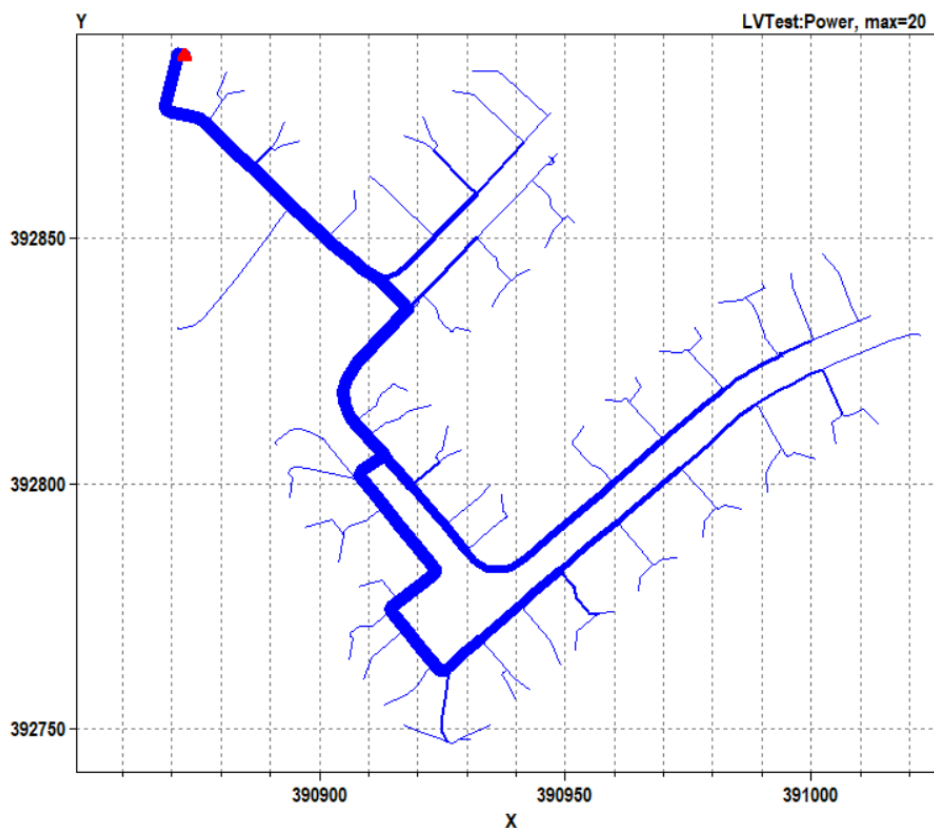
Fonte: Do autor (2021) - OpenDSS 2021

A Tabela 4.6 mostra que o total de potência ativa é negativa. Este resultado significa que 133,12 kW de potência estão sendo injetados na rede e retornando à fonte. As perdas também são provenientes da injeção de potência na rede, e representam um pequeno aumento em relação ao cenário 2, subindo para 3,2%.

Os resultados indicam que a máxima tensão do STDE-IEEE para estas condições é de 1,1064 p.u. e ocorre no mesmo ponto de conexão com as cargas LOAD50, LOAD52 e LOAD53. Estes pontos estão situados a 287m, 275m e 289m do secundário do transformador respectivamente. LOAD50 e LOAD53 estão conectados à Fase B e LOAD52, conectado à Fase A.

A Figura 4.19 apresenta o modelo espacial do STDE-IEE plotado no OpenDSS, bem como a distribuição do fluxo de potência do alimentador, com a inserção de todas as GD's no sistema. O sistema é representado com linhas em escala de potência, ou seja, as linhas mais grossas representam trechos mais carregados. A escala é equivalente a um fluxo de potência de 20kW. Como já esperado, a saída do transformador principal (alimentador) apresenta fluxo reverso de potência.

Figura 4.19 – Fluxo de potência referente ao estudo da CH do Cenário 5 - Incremento de 40% na GD



Fonte: OpenDSS (2021)

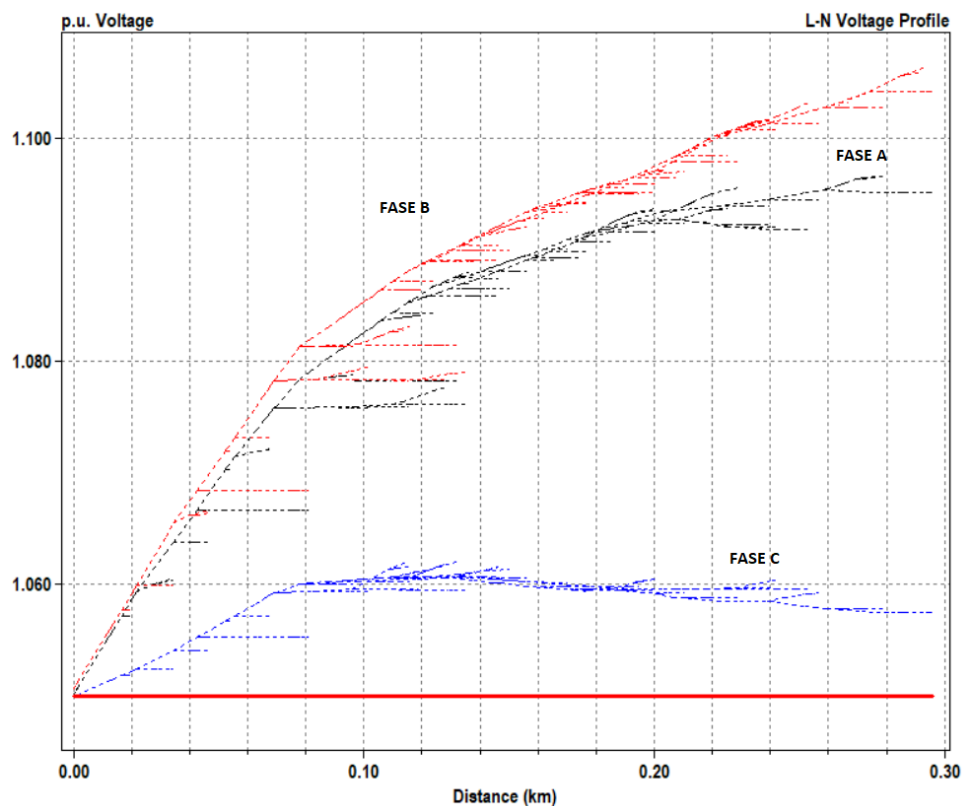
Aprofundando ainda mais na característica deste circuito, é possível levantar o carregamento de cada fase e qual o fluxo em cada uma. O perfil das tensões em todos os nós também é avaliado ao longo dos alimentadores. A Figura 4.20 apresenta o perfil das tensões em função da distância. Nota-se pela figura que a Fase B (vermelha) é a mais carregada, portanto, é a que possui maior fluxo de potência reversa.

Concluindo este cenário, pode-se afirmar que houve potência de GD que violasse o valor máximo da tensão em 1,1 p.u. Foram inseridos no sistema 55 geradores com potência de geração suficiente para atender à demanda acrescida de 40% em relação ao cenário 2. A potência total em geração foi de 169,30kW, no entanto, a máxima tensão foi de 1,1064 p.u. A capacidade de hospedagem foi obtida através da retirada das GD's que provocaram a elevação da tensão acima de 1,1 p.u. Desta forma a CH máxima foi de 160,6kW.

#### 4.4.6 Conclusões

As simulações realizadas no sistema europeu STDE-IEEE, apresentado neste trabalho, levam em consideração um cenário realista, com perfis de cargas e de consumo muito similares

Figura 4.20 – Perfil das tensões com GD do Cenário 5 - Incremento de 40% na GD



Fonte: OpenDSS (2021)

ao de um bairro residencial. Além disso, a adoção de metodologias de outros trabalhos como o de Ebe et al. (2017), adaptadas aos cenários deste sistema, proporcionou a aplicação de uma metodologia mais próxima e exequível dentro de um contexto realista.

O sistema STDE-IEEE possui um total de 55 consumidores, cujos perfis de consumo são similares aos do estudo apresentado pela ANEEL (2017). A capacidade de hospedagem foi elaborada passo a passo de modo com que a cada kW de GD inserida, os níveis de tensão dos 955 nós fossem analisados. Além disso, a GD conectada a cada consumidor foi calculada de tal forma que a geração satisfaça o seu próprio consumo de energia elétrica mensal.

Os cenários apresentados trazem importantes conclusões sobre a máxima capacidade de hospedagem para este sistema. A Tabela 4.7 apresenta um resumo de todos os resultados.

Tabela 4.7 – Resumo do estudo de CH de todos os cenários

<b>Cenário</b>	<b>GD<sub>inst</sub> (kW)</b>	<b>CH (kW)</b>	<b>Máx. Tensão (p.u.)</b>	<b>Nó/Carga</b>	<b>Fase(s)</b>
1	-	-	1,0497	LOAD32	C
2	120,92	-	1,0861	LOAD53	B
3	241,80	54,70	1,1167	LOAD53	B
4	241,80	176,20	1,1073	LOAD25	A
5.1	145,10	-	1,0960	LOAD50 e 53	B
5.2	169,30	160,60	1,1064	LOAD50 e 52	A/B

Fonte: Do autor (2021) - OpenDSS 2021

A análise dos níveis de tensão nos mostra que houve violação dos níveis previamente estabelecidos. O nó ao qual está conectada a carga LOAD53 aparece em três dos cinco cenários com GD, ou seja, este ponto do circuito é o mais susceptível às variações de tensão provocadas pela inserção da GD. Ressalta-se que estes resultados são provenientes de uma metodologia que aborda uma hora específica do dia (meio dia) e também considera a geração máxima através dos sistemas fotovoltaicos instalados. Pra cada cenário uma potência total de GD foi instalada, conforme mostra a Tabela 4.7. Especificamente para os cenários 3 e 4, ao inverter o sentido de alocação das GD, mantendo-se a mesma potência, a CH saltou de 54,70kW para 176,20kW. Para os cenários 1, 2 e 5.1 não houve violação dos limites de tensão, portanto, não houve capacidade de hospedagem.

Shayani e de Oliveira (2011), determina em seu estudo que quando a tensão na subestação é ajustada para um valor máximo 1,05 pu, o critério de aumento de tensão tende a ser o mais restritivo na limitação da quantidade de GD que pode ser instalada. Ao reduzir a tensão na subestação para um valor à metade entre os limites superior e inferior da tensão adequada (neste caso 1,00 pu), o aumento da tensão não é mais um fator limitante e o limite é então imposto pela capacidade de condução dos condutores. No caso do STDE-IEEE, o transformador da subestação possui um ajuste de 1,05 pu e como visto nos resultados, a tensão apresenta valores restritivos em trechos comuns do circuito para a maioria dos cenários estudados.

O objetivo central do estudo da capacidade de hospedagem no sistema do STDE-IEEE é coletar as informações de tensão, fluxo de potência e confrontar os dados com os resultados dos estudos determinísticos apresentados no capítulo 2. Foram aplicadas várias restrições em relação a esses estudos, como alteração das cargas, alteração da quantidade de GD a ser instalada, dentre outros.

Outro objetivo deste estudo foi conhecer o modelo do STDE-IEEE para aplicação na modelagem da Universidade Federal de Lavras (UFLA). Ressalta-se não foi o objetivo deste trabalho elaborar a proposta de uma nova metodologia de estudo de perfis de tensão e/ou capacidade de hospedagem.

## 5 MODELAGEM DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO DA UNIVERSIDADE FEDERAL DE LAVRAS E AVALIAÇÃO DA CAPACIDADE DE HOSPEDAGEM

Os estudos realizados neste trabalho serão aplicados em uma rede real da Universidade Federal de Lavras, sendo a concessão de fornecimento proveniente da CEMIG Distribuição S/A e distribuição elétrica interna, sob concessão e responsabilidade da própria universidade.

### 5.1 A Universidade Federal de Lavras

A Universidade Federal de Lavras foi fundada em 1908, e em 1938, a então chamada de Escola Agrícola de Lavras passou a ser chamada Escola Superior de Agricultura de Lavras (ESAL). A federalização ocorreu em 1963 e somente em 1994 a instituição tornou-se Universidade.

Em termos de estrutura, o *campus* tem uma área de 600 hectares, (seis milhões de metros quadrados) com aproximadamente 237.250 mil metros quadrados de área construída (UFLA, 2020b). A Figura 5.1 mostra a vista aérea do *campus* da UFLA e suas principais instalações.

Figura 5.1 – Vista Aérea de Universidade Federal de Lavras



Fonte: UFLA (2020b)

As políticas energéticas, gestão e planejamento da energia da UFLA são conduzidas pela Coordenadoria de Planejamento e Uso Racional de Energia pertencente à Diretoria de Meio Ambiente (DMA). Diversas são as ações visando melhorar a qualidade do serviço e incentivar o uso mais eficiente da energia elétrica dentro do *campus*, dentre as quais cabe destacar:

- a) Ampliação e modernização do sistema de distribuição da UFLA (UFLA, 2010);
- b) Execução de projetos de eficiência energética financiados pela concessionária local CEMIG-D. Os projetos foram aprovados por três anos consecutivos visando a efficientização de equipamentos, principalmente os sistemas de iluminação, para reduzir o consumo de energia elétrica (UFLA, 2018a);
- c) Implantação de um alimentador exclusivo ligado diretamente na subestação da CEMIG, visando aumentar a confiabilidade e diminuir o número de interrupções de energia (UFLA, 2018b);
- d) Instalação de sistemas de geração de energia elétrica fotovoltaica em diversos pontos do *campus* (UFLA, 2014; UFLA, 2020a).

## **5.2 Características do sistema de distribuição da UFLA**

O sistema de distribuição da Universidade Federal de Lavras passou por uma completa reestruturação em 2010, incluindo a construção de uma nova rede de distribuição protegida, como novo posteamento, cabeamento e transformadores. De acordo com UFLA (2010): "O projeto foi concebido e elaborado pela UFLA, por meio da Pró-Reitoria de Planejamento e Gestão (Proplag), com o auxílio do professor Joaquim Paulo da Silva do Departamento de Ciências Exatas (DEX), sendo executado pela Prefeitura do Campus/Equipe do Setor de Energia."

A rede elétrica foi concebida de forma que: a alimentação dos departamentos fosse subterrânea com a alocação de um transformador exclusivo na maioria dos casos; a potências dos transformadores, cabeamento e proteção suportassem a expansão da instituição nos anos seguintes; e, por fim, a manutenção e proteção do sistema atendessem as normas da concessionária local (UFLA, 2010). Dessa forma, cabe destacar que o sistema de distribuição da Universidade não pertence a concessionária local, e é gerido por equipe de técnicos e engenheiros especializados lotados na prefeitura do *campus*.

Seguindo com a evolução em seu sistema de distribuição, em 2018, a UFLA concluiu mais uma das etapas de modernização física de sua rede: a consolidação de um alimentador exclusivo feito por linhas adjacentes a subestação de distribuição da concessionária da CEMIG mais próxima. Dessa forma, a UFLA é atendida em 13,8 kV, por meio deste alimentador, e com possibilidade de atendimento por outros dois alimentadores não exclusivos como contingência no futuro.

No ponto de conexão entre a distribuidora e a UFLA, existe uma subestação abrigada, contendo medição indireta, disjuntor 15 kV com atuação através de relé indireto do modelo SEG MRI1 com proteção de sobrecorrente temporizado e instantâneo de fase e neutro (ANSI 50, 50N, 51, 51N). Não existe telecomando para acionamento remoto deste disjuntor interno, o que é um problema no caso de curtos temporários que exigem deslocamento de profissional para rearme do disjuntor. A cabine que abriga a subestação da UFLA contendo sistemas de medição e proteção é mostrada na Figura 5.2.

Figura 5.2 – Cabine de medição e proteção da UFLA localizada próxima ao Lavrastec



Fonte: UFLA (2018b)

Em resumo, a rede de distribuição interna da Universidade é constituída de rede compacta protegida, com tensão de 13,8kV (MT). Os transformadores estão localizados em postes próximos aos pontos de consumo, com características abaixadoras de 13.800 para 220V e conexão DYn0. A alimentação dos prédios em baixa tensão é feita por rede subterrânea.

Em termos de contrato de fornecimento de energia, a Universidade se enquadra na classe e subclasse Poder Público Federal e modalidade tarifária THS Verde A4. A demanda contratada

é de 2600kW, e as correntes de curto-circuito no ponto de conexão são: 1063A(fase-terra) e 3188A (trifásica).

### 5.3 Metodologia para modelagem do sistema de distribuição da UFLA

Em linhas gerais a metodologia utilizada para modelagem do sistema de distribuição da UFLA seguirá as seguintes etapas:

- a) **Delimitação da área de estudo:** a princípio nem toda a rede de distribuição da UFLA será incluída neste trabalho devido a sua extensão, portanto, será selecionada apenas uma parcela desta rede que engloba o trecho da cabine de entrada até a usina fotovoltaica em construção. Todo trecho central da universidade será modelado, passando pela Avenida Sul, Avenida Norte, Avenida Central e pontos adjacentes.
- b) **Levantamento das coordenadas geográficas dos postes:** serão utilizadas coordenadas GPS de baixa precisão com auxílio do *Google Earth* e celular para confirmar a latitude e longitude dos postes existentes. Esses posicionamentos também estão disponíveis no projeto original da rede em Autocad. Essas coordenadas, em conjunto com a caracterização dos cabos são imprescindíveis para que o *software* estime as impedâncias de cada trecho do sistema;
- c) **Levantamento das características dos transformadores:** os transformadores serão caracterizados em função de sua potência e tensão nominal, tipo de ligação, carregamento, impedância percentual e localização geográfica. Não serão realizadas medições nos transformadores para levantamento do seu carregamento. O carregamento dos transformadores será estimado com base na quantidade de circuitos conectados ao secundário e por meio de distribuição da demanda média total registrada em determinados períodos. Esta distribuição será melhor detalhada a seguir;
- d) **Levantamento das características dos cabos em cada trecho:** serão levantados os dados dos cabos em cada trecho do sistema a ser modelado, tais como bitola, fabricante e geometria;
- e) **Levantamento das instalações fotovoltaicas:** os sistemas de geração fotovoltaicos já instalados dentro da parcela delimitada do sistema serão caracterizados em termos da sua capacidade máxima de geração, ponto de conexão a rede elétrica e cabeamento;

- f) **Curva típica da geração fotovoltaica:** serão levantados dados empíricos de modo a representar de forma aproximada a curva de uma geração solar fotovoltaica com as mesmas características da usina da UFLA;
- g) **Levantamento das curvas de demanda da universidade:** serão levantados os dados de demanda ao longo do ano letivo de 2019, com o objetivo de extrair as curvas de demanda da universidade;
- h) **Distribuição das cargas nos transformadores:** serão atribuídas cargas a cada um dos transformadores do levantamento de campo, utilizando uma distribuição normal que atenda uma média de carga com o objetivo de estabelecer uma carga característica ao modelo, aproximando-se ao máximo da curva de demanda da universidade;
- i) **Inserção dos dados no OpenDSS:** os dados levantados irão alimentar o modelo do sistema de distribuição da UFLA que será criado no OpenDSS, para posterior estudo de impactos de qualidade de energia e capacidade de hospedagem.

Cabe ressaltar que este trabalho só irá modelar uma parcela do sistema de distribuição da UFLA devido a sua extensão. Além disso, na área de estudo não serão incluídas as linhas subterrâneas de baixa tensão que alimentam os prédios de forma detalhada e serão considerados apenas os dados como bitola dos condutores e distância entre o transformador e o centro de carga. Entende-se que é preciso limitar os estudos a um caso inicial, devido a complexidade de levantamento de todos os dados. Entretanto, todas estas características podem ser incluídas no modelo da rede da UFLA em trabalhos futuros.

#### 5.4 Modelagem do sistema de distribuição da UFLA

Conforme metodologia apresentada anteriormente, todo o sistema elétrico da área central da UFLA será modelado no *software* OpenDSS. Para a modelagem do trecho que será analisado dentro da UFLA, são necessários vários dados para compor corretamente o alimentador e a rede de distribuição interna como os dados dos transformadores de distribuição, comprimento dos cabos dos trechos de média tensão, características dos cabos, dispositivos de proteção e localização geográfica, dentre outros. Serão detalhados a seguir todos os dados e o levantamento elaborado em campo, bem como todas as características necessárias à modelagem do *campus* para o estudo do fluxo de potência e da capacidade de hospedagem.

#### **5.4.1 Delimitação da área de estudo e levantamento das coordenadas geográficas dos postes da rede elétrica**

Os primeiros dados levantados foram as coordenadas geográficas dos postes que saem do alimentador principal e chegam nas ruas próximas ao departamento de medicina veterinária. Em seguida, foi feito o levantamento dos postes na Avenida Sul, Avenida Central e Avenida Norte até o ponto de instalação do sistema de geração fotovoltaica. Toda a área modelada está apresentada na Figura 5.3. Os pontos indicados no mapa representam todos os postes levantados em campo. Esta representação dos postes, automaticamente delimitou a área de estudo e com as coordenadas geográficas definidas. A partir de então foi possível desenvolver a modelagem inicial do sistema no OpenDSS.

A inserção correta das coordenadas são imprescindíveis para um boa representação do modelo, aproximando-o ao máximo da distribuição física da rede existente. Um arquivo com nome *buscoords.txt* é criado e nele, são inseridas as coordenadas de cada item.

#### **5.4.2 Características dos transformadores**

Dentro do trecho delimitado, foi realizado o levantamento detalhado dos transformadores coletando fotos das placas de dados com as suas principais características. A Figura 5.4 apresenta os dados de um dos transformadores com informações levantadas em campo. Estes transformadores foram inseridos no modelo da rede de distribuição da UFLA por meio das suas características de potência e de impedância série ( $z\%$ ).

Nos locais fora da área de estudo, foram levantadas apenas a quantidade de transformadores e suas potências individuais. Desta forma, estes transformadores foram modelados como cargas conectadas em média tensão a partir do trecho em que o alimentador está conectado. Ressalta-se que, apesar da modelagem detalhada englobar a área central, todos os transformadores da universidade foram inseridos no modelo. Devido a grande extensão do levantamento e constante expansão da rede elétrica interna, pode haver uma possível ausência de transformadores, bem como divergência na potência nominal.

Para os transformadores dentro da área de estudo, é importante ressaltar que alguns deles possuem placas ilegíveis, portanto, sua potência foi inserida no modelo com o auxílio do mapa da rede elétrica na UFLA, criado durante o projeto da mesma. Neste mapa estão alocados todos transformadores, exceto os recém instalados. Para estes casos, o levantamento em campo confirmou a presença ou ausência dos equipamentos, e quando possível suas potências

Figura 5.3 – Representação pelo Google Maps de parcela do sistema de distribuição da UFLA por meio das coordenadas geográficas dos postes



Fonte: Google Maps

nominais. Além disso, nos casos em que a impedância ( $Z\%$ ) do transformador também ficou

Figura 5.4 – Placa de dados do Transformador 28



Fonte: Do autor (2021)

ilegível na placa, tal característica foi estimada com base em fabricantes de transformadores de distribuição.

Com o objetivo de simplificar a modelagem dos transformadores, alguns deles foram enumerados de forma distinta da que está no local. A Tabela 5.1 apresenta de forma detalhada todas as características dos transformadores, necessárias à modelagem da rede.

Tabela 5.1 – Relação dos transformadores e pontos de carga em MT

Nº	Nome	kVA	Z (%)	Conexão	V1/V2 (kV)	OBS
1	TRAFO 100	75	3,58	$\Delta$ -Y	13,8/0,22	Z estimado
2	TRAFO 101	75	3,61	$\Delta$ -Y	13,8/0,22	Z estimado
3	TRAFO 102	45	3,46	$\Delta$ -Y	13,8/0,22	Z estimado
4	TRAFO 26	30	3,26	$\Delta$ -Y	13,8/0,22	-
5	TRAFO 27	75	3,62	$\Delta$ -Y	13,8/0,22	-
6	TRAFO 28	75	3,61	$\Delta$ -Y	13,8/0,22	-
7	TRAFO 31	112,5	3,67	$\Delta$ -Y	13,8/0,22	-
8	TRAFO 53	75	3,51	$\Delta$ -Y	13,8/0,22	-
9	TRAFO 54	75	3,48	$\Delta$ -Y	13,8/0,22	-
10	TRAFO 55	30	3,28	$\Delta$ -Y	13,8/0,22	Z estimado
11	TRAFO 56	30	3,3	$\Delta$ -Y	13,8/0,22	Z estimado

Tabela 5.1 – Relação dos transformadores e pontos de carga em MT

<b>Nº</b>	<b>Nome</b>	<b>kVA</b>	<b>Z (%)</b>	<b>Conexão</b>	<b>V1/V2 (kV)</b>	<b>OBS</b>
12	TRAFO 57	112,5	3,54	Δ-Y	13,8/0,22	-
13	TRAFO 58	30	3,48	Δ-Y	13,8/0,22	-
14	TRAFO 59	75	3,31	Δ-Y	13,8/0,22	-
15	TRAFO 60	300	4,28	Δ-Y	13,8/0,22	-
16	TRAFO 61	300	4,44	Δ-Y	13,8/0,22	-
17	TRAFO 62	112,5	3,54	Δ-Y	13,8/0,22	-
18	TRAFO 63	150	3,54	Δ-Y	13,8/0,22	-
19	TRAFO 64	112,5	3,29	Δ-Y	13,8/0,22	-
20	TRAFO 65	150	3,52	Δ-Y	13,8/0,22	-
21	TRAFO 68	75	3,55	Δ-Y	13,8/0,22	Z estimado
22	TRAFO 69	75	3,52	Δ-Y	13,8/0,22	-
23	TRAFO 70	150	3,74	Δ-Y	13,8/0,22	-
24	TRAFO 71	112,5	3,52	Δ-Y	13,8/0,22	-
25	TRAFO 72	150	3,74	Δ-Y	13,8/0,22	-
26	TRAFO 73	75	3,57	Δ-Y	13,8/0,22	-
27	TRAFO 74	75	3,64	Δ-Y	13,8/0,22	-
28	TRAFO 75	112,5	3,5	Δ-Y	13,8/0,22	-
29	TRAFO 76	112,5	3,33	Δ-Y	13,8/0,22	-
30	TRAFO 77	150	3,44	Δ-Y	13,8/0,22	Z estimado
31	TRAFO 78	75	3,57	Δ-Y	13,8/0,22	-
32	TRAFO 79	75	3,31	Δ-Y	13,8/0,22	-
33	TRAFO 80	75	3,57	Δ-Y	13,8/0,22	Z estimado
34	TRAFO 81	75	3,63	Δ-Y	13,8/0,22	-
35	TRAFO 82	150	3,72	Δ-Y	13,8/0,22	-
36	TRAFO 83	75	3,54	Δ-Y	13,8/0,22	Z estimado
37	TRAFO 84	75	3,52	Δ-Y	13,8/0,22	Z estimado
38	TRAFO 85	75	3,3	Δ-Y	13,8/0,22	-
39	TRAFO 86	30	3,27	Δ-Y	13,8/0,22	Z estimado
40	TRAFO 87	150	3,52	Δ-Y	13,8/0,22	-
41	TRAFO 88	150	3,4	Δ-Y	13,8/0,22	-

Tabela 5.1 – Relação dos transformadores e pontos de carga em MT

N°	Nome	kVA	Z (%)	Conexão	V1/V2 (kV)	OBS
42	TRAFO 89	45	3,34	$\Delta$ -Y	13,8/0,22	Z estimado
43	TRAFO 90	45	3,31	$\Delta$ -Y	13,8/0,22	Z estimado
44	TRAFO 91	500	5,5	$\Delta$ -Y	13,8/0,22	Z estimado
45	TRAFO 93	300	4,39	$\Delta$ -Y	13,8/0,22	-
46	TRAFO 94	45	3,51	$\Delta$ -Y	13,8/0,22	-
47	TRAFO 95	112,5	3,3	$\Delta$ -Y	13,8/0,22	-
48	TRAFO 96	75	3,57	$\Delta$ -Y	13,8/0,22	Z estimado
49	TRAFO 97	75	3,36	$\Delta$ -Y	13,8/0,22	-
50	TRAFO 98	150	3,55	$\Delta$ -Y	13,8/0,22	-
51	TRAFO 99	75	3,57	$\Delta$ -Y	13,8/0,22	-
52	MT C110	135	-	MT	13,8	Demais trafos
53	MT C111	675	-	MT	13,8	Demais trafos
54	MT C112	712,5	-	MT	13,8	Demais trafos
55	MT C113	165	-	MT	13,8	Demais trafos
56	MT C114	75	-	MT	13,8	Demais trafos
TOTAIS	-	7317,5	-	-	-	-

Fonte: Do Autor (2021)

### 5.4.3 Características dos cabos

Todos os dados dos cabos de média tensão, como comprimento e bitolas, também foram coletados para todos os trechos da modelagem. Os dados dos cabos de baixa tensão não foram obtidos em campo e sim, calculados conforme a potência dos transformadores alimentadores.

Na UFLA, são utilizados cabos de média tensão isolados com bitola de #150mm<sup>2</sup> e de #50mm<sup>2</sup> isolação de 15kV. A rede elétrica principal possui cabos de #150mm<sup>2</sup> e em alguns trechos, o cabo possui bitola de #50mm<sup>2</sup>.

Não foi possível identificar os fabricantes dos cabos, portanto, foi utilizado como referência um fabricante nacional de cabos de média tensão. A identificação do fabricante bem como das características dos cabos é necessária, pois, para a modelagem da rede elétrica e estudo é preciso inserir os comprimentos de cada trecho, a impedância dos cabos (resistência e

reatância indutiva) e o método de instalação. A inserção correta dos parâmetros minimizam as intercorrências no cálculo do fluxo de potência.

Na Figura 5.5, os trechos com cabo cuja bitola é de #150mm<sup>2</sup> estão representados em azul e os trechos com bitola de #50mm<sup>2</sup> estão representados em vermelho.

Figura 5.5 – Representação dos trechos com cabos de 150mm<sup>2</sup> e 50mm<sup>2</sup>



Fonte: Do autor (2021)

As principais características dos cabos de baixa tensão e de média tensão estão relacionados respectivamente nas Tabelas 5.2 e 5.3.

Tabela 5.2 – Dados técnicos dos cabos de baixa tensão

Cabos de Baixa Tensão			
Bitola do cabo (mm <sup>2</sup> )	Cabos por fase	Rca por fase	XL por fase
35	1	0,630	0,110
50	1	0,470	0,110
95	1	0,230	0,100
120	1	0,190	0,100
240	1	0,094	0,098

Fonte: Prysmian (2019)

Tabela 5.3 – Dados técnicos dos cabos de média tensão

Cabos de Média Tensão			
Bitola do cabo (mm <sup>2</sup> )	Cabos por fase	Rca por fase	XL por fase
50	1	0,495	0,141
120	1	0,197	0,124
150	1	0,161	0,120

Fonte: Prysmian (2019)

#### 5.4.4 Levantamento das instalações fotovoltaicas e características técnicas

Na UFLA existem alguns pontos com geração solar fotovoltaica. São diversos bicicletários com pequenas quantidades de geração, uma microusina localizada na Avenida Sul, aqui chamada de microusina da ABI e uma miniusina localizada no estacionamento do centro de eventos.

Os pontos de geração dos bicicletários não serão modelados por se tratar de pontos com capacidade de geração reduzidas. As demais unidades de geração serão modeladas e inseridas no estudo de fluxo de potência e capacidade de hospedagem.

##### 5.4.4.1 Microusina da ABI

A microusina da ABI, possui um total de 4 inversores fotovoltaicos com capacidade total de 19kW. Existem diversos tipos e potências de módulos, no entanto, eles não serão inseridos no modelo visto que o sistemas fotovoltaico é modelado como fonte de potência constante. Neste

caso, apenas as informações dos inversores são relevantes. São três inversores da fabricante Fronius, com 5 kW de potência cada e um inversor, também da Fronius, de 4kW de potência. Para esta quantidade de geração não serão feitos estudos aprofundados uma vez que a geração é muito menor do que as cargas circunvizinhas. A bitola do cabo que conecta a micro usina ao transformador 13,8/0,22kV é de 35mm<sup>2</sup>.

#### 5.4.4.2 Mini-usina próxima ao Centro de Eventos

Esta mini-usina é de maior relevância por se tratar de uma capacidade de geração e fluxo de potência mais elevados. No total são 4080 módulos fotovoltaicos de 335Wp cada, distribuídos em 34 inversores de 36kW cada, ou seja, são 120 módulos fotovoltaicos por inversor, totalizando uma potência instalada de 1224kW em inversores. A Figura 5.6 apresenta a usina em construção. A foto foi tirada no dia 20 de dezembro de 2020.

Figura 5.6 – Mini-usina fotovoltaica da UFLA



Fonte: Do autor (2021)

A usina conta com abrigos solares espalhados na planta, de modo a abrigar os inversores. Cada abrigo solar possui um quadro de distribuição (QD) que concentra os inversores. Além disso, a usina solar possui dispositivos de fabricantes renomados no mercado brasileiro, a saber:

- a) **Módulos fotovoltaicos:** os módulos fotovoltaicos da usina são de fabricação da Canadian solar, com potência unitária de 335Wp, policristalinos, totalizando 1366,80kWp. Os dados em STC dos módulos são mostrados na Tabela 5.4.

Tabela 5.4 – Características do módulos fotovoltaicos

<b>Característica</b>	<b>Valor</b>	<b>Unidade</b>
Tolerância	-0/+5	Wp
Comprimento	1,96	m
Largura	0,992	m
Superfície	1,944	m <sup>2</sup>
Eficiência	17,49	%
Peso	22,4	kg
Corrente de curto circuito (Isc)	9,54	A
Tensão de circuito aberto (Voc)	45,80	V
Corrente no ponto de máxima potência Im	8,96	A
Tensão no ponto de máxima potência Vm	37,40	V
Coefficiente térmico de Potência máxima	-0,400	%/°C
Coefficiente térmico de Isc	0,050	%/°C
Coefficiente térmico de Voc	-0,310	%/°C

Fonte: Canadian (2021)

- b) **Inversores:** os inversores da usina são de fabricação da Sungrow. No total são 34 inversores com potência unitária de 36kW, trifásicos, com saída AC em 380Vca, somando uma potência nominal de 1224kW. Os dados técnicos são apresentados na Tabela 5.5.

Tabela 5.5 – Características dos inversores solares

<b>Característica</b>	<b>Descrição</b>
Fabricante	SUNGROW
Modelo	SG36KTL-M
Conexão à rede	Trifásico
Tensão de conexão	380 V
Range tensão de saída	310...480V
Potência nominal saída p/ FP=1	36kW
Máxima corrente de saída	53,5 A
Frequência	50/60 Hz
Range de frequência	45...55 - 55...65 Hz
Fator de Potência nominal	>0.99, adj. $\pm$ 0.8
Taxa de distorção harmônica	<3,0%
Eficiência Europeia	98,3%
Proteção anti-ilhamento	sim

Fonte: Sungrow (2021)

- c) **Transformador 0,38/13,8kV:** o transformador elevador 0,38/13,8kV será instalado exclusivamente para atendimento à usina fotovoltaica. Trata-se de um transformador de 1,5MVA com o lado de baixa ligado ao painel geral da geração e o lado de alta, conectado à rede de 13,8kV da UFLA. A Figura 5.7 apresenta a placa com os dados do transformador.
- d) **Quadros de distribuição (QD):** Em cada abrigo solar existe um quadro geral com a função de concentrar os inversores solares, além de prover proteção com disjuntores e dispositivos de proteção contra surtos elétricos (DPS).
- e) **Cabos de baixa tensão em 380V:** o lado AC dos inversores é conectado a um quadro de distribuição interno ao abrigo solar por meio de cabos com bitola de 16mm<sup>2</sup>, isolação 0,6/1kV HERP. Os cabos que conectam o QD ao transformador elevador de 0,38/13,8kV, foram definidos no projeto da UFLA e instalados no local. São cabos com bitola de 120mm<sup>2</sup>, isolação 0,6/1kV HERP.

#### 5.4.4.3 Perfil de geração solar fotovoltaica

O perfil da geração de energia também é analisada de modo a que a modelagem no OpenDSS surta os devidos efeitos conforme o comportamento da instalação.

Figura 5.7 – Transformador de 1,5MVA para atendimento à fotovoltaica



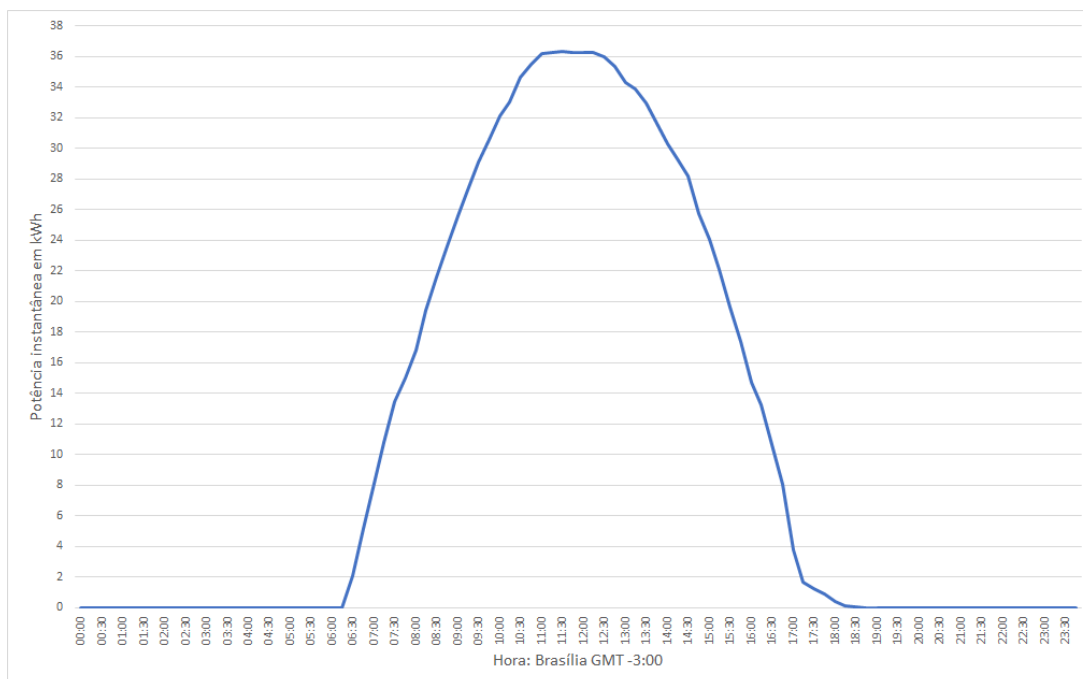
Fonte: Do autor (2021)

Os dados de geração foram obtidos empiricamente em uma instalação solar fotovoltaica, localizada na cidade de Perdões/MG, que fica a aproximadamente 25km da cidade de Lavras. Esta instalação possui um inversor Sungrow de 36kW e 120 módulos da Canadian Solar de 335Wp cada, ou seja, exatamente a mesma característica dos inversores instalados na UFLA.

A Figura 5.8 mostra os dados empíricos, coletados com intervalos de 15min em unidade de monitoramento remoto. A curva apresentada é referente ao mês de março. O dia escolhido foi o que apresentou geração nominal e não houve incidência de nuvens.

Com a curva apresentada é possível elaborar uma aproximação para todos os 36 inversores presentes na unidade de geração, aplicando desta forma, o melhor cenário de geração onde todos os inversores estão com potência nominal ao meio dia. A Figura 1, no Apêndice B, apre-

Figura 5.8 – Curva de geração empírica em um inversor Sungrow 36k - SG36KTL-M



Fonte: Do autor (2021)

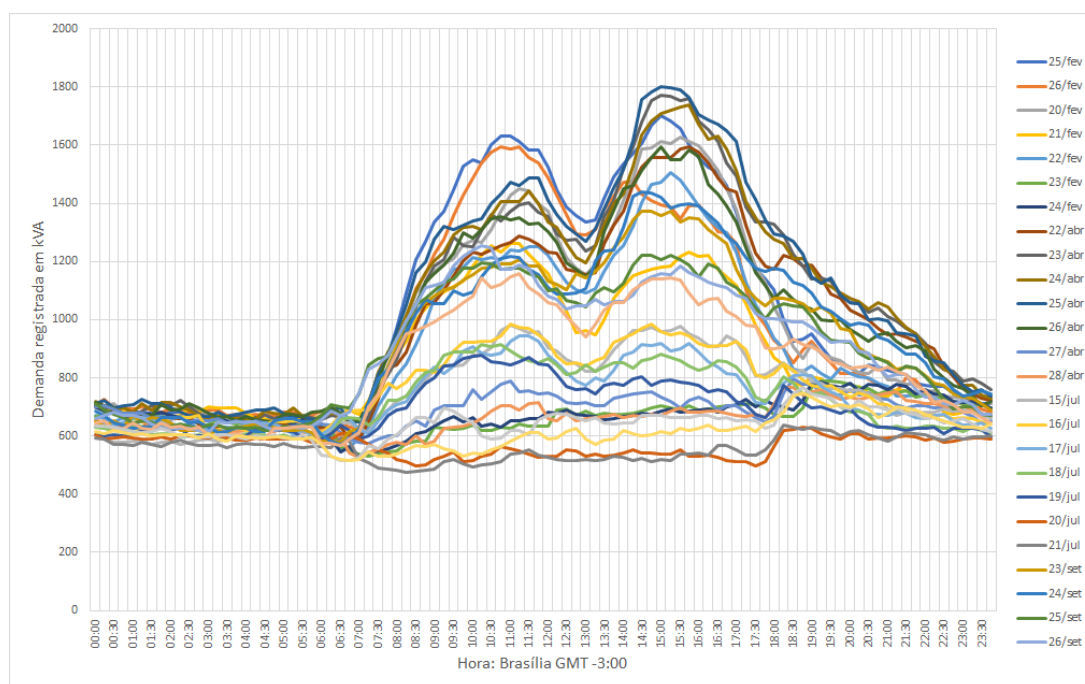
senta uma curva com características idênticas à da Figura 5.8, no entanto, observa-se apenas a alteração da escala, que nesse caso, chega a 1224kW de potência gerada ao meio dia.

#### 5.4.5 Curvas de demanda de energia elétrica da Universidade

Para a completa simulação e estudo de fluxo de potência e também da capacidade de hospedagem da rede elétrica, é necessário entender o comportamento da quantidade de energia consumida na Universidade, bem como os horários de maior e menor consumo. Serão estudadas as curvas de demanda do ano de 2019 e alguns cenários serão escolhidos levando em conta alguns critérios como: Período com atividades acadêmicas normais, finais de semana, e períodos de férias. Tais critérios são determinísticos e representam o perfil de consumo da universidade ao longo do ano, evidenciando os períodos de maior consumo, bem como os de menor consumo.

A Figura 5.9 a seguir é a representação gráfica de quatro semanas de consumo distribuídas nos meses de fevereiro, abril, julho e setembro de 2019.

Figura 5.9 – Perfis de demanda - UFLA - Amostra dos meses de Fevereiro, Abril, Julho e Setembro de 2019

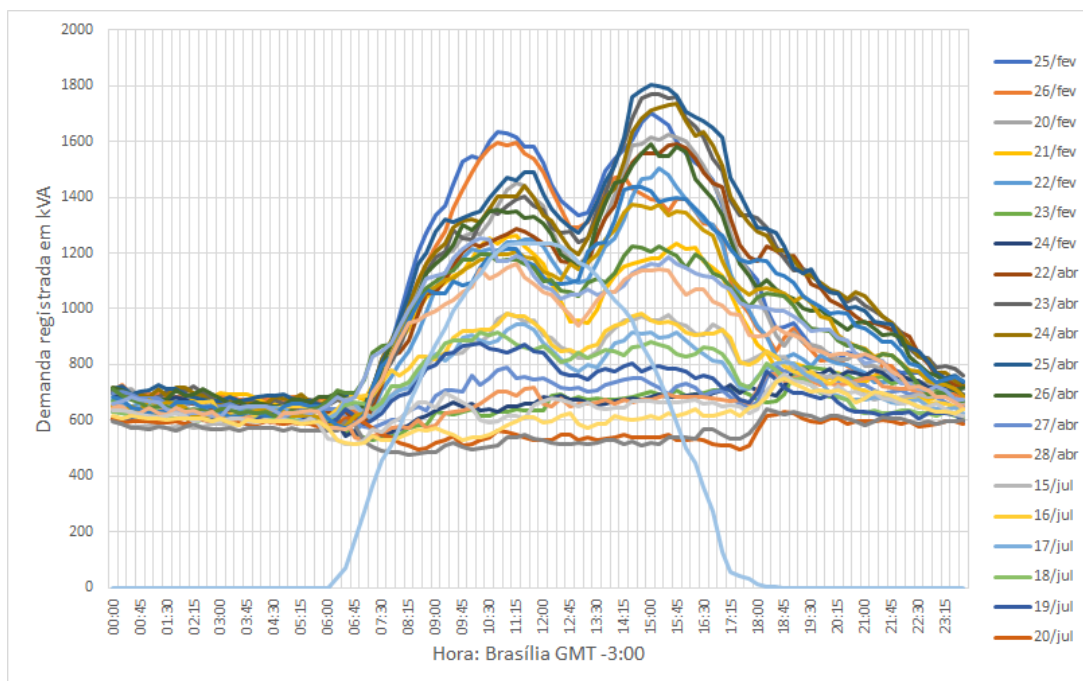


Fonte: Cemig (2019)

Uma amostragem dos dados foi realizada originando as curvas de consumo, baseadas nas medições da demanda de energia. O período de amostragem foi elaborado de modo a obter efetivamente o comportamento da Universidade ao longo do ano, portanto, tais curvas representam tanto os períodos de maior quanto os períodos de menor movimentação no *campus*. As curvas de demanda são obtidas através dos dados registrados pela concessionária de energia elétrica. Para a análise foram consideradas as curvas ao longo de uma semana para cada período escolhido.

Além disso, é sabido que quanto menos se consome em termos de energia elétrica, maior a probabilidade da energia gerada retornar para fonte, nesse caso, retornaria para a concessionária. Em termos práticos isso pode ocorrer com a geração fotovoltaica da UFLA. A Figura 5.9 mostra que, em diversos momentos, a demanda por energia fica abaixo de 600kVA entre 11h e 13h. A geração de energia pode chegar ao dobro da energia consumida nesses períodos. Tal afirmativa por ser comprada através da Figura 5.10.

Figura 5.10 – Curvas de demanda x curva de geração



Fonte: Cemig 2019 e do autor

#### 5.4.6 Distribuição das cargas nos transformadores

Ao se modelar o circuito elétrico da Universidade foi necessário o levantamento de todos os transformadores e suas respectivas potências nominais. Tais características e detalhamento foi mostrado na Tabela 5.1, evidenciando a potência total de transformadores instalados na Universidade. Entretanto, não existem medições disponíveis na instituição sobre a demanda individual de cada transformador. Dessa forma, para modelar o consumo das cargas em cada transformador, serão feitas as seguintes considerações:

- Distribuição das cargas:** assumiu-se que o carregamento dos transformadores deve seguir um perfil com distribuição estatística normal. Dessa forma, foi preciso definir previamente uma média e um desvio padrão entre os carregamentos individuais;
- Carregamento Médio (CM) geral:** obtido por meio da relação entre a demanda em (kVA) estabelecida para o cenário e a potência total instalada de transformadores ( $PT_{TOT}$ ), de forma que:

$$CM(\%) = \frac{Demanda(kVA)}{PT_{TOT}(kVA)} * 100 \quad (5.1)$$

c) **Desvio Padrão ( $\sigma$ ):** obtido de forma analítica por meio das características da rede de distribuição da UFLA, levando em consideração as seguintes premissas:

- Os transformadores da rede foram dimensionados para atender as futuras expansões da UFLA, e portanto não ultrapassam carregamento de 50%;
- Os cenários que representam a demanda máxima ocorrem durante a semana. Portanto, entende-se que há uma variedade grande entre o carregamento dos transformadores, por se tratarem de prédios com características distintas, tais como: centro de convivência, departamentos, laboratórios e salas de aula. Nestes cenários o desvio padrão deve ser maior e foi considerado igual a 8%;
- Os cenários que representam a demanda mínima ocorrem nos finais de semana. Nestes períodos o consumo se restringe às atividades essenciais, englobando sistemas de iluminação e refrigeração que tendem a ser distribuídos mais uniformemente entre todos os transformadores. Nestes cenários foi considerado um desvio padrão de 2% entre os carregamentos dos transformadores.

Segundo levantamento realizado neste trabalho,  $PT_{TOT} = 7317,5$  kVA e máxima demanda registrada no período em análise foi de 1801 kVA, ocorrendo entre às 9h e 16h. A máxima demanda também ocorre entre o período de máxima geração de energia. Portanto,  $CM$  máximo foi de 24,61%. Além disso, a mínima demanda registrada no período foi de 487 kVA, o que representa um  $CM = 6,66\%$ .

Esses valores de carregamento médio foram utilizados como base para definição dos desvios padrão apresentados anteriormente. Sabe-se que, na distribuição normal grande parte dos dados se encontra no intervalo dado por:

$$CM - 3\sigma < CT_x < CM + 3\sigma \quad (5.2)$$

onde,  $CT_x$  é o carregamento do transformador  $x$ .

Dessa forma, um desvio padrão de 8% garante que os dados de carregamento fiquem entre  $0 < CT_x < 50\%$ , conforme característica escolhida para determinação da potência nominal do transformador no ato de sua instalação. Já o desvio padrão de 2% garante que os dados de carregamento fiquem entre  $0 < CT_x < 15\%$ , conforme característica escolhida para determinação da potência nominal do transformador no ato de sua instalação.

Após estas definições, quatro cenários distintos foram escolhidos para análise. Nestes cenários o carregamento médio e o desvio padrão irão representar a distribuição normal de probabilidades para cada caso a seguir:

- a) **Cenário A:** Média igual à demanda mínima, obtida das curvas de demanda no período de amostragem, com desvio padrão de 2%;
- b) **Cenário B:** Média igual à demanda máxima, obtida das curvas de demanda no período de amostragem, com desvio padrão de 8%;
- c) **Cenário C:** Média com 20% abaixo da demanda mínima, definida no Cenário A, com desvio padrão de 2%;
- d) **Cenário D:** Média com 20% acima da demanda máxima, definida no Cenário B, com desvio padrão de 8%.

Cabe ressaltar que, o desvio padrão representa a variabilidade das cargas. Quanto maior o desvio padrão, mais heterogênea é a distribuição do consumo. Quanto menor o desvio padrão, mais homogêneo é o consumo. O fator de potência FP, e sua distribuição ocorrerá de forma análoga ao carregamento dos transformadores. A Tabela 5.6 apresenta os valores das médias calculadas para cada cenário, bem como o desvio padrão e fator de potência.

Tabela 5.6 – Média e desvio padrão para a distribuição normal de probabilidades

Cenário	Demanda (kVA)	Média do intervalo (%)	Desvio Padrão	Média FP
A	487	6,66%	2%	0,92
B	1801	24,61%	8%	0,92
C	390	5,33%	2%	0,92
D	2161	29,53%	8%	0,92

Fonte: Do autor (2021)

Estes dados serão usados para modelar as cargas e concluir a modelagem final para cada cenário. Os resultados para as cenários propostos serão apresentados no Capítulo a seguir.

## 6 RESULTADOS E DISCUSSÕES: SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO DA UFLA

Neste capítulo serão estudados o fluxo de potência e a capacidade de hospedagem do sistema de distribuição da UFLA. Alguns cenários foram criados de modo a representar a variabilidade da demanda por energia elétrica ao longo do ano. O comportamento das cargas se difere ao longo dos dias da semana e ao longo do ano, ou seja, há dias e períodos em que o consumo é mais elevado e dias em que o consumo de energia se reduz de forma expressiva.

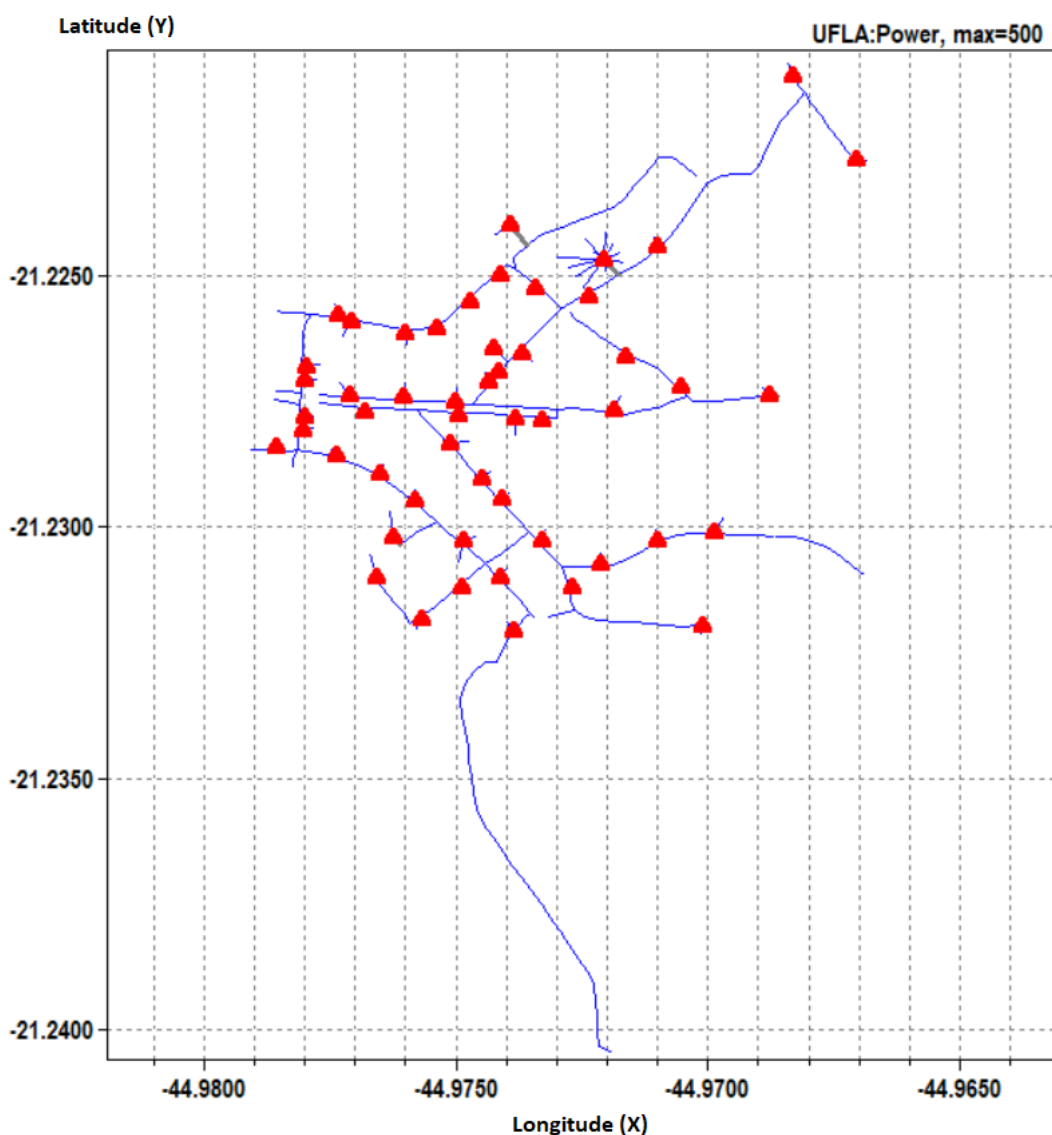
Para o estudo do fluxo de potência e análises de possíveis impactos na capacidade de hospedagem da rede elétrica, é importante observar algumas características técnicas da instalação, bem como a previsibilidade da geração concomitantemente com o consumo. Para todos os cenários o valor da geração será fixo e será a máxima potência dos inversores, ou seja, 1224kW. A rede elétrica em MT é modelada em 13800V, equivalente a 1,0 p.u.

### 6.1 Modelo do Sistema de Distribuição da UFLA no OpenDSS

Toda rede elétrica da Universidade foi detalhada e todos os componentes elétricos, modelados no *software* OpenDSS. Foram inserido dados dos cabos, transformadores, cargas, geração e demais itens pertinentes ao estudo.

O resultado do fluxo de potência é apresentado na Figura 6.1. Nesta Figura não estão sendo considerados os fluxos provenientes das cargas, bem como das gerações fotovoltaicas. Apenas a localização geográfica dos seus principais componentes. Os triângulos representam os transformadores alocados conforme levantamento de campo. Todo sistema da UFLA é radial e não possui pontos conectados originando anéis ou ligações de forma similar. Apesar da figura mostrar cruzamentos, eles não existem e isso é garantido pelas linhas de código programadas.

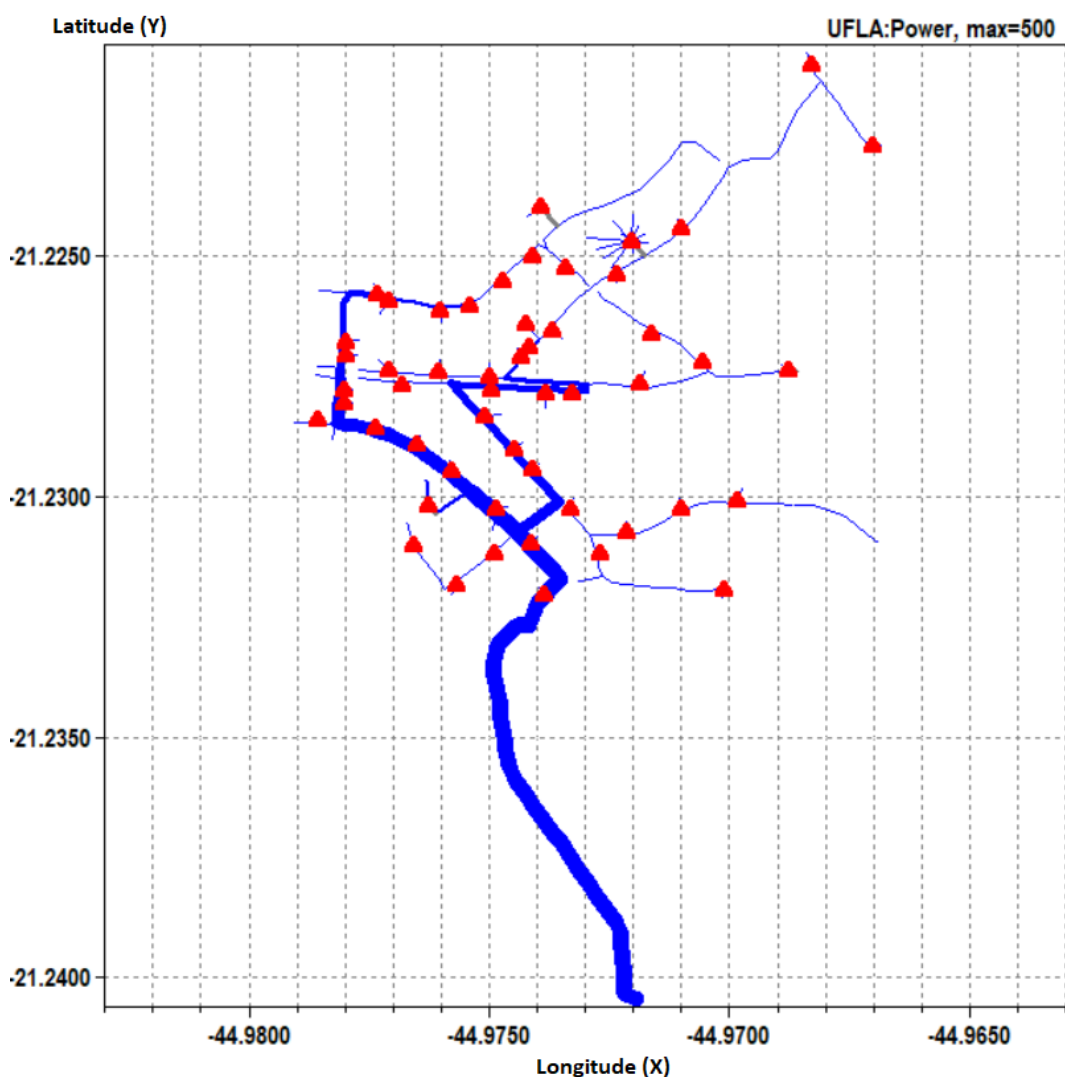
Figura 6.1 – Sistema de Distribuição da UFLA modelado no OpenDSS



Fonte: Do autor (2021) - OpenDSS

A Figura 6.2 mostra o fluxo de potência de forma radial. Ela apenas representa um cenário com cargas, com o objetivo de verificar as condições atuais da rede sem a adição de geração fotovoltaica. A média percentual utilizada no cálculo da distribuição normal é igual à demanda máxima, obtida das curvas de demanda no período de amostragem. O total de cargas é igual a 1811kW. O sistema é representado com linhas em escala de potência, ou seja, as linhas mais grossas representam trechos mais carregados. A escala é equivalente a um fluxo de potência de 500kW.

Figura 6.2 – Circuito da UFLA modelado no OpenDSS com fluxo radial



Fonte: Do autor (2021) - OpenDSS

Como já esperado, a saída do transformador principal (alimentador) apresenta o máximo fluxo de potência, uma vez que este trecho alimenta todas as cargas. A intensidade vai reduzindo ao longo do sistema, indicando a distribuição do fluxo de potência de forma radial. O estudo de fluxo de potência inicial apresenta alguns dados como a máxima e mínima tensão do circuito, potência ativa e potência reativa, perdas ativas e perdas reativas. A Tabela 6.1 mostra esses resultados, extraídos do cálculo do fluxo de potência por meio do *software* OpenDSS.

Tabela 6.1 – Resultados do fluxo de potência para o sistema radial UFLA sem GD

<b>Descrição</b>	<b>Resultado</b>
Total de GD instalada (kW)	-
Capacidade de Hospedagem (kW)	-
Máxima tensão (p.u.)	0,98359
Mínima tensão (p.u.)	0,96531
Total de potência em cargas (kVA)	1811,0
Total de potência reativa (kVar)	797,8
Total de perdas ativas (kW)	9,87 (0,54%)
Total de perdas reativas (kVar)	26,3 (3,29%)

Fonte: Do autor (2021) - OpenDSS

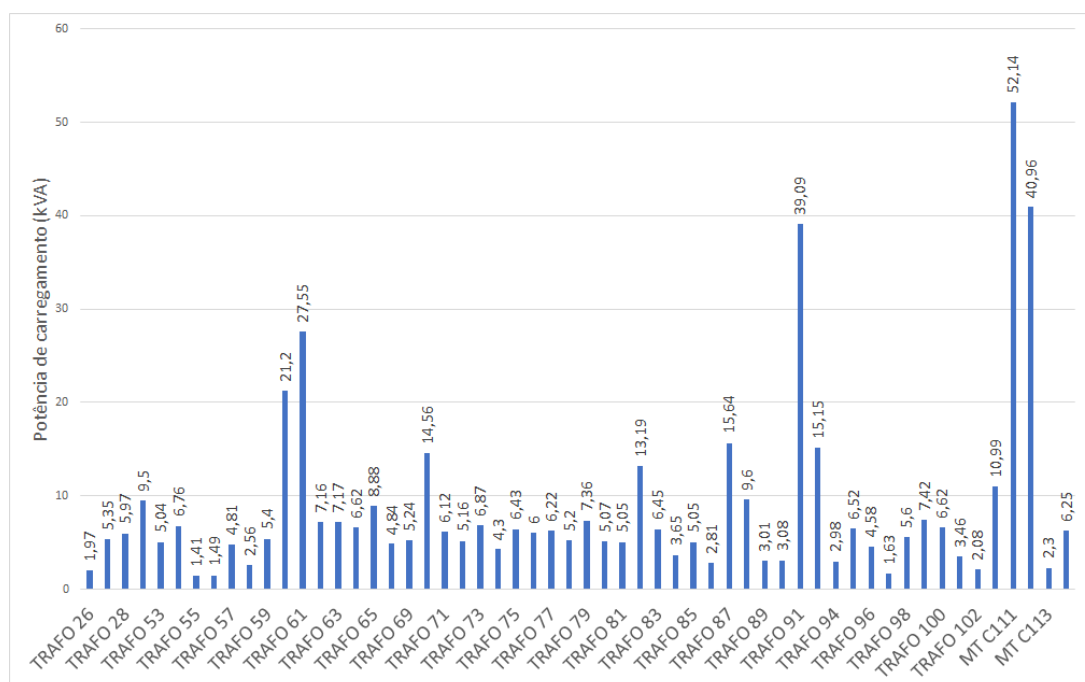
Os resultados indicam que a máxima tensão do sistema para estas condições é de 0.98359 p.u. e ocorre principalmente na saída da subestação principal. A mínima tensão é de 0,9653 p.u. e ocorre no secundário do transformador situado à Rua José Maria Alves, após a usina fotovoltaica. Este transformador encontra-se a aproximadamente 3,41km da subestação de entrada.

## **6.2 Cenário A: Análises com a demanda mínima registrada na amostragem: 487,55kVA**

Para este cenário a média percentual utilizada no cálculo da distribuição normal é igual à demanda mínima, obtida das curvas de demanda no período de amostragem. O desvio padrão para este cenário é de 2% visto a demanda reduzida e característica de consumo mais homogêneo. Tais demandas ocorrem principalmente nos finais de semana e feriados.

Na Tabela 3, apresentada no Apêndice B, constam as potências finais de carregamento dos transformadores com base na distribuição normal. Esses dados serão inseridos na modelagem do OpenDSS. A Figura 6.3 apresenta os valores com o carregamento de cada transformador, obtidos através da distribuição normal.

Figura 6.3 – Carregamento dos transformadores - Cenário A

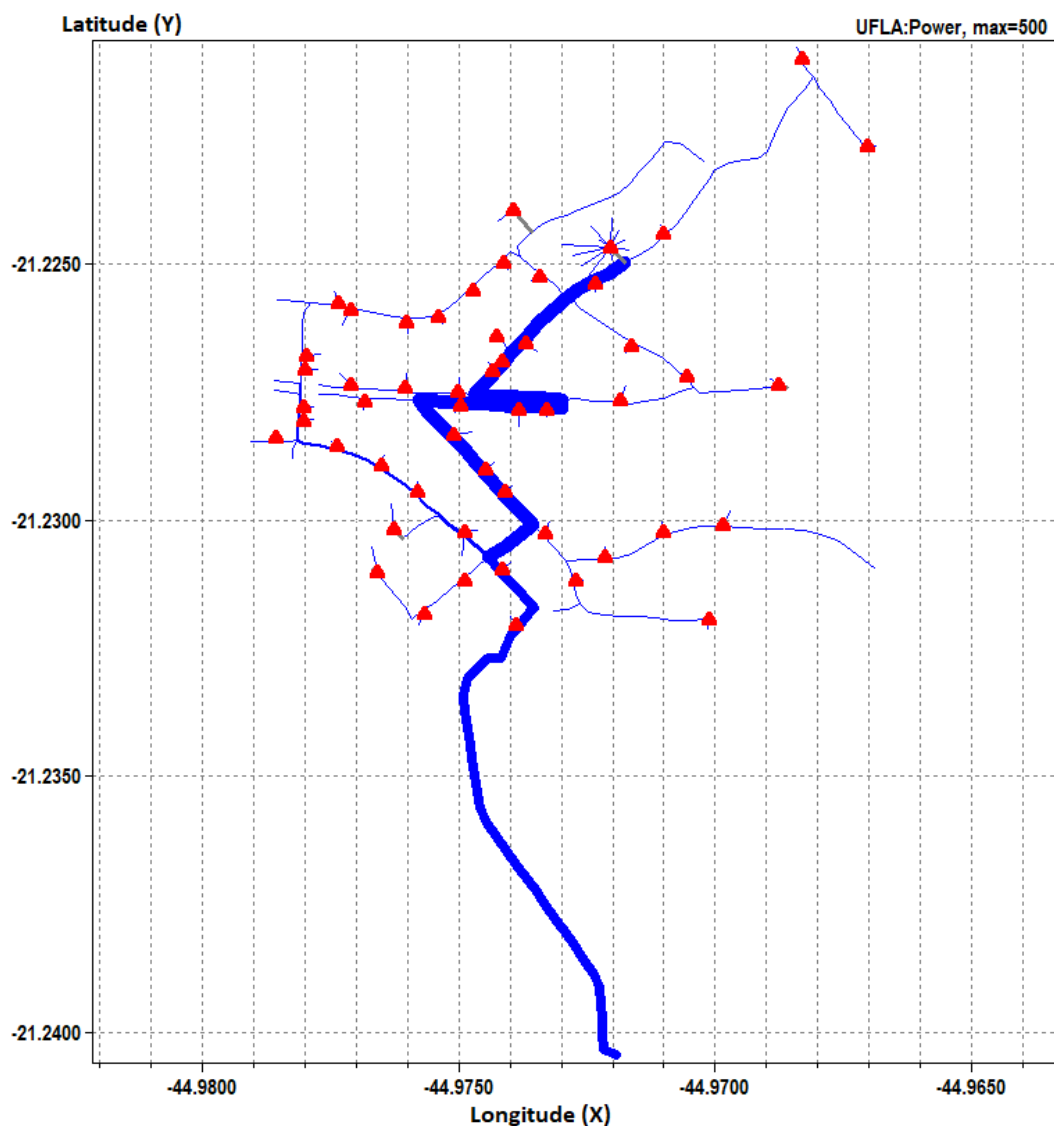


Fonte: Do autor (2021)

O carregamento total para este cenário é de 487,55kVA. Os dados do carregamento  $CT_x$  ficam dentro do intervalo definido, aproximando da demanda registrada no período que é de 487,0kVA.

Para este cenário é importante ressaltar que parte do fluxo de energia retorna para a rede, como havia sido previsto anteriormente. As usinas fotovoltaicas alimentam todas as cargas para o cenário em questão, além de gerar energia excedente. A Figura 6.4 mostra o fluxo de potência com todas as modelagens atendidas. O sistema é representado com linhas em escala de potência, ou seja, as linhas mais grossas representam trechos mais carregados. A escala é equivalente a um fluxo de potência de 500kW.

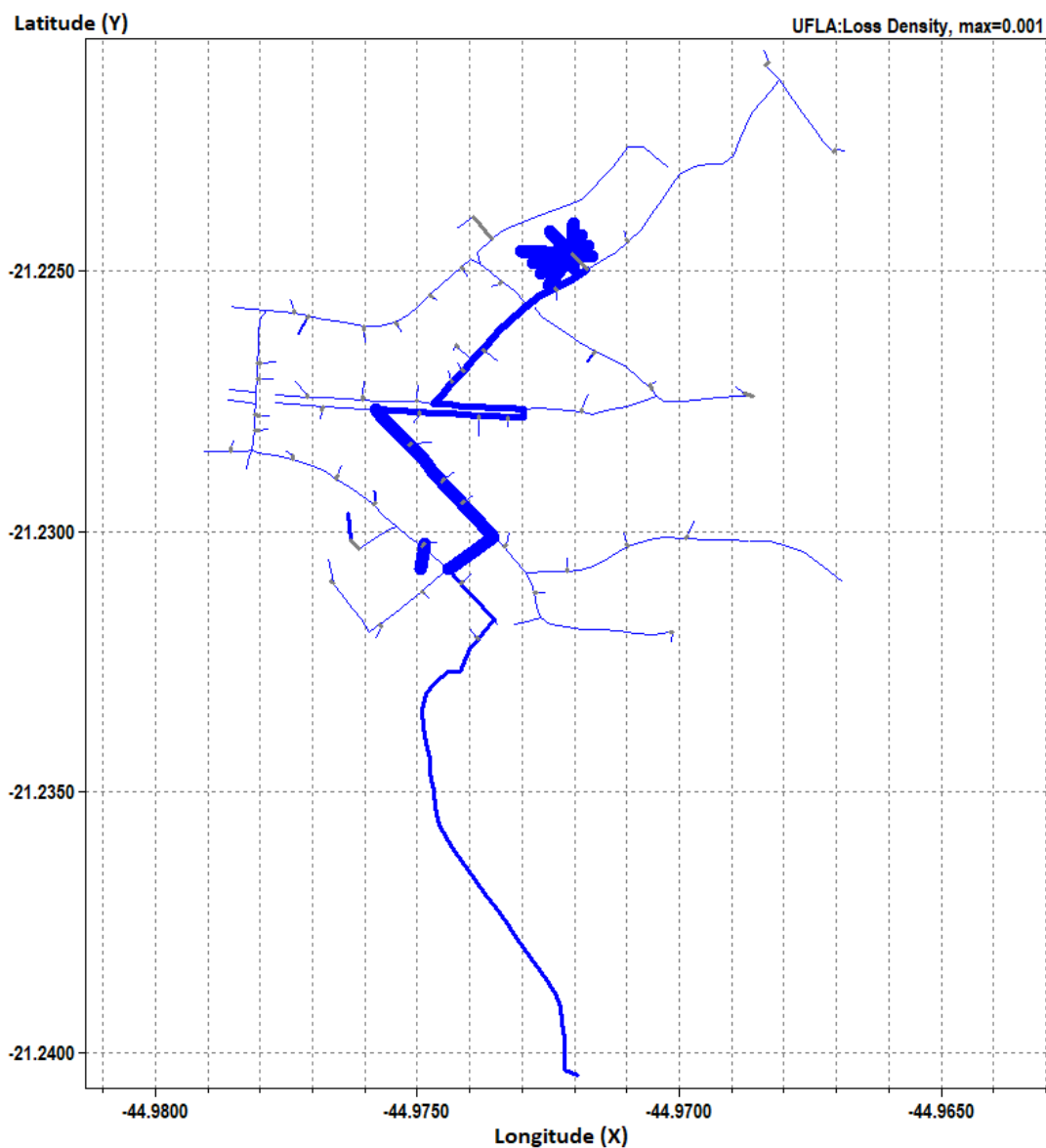
Figura 6.4 – Circuito da UFLA modelado no OpenDSS - Cenário A



Fonte: OpenDSS (2021)

Outro aspecto importante a ser observado são as perdas. A Figura 6.5 demonstra as perdas em escala. Elas são maiores nos trechos com cabos de média tensão com bitola de  $50\text{mm}^2$  e principalmente nos circuitos de baixa tensão da usina fotovoltaica.

Figura 6.5 – Perdas totais - Cenário A



Fonte: OpenDSS (2021)

O estudo de fluxo de potência inicial apresenta os dados de máxima e mínima tensão do circuito, potência ativa e potência reativa, perdas ativas e perdas reativas. A Tabela 6.2 mostra esse resultados, extraídos do cálculo do fluxo de potência por meio do *software* OpenDSS.

Tabela 6.2 – Resultados do fluxo de potência para o Cenário A - UFLA

<b>Descrição</b>	<b>Resultado</b>
Total de GD instalada (kW)	1224,0
Capacidade de Hospedagem (kW)	-
Máxima tensão (p.u.)	1,0193
Mínima tensão (p.u.)	0,99659
Total de potência em cargas (kVA)	487,55
Total de potência ativa injetada na rede (kW)	737,36
Total de potência reativa (kVar)	263,77
Total de perdas ativas (kW)	18,14 (2,46%)
Total de perdas reativas (kVar)	67,03 (25,41%)

Fonte: Do autor (2021)

Os resultados indicam que a máxima tensão do sistema para estas condições é de 1,0193 p.u. e ocorre principalmente na saída dos painéis da GD, em 380V, elevação de 1,93%. A mínima tensão é de 0,99659 p.u. e ocorre no secundário do transformador 99, situado à Av. Sul, de frente ao prédio da ABI. Este transformador encontra-se a aproximadamente 1,47km da subestação de entrada. Para este cenário não houve violação dos limites de tensão, portanto, não houve capacidade de hospedagem.

As correntes para as Fases A, B e C na saída da subestação são de 32,79A por fase, uma vez que uma distribuição equilibrada de cargas é considerada. Lembrando que esta corrente é referente à injeção de energia na rede da concessionária, considerando a máxima geração fotovoltaica. Caso a geração diminua, essa injeção de energia na rede irá diminuir.

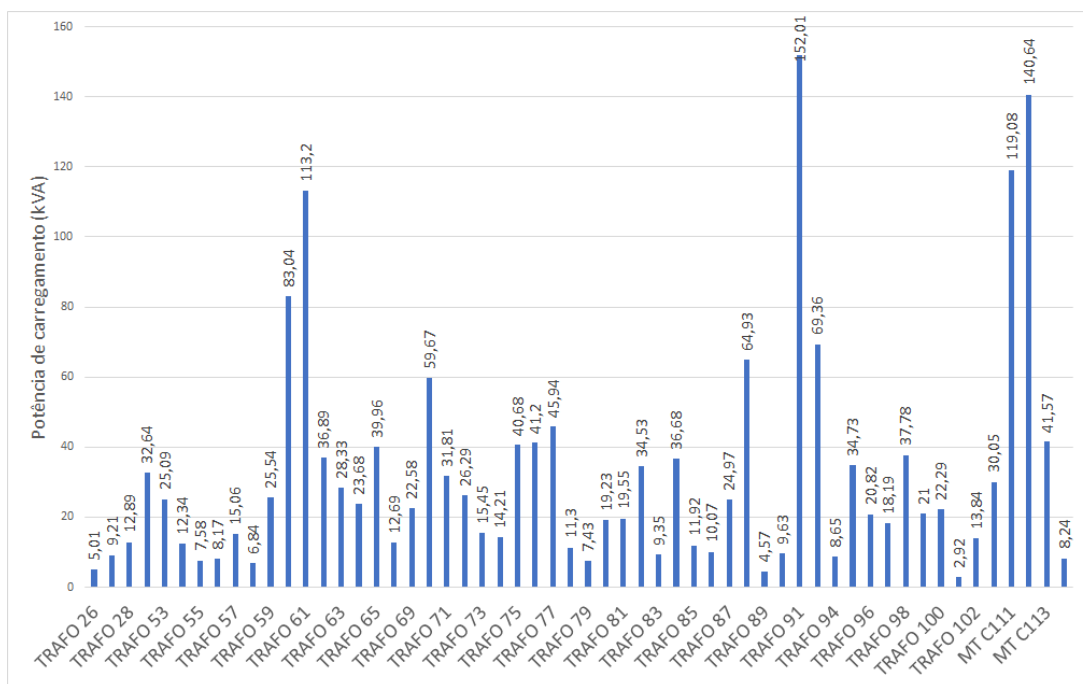
O objetivo desta análise é o de verificar o comportamento do fluxo de potência e avaliar os perfis de tensão e perdas para as condições específicas. Com a mínima carga e maior geração, haverá um maior nível de energia injetada na rede, portanto, é nesta ocasião que ocorrem as elevações de tensão.

### **6.3 Cenário B: Análises com a demanda máxima registrada na amostragem: 1801kVA**

Para este cenário a média percentual utilizada no cálculo da distribuição normal é igual à demanda máxima, obtida das curvas de demanda no período de amostragem. O desvio padrão para este cenário é de 8% visto a demanda mais elevada e característica de consumo mais heterogêneo. Tais demandas ocorrem principalmente nos dias úteis, com variação conforme o dia da semana, durante o período letivo.

Na Tabela 4 apresentada no apêndice B, constam as potências finais de carregamento dos transformadores com base na distribuição normal. Esses dados serão inseridos na modelagem do OpenDSS. A Figura 6.6 apresenta os valores com o carregamento de cada transformador, obtidos através da distribuição normal.

Figura 6.6 – Carregamento dos transformadores - Cenário B



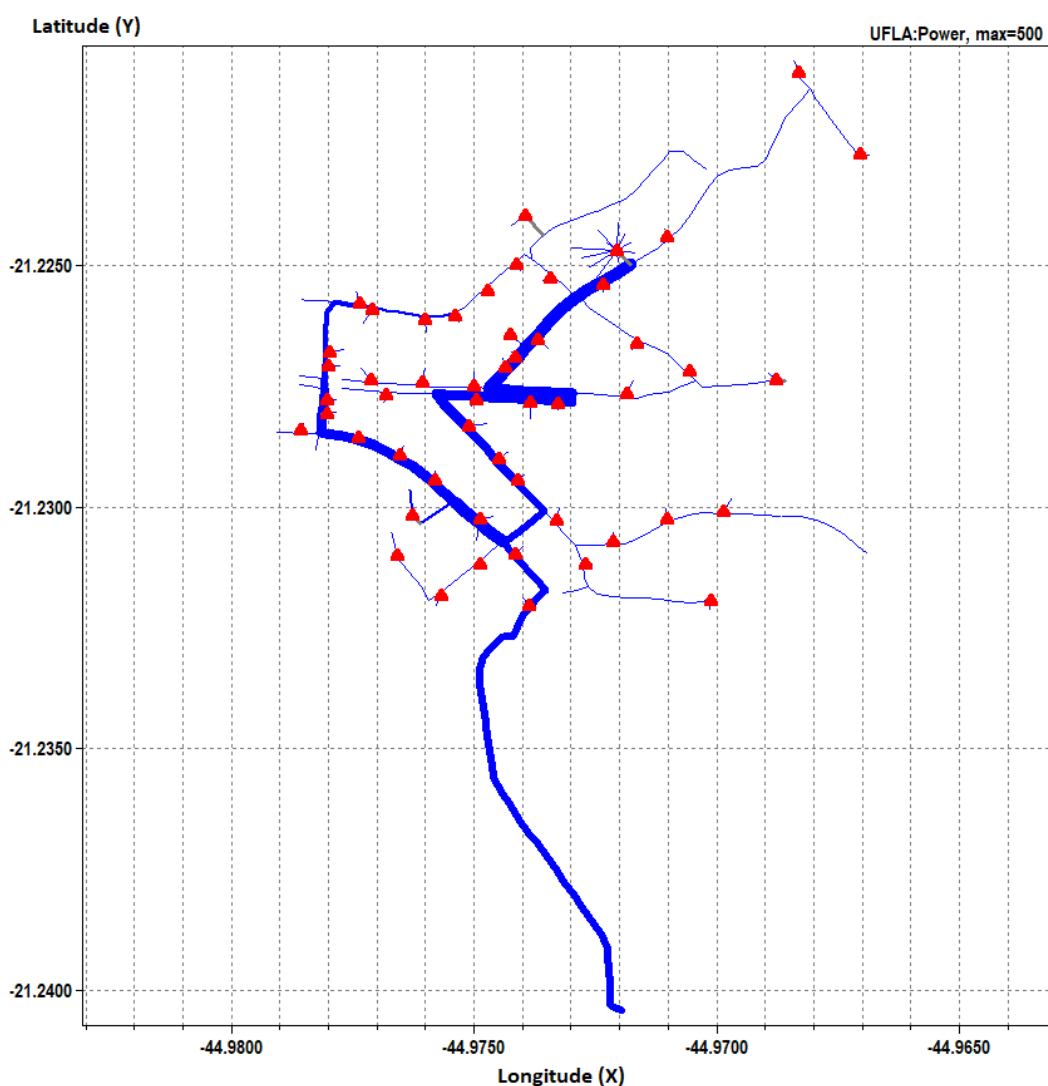
Fonte: Do autor (2021)

O carregamento total para este cenário é de 1801,32kVA. Os dados do carregamento  $CT_x$  ficam dentro do intervalo definido, aproximando da demanda registrada no período que é de 1801,0kVA.

Para este cenário é importante ressaltar que todo o fluxo de energia é consumido localmente, como havia sido previsto anteriormente. As usinas fotovoltaicas alimentam uma parcela das cargas para o cenário em questão e o restante da energia é fornecida pela concessionária.

A Figura 6.7 mostra o fluxo de potência com todas as modelagens atendidas. O sistema é representado com linhas em escala de potência, ou seja, as linhas mais grossas representam trechos mais carregados. A escala é equivalente a um fluxo de potência de 500kW.

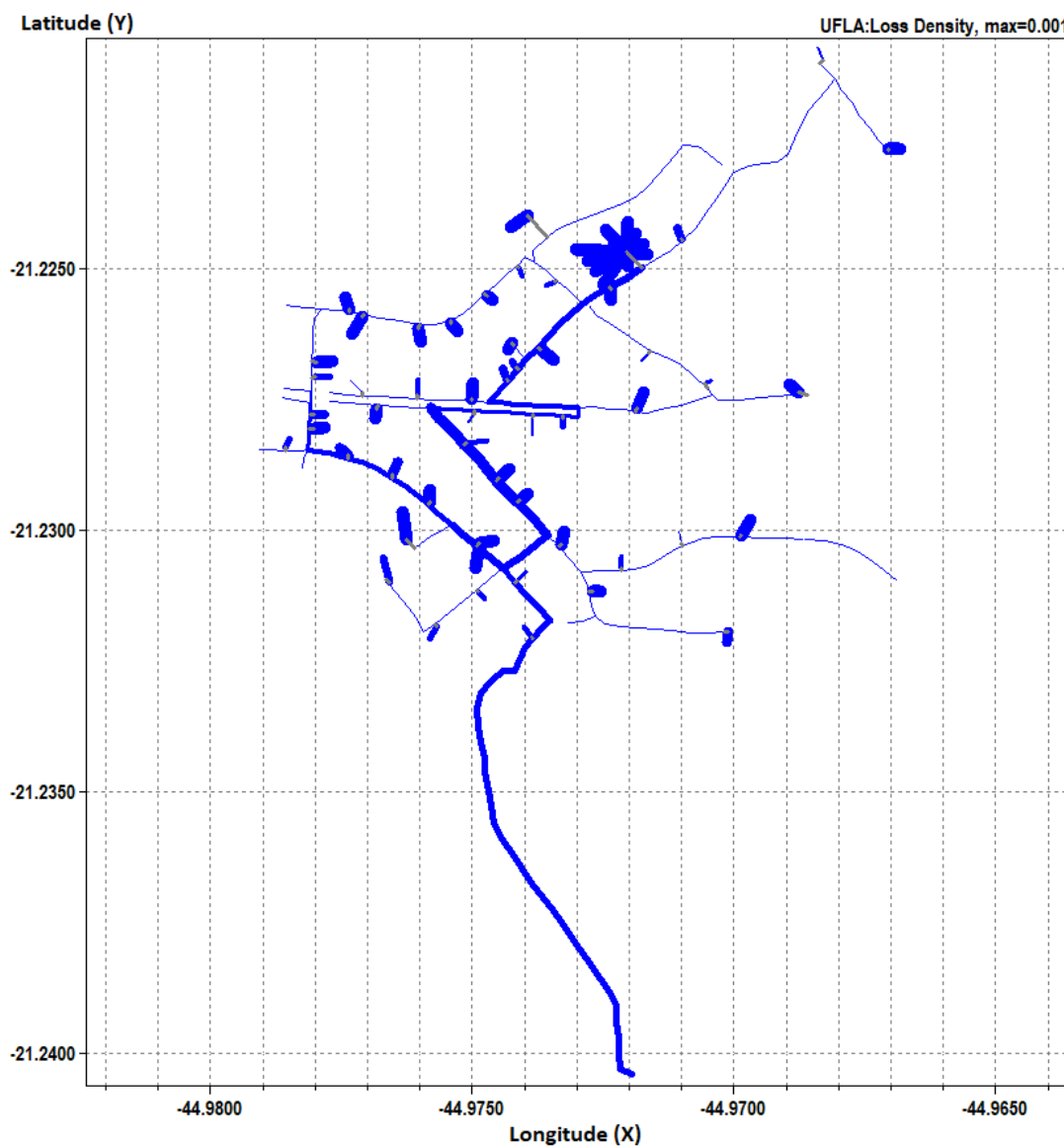
Figura 6.7 – Circuito da UFLA modelado no OpenDSS - Cenário B



Fonte: OpenDSS (2021)

Outro aspecto importante a ser observado são as perdas. A Figura 6.8 demonstra as perdas em escala. As perdas são maiores principalmente nos circuitos de baixa tensão de modo geral. Alguns trechos da rede de média tensão também possuem perdas maiores, devido ao carregamento total dos transformadores. Este cenário representa uma aproximação com um dia intenso no consumo da Universidade, bem como um dia intenso na geração de energia fotovoltaica.

Figura 6.8 – Perdas totais - Cenário B



Fonte: OpenDSS (2021)

O estudo de fluxo de potência inicial apresenta alguns dados como a máxima e mínima tensão do circuito, potência ativa e potência reativa, perdas ativas e perdas reativas. A Tabela 6.3 apresenta os principais resultados para a modelagem do cenário B.

Tabela 6.3 – Resultados do fluxo de potência para o Cenário B - UFLA

<b>Descrição</b>	<b>Resultado</b>
Total de GD instalada (kW)	1224,0
Capacidade de Hospedagem (kW)	-
Máxima tensão (p.u.)	1,005
Mínima tensão (p.u.)	0,9725
Total de potência em cargas (kVA)	1801,32
Total de potência ativa consumida da rede (kW)	581,09
Total de potência reativa (kVar)	861,32
Total de perdas ativas (kW)	22,77 (3,92%)
Total de perdas reativas (kVar)	89,85 (10,43%)

Fonte: Do autor (2021) - OpenDSS

Os resultados indicam que a máxima tensão do sistema para estas condições é de 1,005 p.u. e ocorre principalmente na saída dos painéis da GD, em 380V. A mínima tensão é de 0,9725 p.u. e ocorre novamente no secundário do transformador situado à Rua José Maria Alves, após a usina fotovoltaica. Este transformador encontra-se a aproximadamente 3,41km da subestação de entrada. Para este cenário não houve violação dos limites de tensão, portanto, não houve capacidade de hospedagem.

As correntes para as Fases A,B e C na saída da subestação é de 44,04A por fase. Lembrando que esta corrente é referente ao consumo de energia na rede da concessionária, considerando a máxima geração fotovoltaica. Caso a geração diminua, esse consumo da rede irá aumentar.

O objetivo desta análise é o de verificar o comportamento do fluxo de potência e avaliar os perfis de tensão e perdas para as condições específicas.

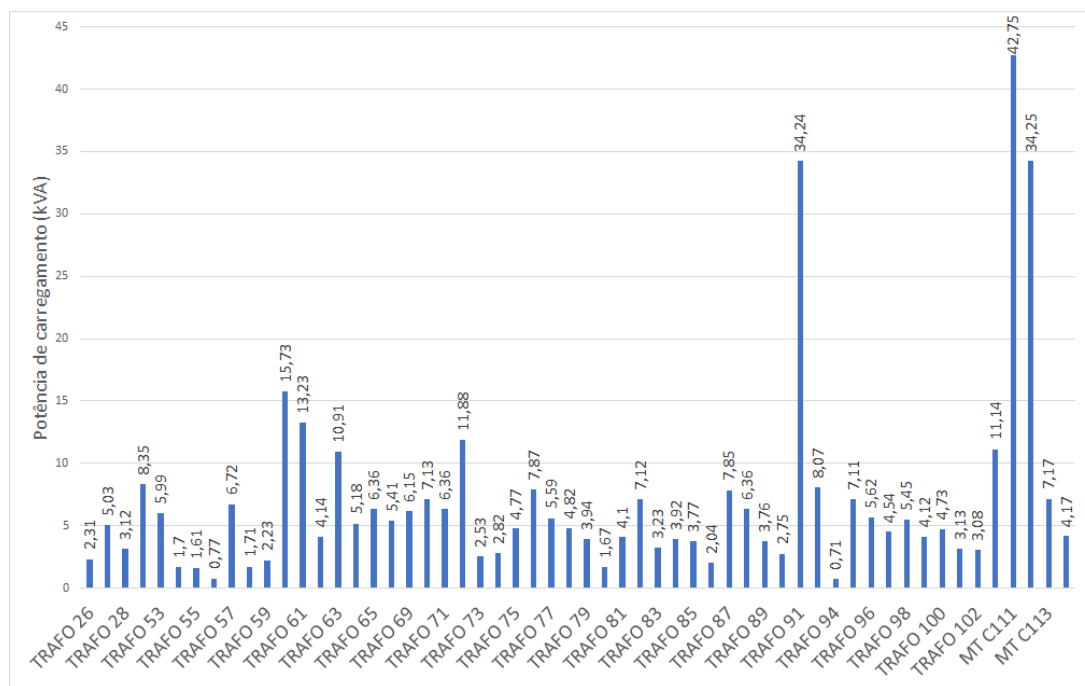
#### **6.4 Cenário C: Análises com a demanda 20% menor que a mínima registrada na amostragem: 390kVA**

Para este cenário a média percentual utilizada no cálculo da distribuição normal é 20% menor que a demanda mínima registrada, obtida das curvas de demanda no período de amostragem. O desvio padrão para este cenário é de 2% visto a demanda menor e característica de consumo mais homogêneo. Tais demandas ocorrem principalmente nos finais de semana.

Na Tabela 5 apresentada no apêndice B, constam as potências finais de carregamento dos transformadores com base na distribuição normal. Esses dados serão inseridos na modelagem

do OpenDSs. A Figura 6.9 apresenta os valores com o carregamento de cada transformador, obtidos através da distribuição normal.

Figura 6.9 – Carregamento dos transformadores - Cenário C



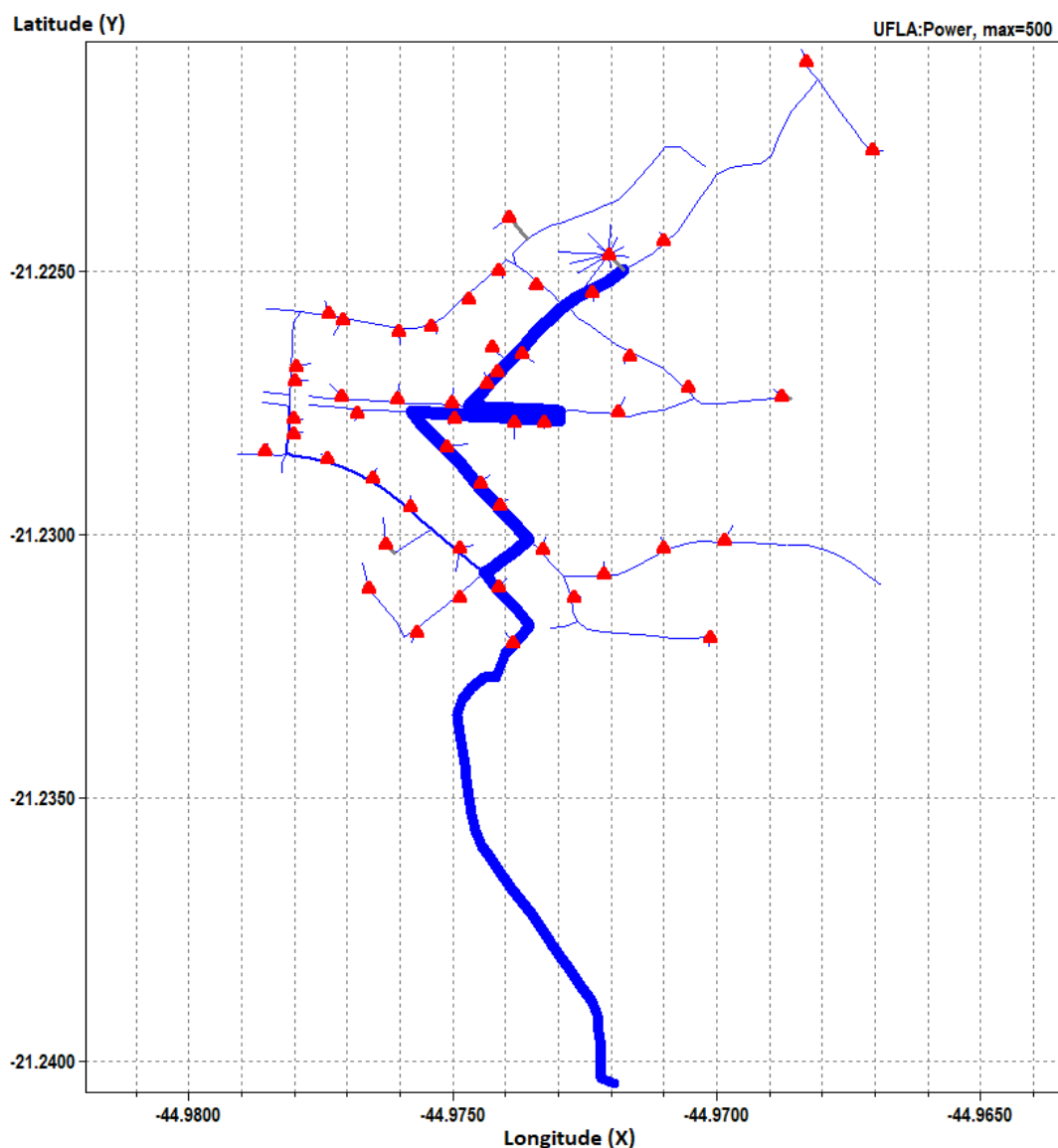
Fonte: Do autor (2021)

O carregamento total para este cenário é de 391,21kVA. Os dados do carregamento  $CT_x$  ficam dentro do intervalo definido, aproximando da demanda registrada no período que é de 390,0kVA.

Para este cenário é importante ressaltar que parte do fluxo de energia é injetado na rede, como havia sido previsto anteriormente. As usinas fotovoltaicas alimentam todas as cargas para o cenário em questão e o restante da energia é fornecida para a concessionária.

A Figura 6.10 mostra o fluxo de potência com todas as modelagens atendidas. O sistema é representado com linhas em escala de potência, ou seja, as linhas mais grossas representam trechos mais carregados. A escala é equivalente a um fluxo de potência de 500kW.

Figura 6.10 – Circuito da UFLA modelado no OpenDSS - Cenário C

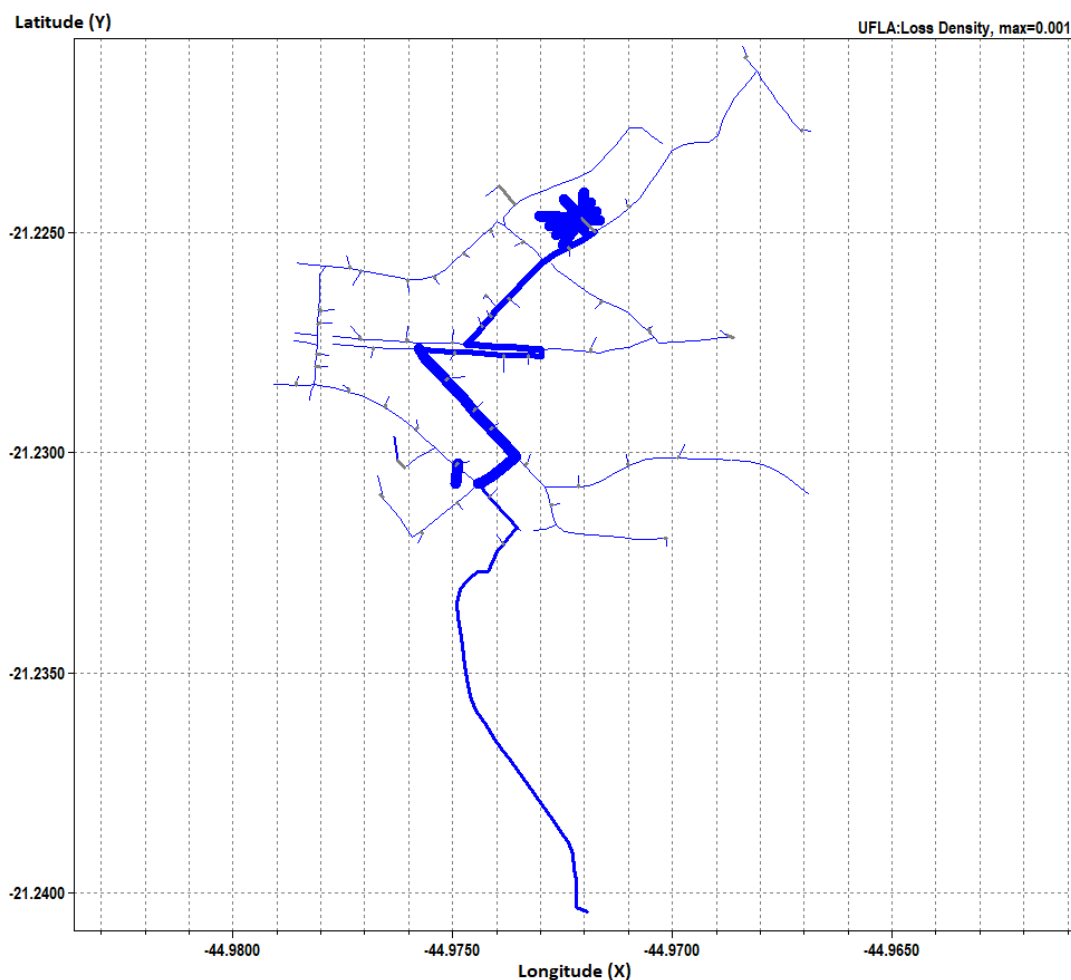


Fonte: OpenDSS (2021)

Outro aspecto importante a ser observado são as perdas. A Figura 6.11 demonstra as perdas em escala. Elas são maiores nos trechos com cabos de média tensão com bitola de 50mm<sup>2</sup> e principalmente nos circuitos de baixa tensão da usina fotovoltaica. Este cenário representa uma aproximação com um dia de consumo reduzido na universidade, bem como um dia intenso na geração de energia fotovoltaica.

A Tabela 6.4 apresenta os principais resultados para a modelagem do cenário C.

Figura 6.11 – Perdas totais - Cenário C



Fonte: Do autor (2021) - OpenDSS

Tabela 6.4 – Resultados do fluxo de potência para o Cenário C - UFLA

Descrição	Resultado
Total de GD instalada (kW)	1224,0
Capacidade de Hospedagem (kW)	-
Máxima tensão (p.u.)	1.0201
Mínima tensão (p.u.)	0.99767
Total de potência em cargas (kVA)	391,21
Total de potência ativa injetada na rede (kW)	833,51
Total de potência reativa (kVar)	237,54
Total de perdas ativas (kW)	18,27 (2,19%)
Total de perdas reativas (kVar)	66,55 (28,01%)

Fonte: Do autor (2021)

O estudo de fluxo de potência inicial apresenta alguns dados como a máxima e mínima tensão do circuito, potência ativa e potência reativa, perdas ativas e perdas reativas. Os resul-

tados indicam que a máxima tensão do sistema para estas condições é de 1,0201 p.u. e ocorre principalmente na saída dos painéis da GD, em 380V. A mínima tensão é de 0,99767 p.u. e ocorre no secundário do transformador alimentador da ABI. Este transformador encontra-se a aproximadamente 1,49km da subestação de entrada. Para este cenário não houve violação dos limites de tensão, portanto, não houve capacidade de hospedagem.

As correntes para as Fases A, B e C na saída da subestação são de 36,27A por fase. Lembrando que esta corrente é referente à injeção de energia na rede da concessionária, considerando a máxima geração fotovoltaica. Caso a geração diminua, esse valor também diminuirá.

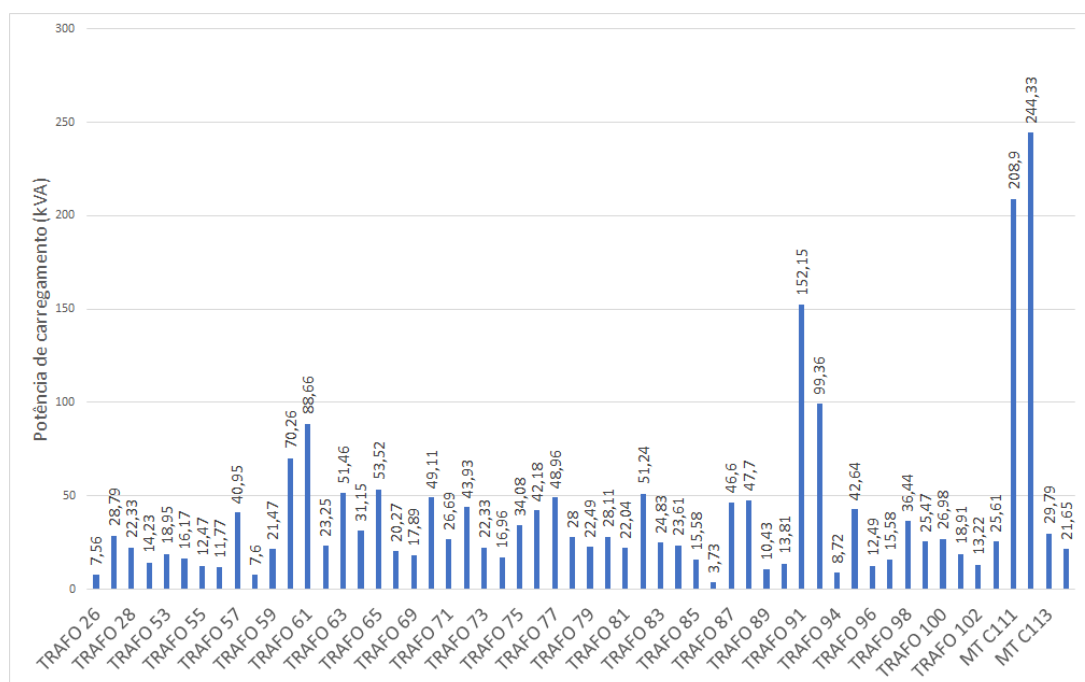
O objetivo desta análise é o de verificar o comportamento do fluxo de potência e avaliar os perfis de tensão e perdas para as condições específicas. Com a mínima carga e maior geração, haverá um maior nível de energia injetada na rede, portanto, é nesta ocasião que ocorrem as elevações de tensão.

#### **6.5 Cenário D: Análises com a demanda 20% maior que a máxima registrada na amostragem: 2161kVA**

Para este cenário a média percentual utilizada no cálculo da distribuição normal é igual 20% acima da demanda máxima, obtida das curvas de demanda no período de amostragem. O desvio padrão para este cenário é de 8% visto a demanda mais elevada e característica de consumo mais heterogêneo. Tais demandas ocorrem principalmente nos dias úteis, com variação conforme o dia da semana, durante o período letivo.

Na Tabela 6 (Apêndice B) constam as potências finais de carregamento dos transformadores com base na distribuição normal. Esses dados serão inseridos na modelagem do OpenDSs. A Figura 6.12 apresenta os valores com o carregamento de cada transformador, obtidos através da distribuição normal.

Figura 6.12 – Carregamento dos transformadores - Cenário D



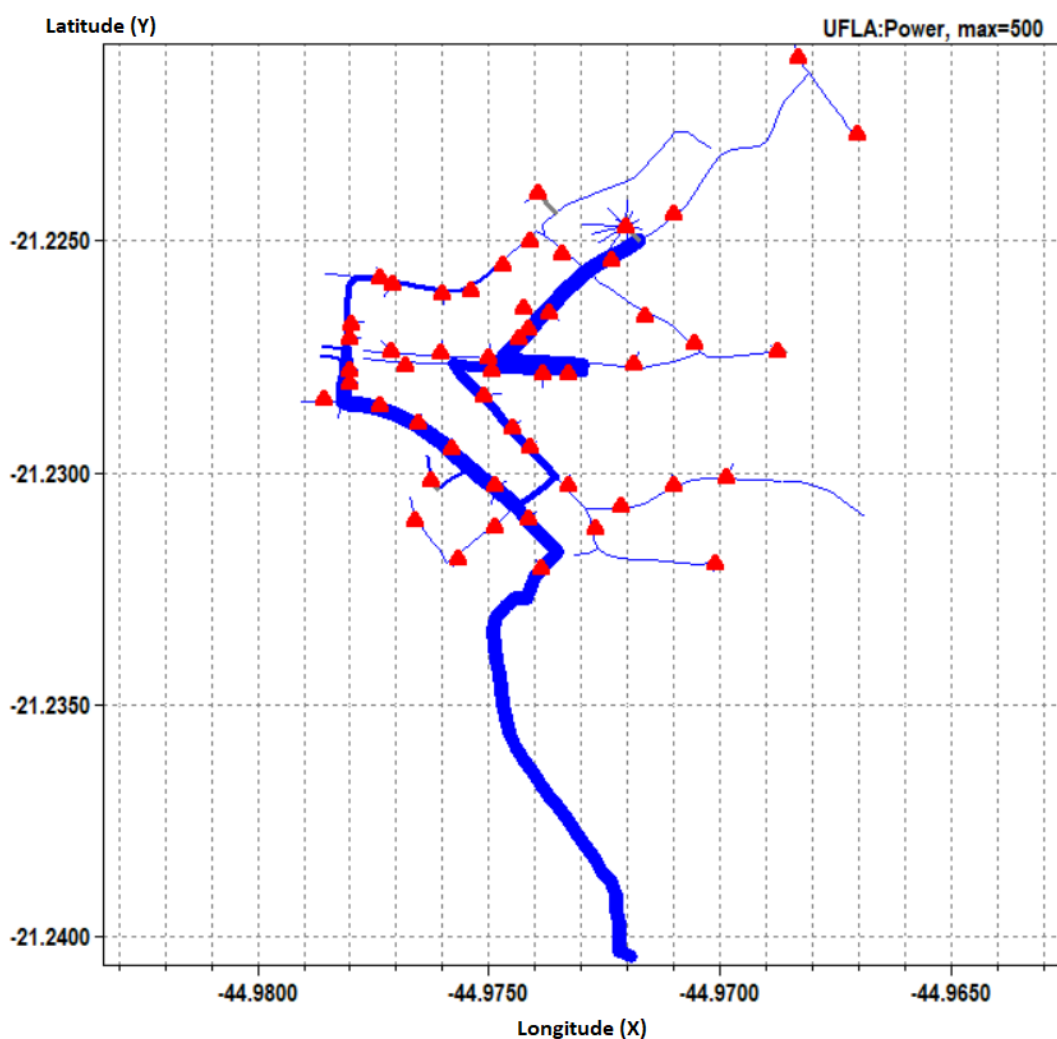
Fonte: Do autor

O carregamento total para este cenário é de 2161,0kVA. Os dados do carregamento  $CT_x$  ficam dentro do intervalo definido, aproximando da demanda registrada no período que é de 2163,4kVA.

Para este cenário é importante ressaltar que todo o fluxo de energia é consumido localmente, como havia sido previsto anteriormente. As usinas fotovoltaicas alimentam uma parcela das cargas para o cenário em questão e o restante da energia é fornecida pela concessionária.

A Figura 6.13 mostra o fluxo de potência representado com linhas em escala equivalente a um fluxo de potência de 500kW.

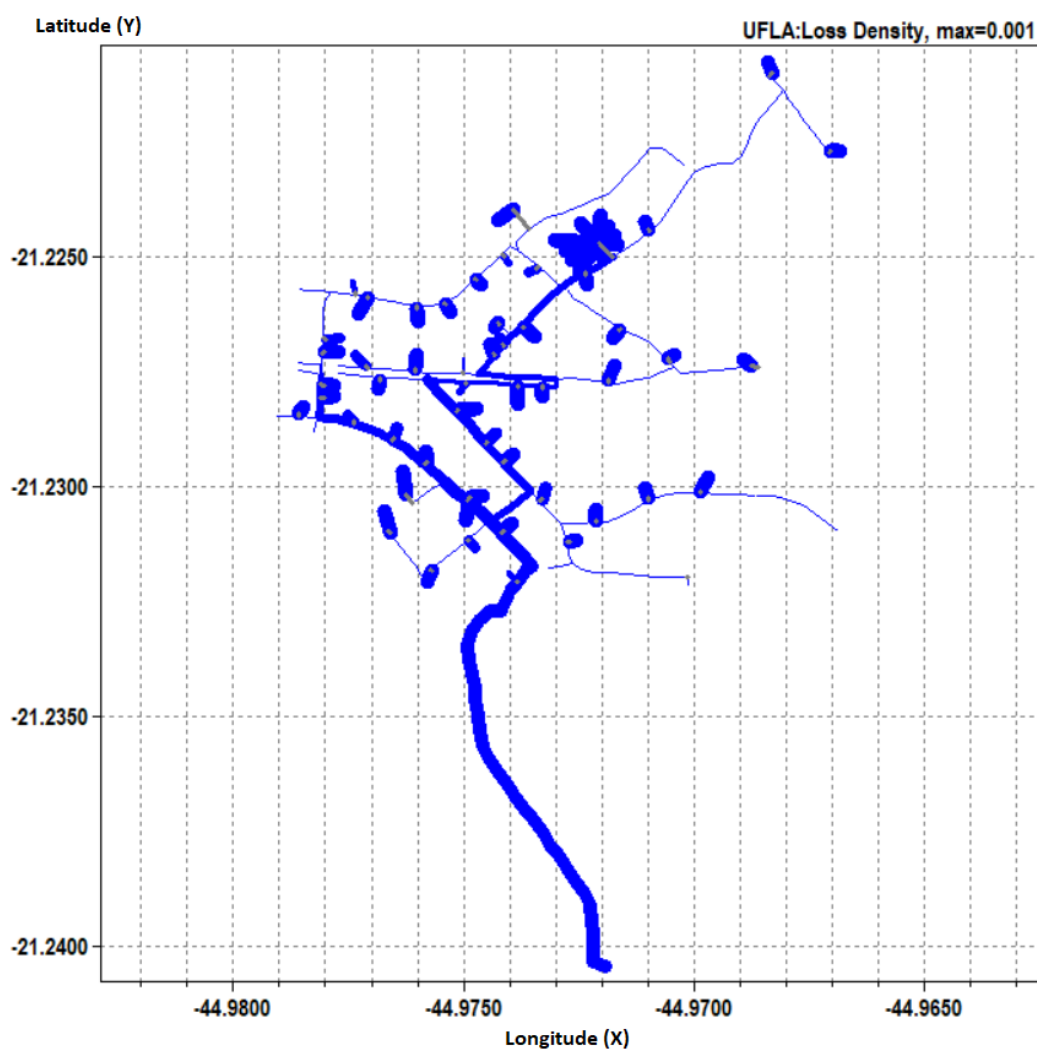
Figura 6.13 – Circuito da UFLA modelado no OpenDSS - Cenário D



Fonte: Do autor (2021) - OpenDSS

Em seguida, as perdas são observadas na Figura 6.14. Novamente, as perdas são maiores nos principalmente nos circuitos de baixa tensão de modo geral. Alguns trechos da rede de média tensão também possui perdas maiores, devido ao carregamento total dos transformadores. Este cenário representa uma aproximação com um dia intenso no consumo da universidade, bem como um dia intenso na geração de energia fotovoltaica.

Figura 6.14 – Perdas totais - Cenário D



Fonte: Do autor (2021) - OpenDSS

O estudo de fluxo de potência inicial apresenta alguns dados como a máxima e mínima tensão do circuito, potência ativa e potência reativa, perdas ativas e perdas reativas. A Tabela 6.5 apresenta os principais resultados para a modelagem do cenário D.

Tabela 6.5 – Resultados do fluxo de potência para o Cenário D - UFLA

<b>Descrição</b>	<b>Resultado</b>
Total de GD instalada (kW)	1224,0
Capacidade de Hospedagem (kW)	-
Máxima tensão (p.u.)	1,0006
Mínima tensão (p.u.)	0,9689
Total de potência em cargas (kVA)	2163,4
Total de potência ativa consumida da rede (kW)	945,48
Total de potência reativa (kVar)	1048,9
Total de perdas ativas (kW)	25,08 (2,65%)
Total de perdas reativas (kVar)	95,47 (9,10%)

Fonte: Do autor (2021)

Os resultados indicam que a máxima tensão do sistema para estas condições é de 1,0006 p.u. e ocorre principalmente na saída dos painéis da GD, em 380V. A mínima tensão é de 0,9689 p.u. e ocorre novamente no secundário do transformador da ABI. Este transformador encontra-se a aproximadamente 1,49km da subestação de entrada. Para este cenário não houve violação dos limites de tensão, portanto, não houve capacidade de hospedagem.

Como o consumo e a geração são fatores intermitentes, os valores apresentados na Tabela 6.5 também serão. As correntes para as Fases A, B e C na saída da subestação é de 60,08A por fase. Lembrando que esta corrente é referente ao consumo de energia na rede da concessionária, considerando a máxima geração fotovoltaica. Caso a geração diminua, esse consumo da rede irá aumentar. A Tabela 6.6 apresenta um resumo de todos os resultados.

Tabela 6.6 – Resumo do estudo de CH de todos os cenários - UFLA

<b>Cenário</b>	<b>GD<sub>inst</sub> (kW)</b>	<b>CH (kW)</b>	<b>Demanda das cargas (kVA)</b>	<b>Máx. Tensão (p.u.)</b>
Radial	-	-	1811,0	0,9836
A	1224,0	Não Houve	487,55	1,0193
B	1224,0	Não Houve	1801,0	1,0050
C	1224,0	Não Houve	390,0	1,0201
D	1224,0	Não Houve	2161,0	1,0006

Fonte: Do autor (2021)

Pelos resultados apresentados, podemos verificar que em todos os cenários não houve aumento significativo da tensão. As maiores variações ocorreram nos cenários A e C, cenários

estes que possuem um autoconsumo menor, ou seja, a quantidade de cargas que consomem energia ao mesmo tempo em que ocorre a geração fotovoltaica, é reduzida.

É muito importante observar que a inserção da geração trouxe o benefício de manutenção dos níveis de tensão à rede da UFLA, conforme abordado pela (ANEEL, 2016a). Para o cenário em que o sistema se comporta de forma puramente radial, ou seja, sem a inserção de GD, a máxima tensão foi de 0,9836 p.u. Ao ser inserida, a GD elevou esse nível a um valor máximo de 1,0201 p.u. Para a rede elétrica, isso representa um melhor desempenho e menores perdas.

Como a GD possui um transformador 380V/13,8kV exclusivo para atendimento à geração, a conexão do sistema FV diretamente na média tensão não trouxe malefícios ou violação dos limites de tensão na rede elétrica e sim, benefícios em relação ao quesito de manutenção dos níveis de tensão. Além disso, a sustentabilidade é um fator extremamente positivo por se tratar de uma fonte renovável de energia.

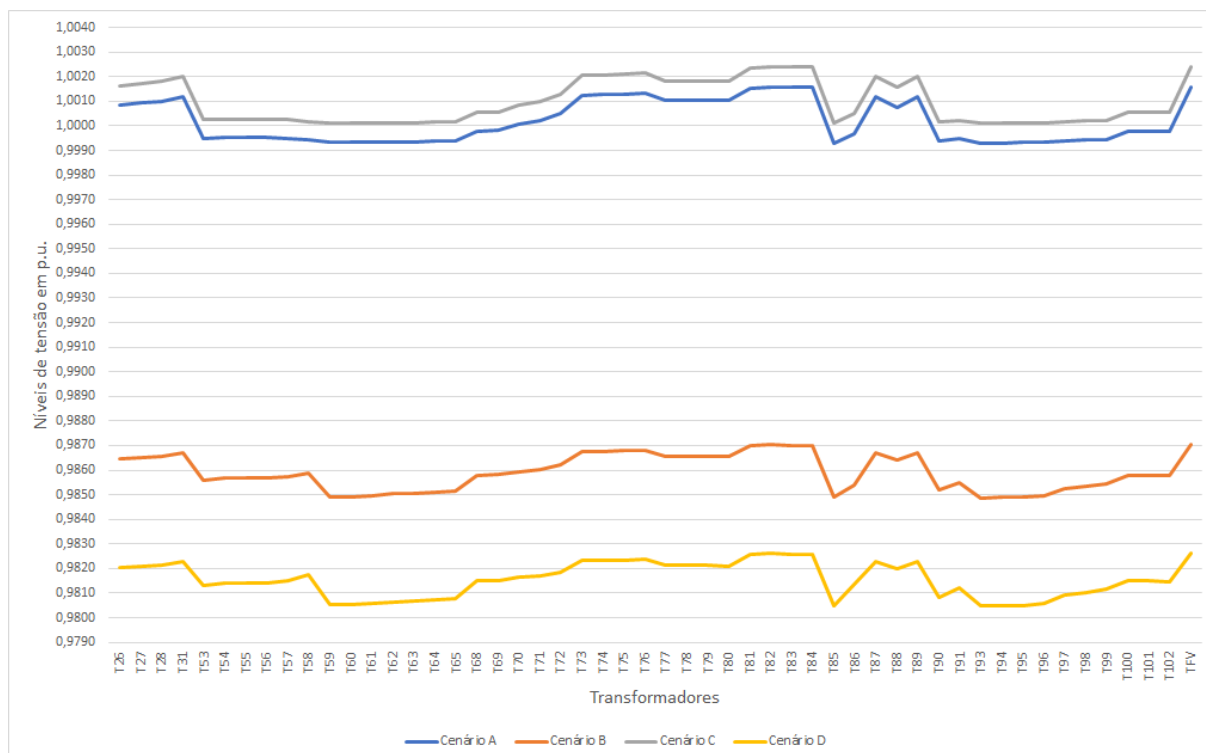
## 6.6 Perfis de tensão

Os cenários estudados demonstraram que os níveis de tensão em média tensão praticamente não se alteraram com a inserção da geração fotovoltaica, mesmo no caso em que o consumo local foi muito pequeno frente à geração, cenário C. As interações entre média tensão e baixa tensão foram estudadas por Ballanti e Ochoa (2015) considerando o impacto que diferentes penetrações de GD na baixa tensão têm na capacidade de hospedagem de uma rede real de média tensão no Reino Unido. Os resultados de seus estudos mostraram que as redes de baixa tensão (com ou sem unidades GD) representam uma limitação importante para a capacidade de hospedagem que pode ser conectada em redes de média tensão. No sistema da UFLA, a usina é diretamente conectada em média tensão, o que não afetou de forma direta os níveis de tensão.

As maiores variações ocorreram na baixa tensão e houve queda em determinados trechos, consequência da elevada quantidade de cargas em uso na rede.

Para melhor observar esses resultados, apresenta-se a seguir na Figura 6.15 todos os perfis de tensão nos primários dos transformadores, ou seja, na média tensão e para todos os cenários apresentados.

Figura 6.15 – Níveis de tensão em p.u. para todos os cenários



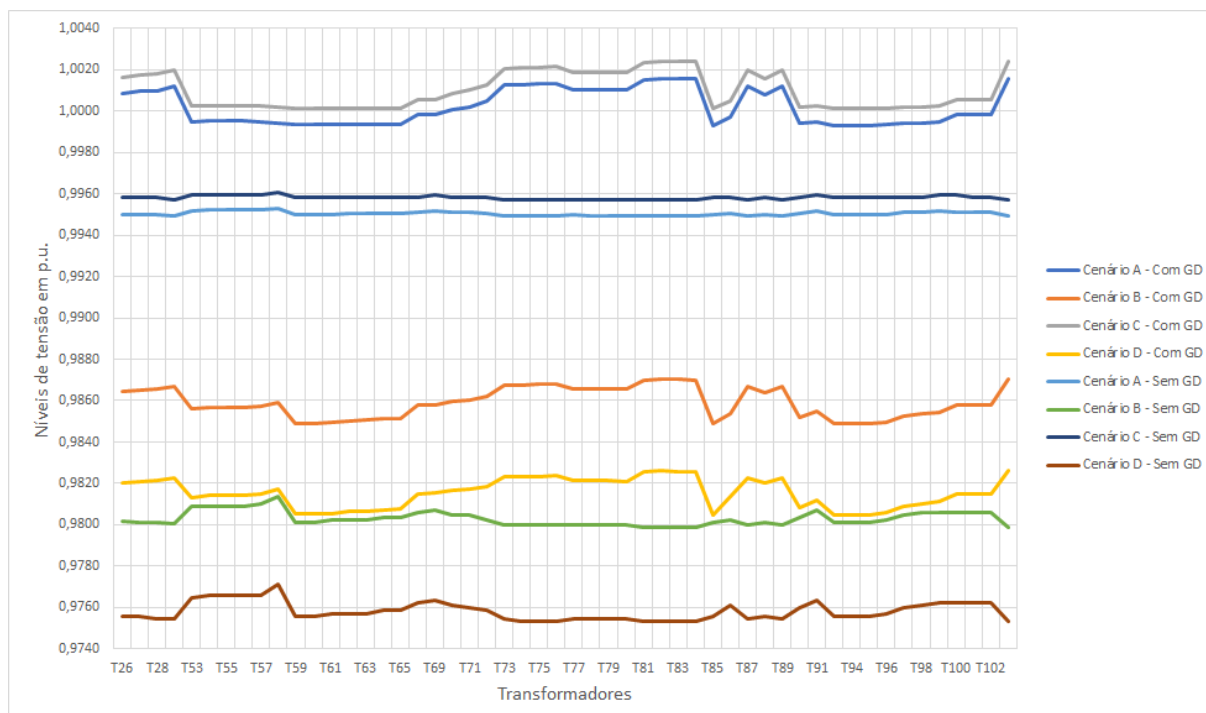
Fonte: Do autor (2021) - OpenDSS

Pelo gráfico é possível constatar a leve elevação de tensão no primário dos transformadores para os cenários A e C. Tais cenários representam uma demanda reduzida por energia ao passo que a geração incide de forma nominal sobre a rede do campus.

De maneira análoga, os cenários B e D possuem leve queda nas tensões devido à demanda por energia mais elevada. Apesar da GD contribuir de forma significativa, a tensão tem leve queda em alguns pontos.

Para confirmar o aumento dos níveis de tensão provocados pela inserção da GD, é apresentada na Figura 6.16 todos os perfis de tensão nos primários dos transformadores, ou seja, na média tensão. Foram considerados todos os cenários estudados com GD e sem GD.

Figura 6.16 – Níveis de tensão em p.u. para todos os cenários com e sem GD



Fonte: Do autor (2021) - OpenDSS

Claramente, os níveis de tensão sem GD para os cenários B e D, ou seja, com as maiores cargas, são menores quando comparados ao níveis de tensão do sistema com GD. De maneira análoga, tal afirmação é válida para os cenários A e C.

## 6.7 Capacidade de Hospedagem da UFLA

Um novo cenário foi criado com o objetivo de estabelecer a capacidade máxima de hospedagem para a UFLA no ponto de conexão em estudo. O modelo STDE-IEEE possuía como principal característica a rede de baixa tensão em 416/240V. A UFLA possui distribuição em 13,8kV, ou seja, média tensão. No presente estudo, além da avaliação dos níveis de tensão, será acrescida a avaliação quanto a capacidade de condução de corrente dos condutores de menor bitola.

Foram adotadas as cargas do Cenário C e os limites de corrente dos condutores com bitola de 50mm<sup>2</sup> de tal modo que nenhuma alteração da rede elétrica do campus fosse necessária. Os limites térmicos e de proteções não foram consideradas, bem como a demanda contratada.

A primeira etapa é verificar a capacidade máxima de condução de corrente dos cabos de média tensão cujos trechos possuem bitola de 50mm<sup>2</sup> e que serão percorridos pela máxima corrente da geração descontadas as cargas adjacentes. De acordo com ABNT/NBR (2005), foi

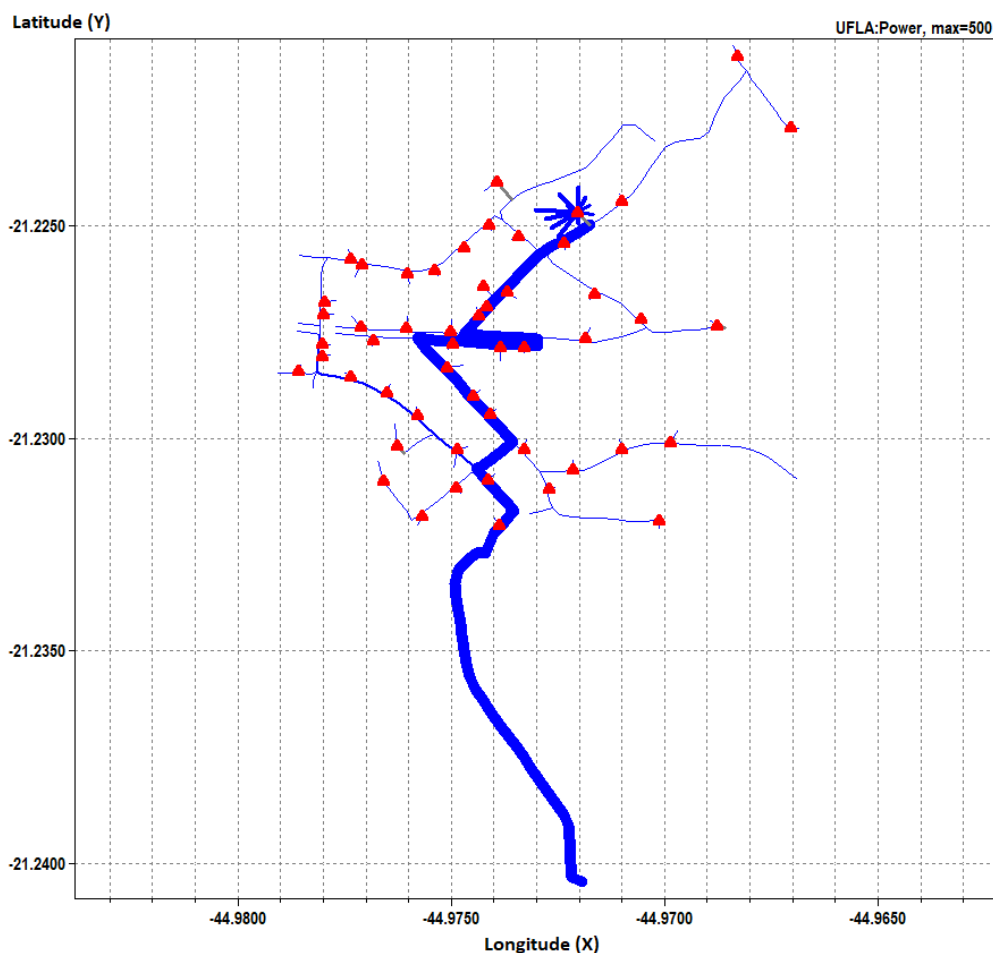
estabelecido o método de instalação B (cabos espaçados ao ar livre), cuja condução máxima de corrente em condutor de alumínio isolado para tensões iguais ou inferiores a 8,7/15kV é de 231A. Como o dimensionamento de cabos não é o objetivo deste trabalho, o leitor poderá recorrer à literatura específica sobre o tema.

A segunda etapa é elevar os níveis de potência de geração, ou seja, acrescentando inversores de mesmas características, alterando sempre que necessário as especificações dos cabos de baixa tensão, a potência máxima do transformador 0,38/13,8kV e itens correlatos. Foi considerado que tais acréscimos seriam efetuados no mesmo nó da usina atual, portanto, a CH relativa aos níveis de tensão será definida para este nó, enquanto a CH relativa à corrente será definida nos trechos com condutores de menor bitola.

A terceira etapa é verificar os níveis de tensão e corrente para cada acréscimo de GD até que um dos índices seja atingido.

A Figura 6.17 mostra o fluxo de potência, no qual o sistema é representado com linhas em escala de potência, equivalentes a um fluxo de potência de 500kW.

Figura 6.17 – Circuito da UFLA modelado no OpenDSS - CH máxima



Fonte: Do autor (2021) - OpenDSS

A Tabela 6.7 apresenta os principais resultados para a máxima capacidade de hospedagem da UFLA.

Tabela 6.7 – Resultados para a CH da UFLA

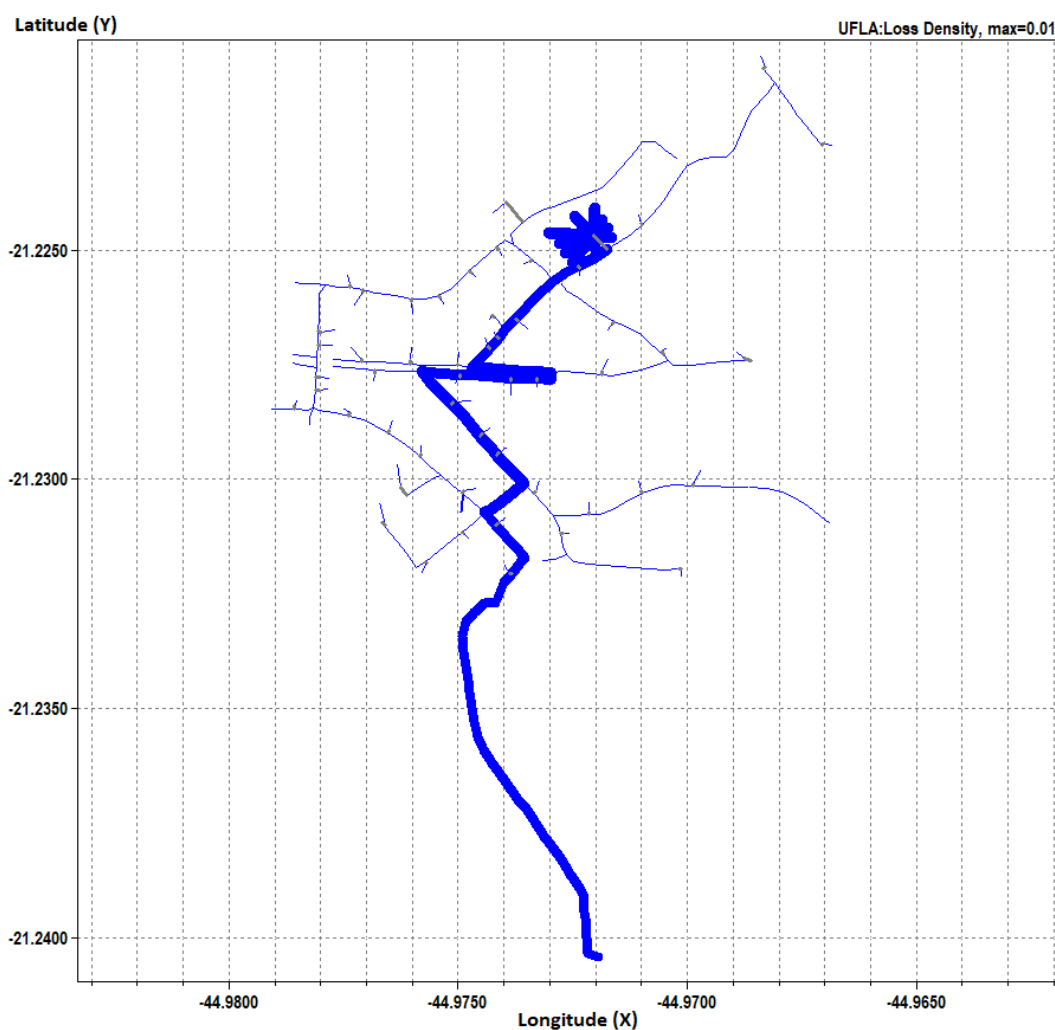
Descrição	Resultado
Total de GD instalada (kW)	4896,0
Capacidade de Hospedagem (kW)	4896,0
Máxima tensão (p.u.)	1,0360
Mínima tensão (p.u.)	1,0057
Total de potência em cargas (kVA)	391,23
Total de potência ativa injetada na rede (kW)	4400,39
Total de potência reativa (kVar)	520,72
Total de perdas ativas (kW)	123,39 (2,80%)
Total de perdas reativas (kVar)	349,73 (67,16%)

Fonte: Do autor (2021)

Os resultados indicam que a máxima tensão do sistema para estas condições é de 1,0360 p.u. e ocorre principalmente na saída dos painéis da GD, em 380V. A mínima tensão é de 1,0057 p.u. e ocorre na entrada do alimentador da concessionária.

A CH foi atingida devido à capacidade de corrente do cabo de 50mm<sup>2</sup>. A potência da usina quadruplicou, ou seja, foram inseridos inversores cuja potência total foi de 4896kW. Os níveis de tensão permaneceram dentro do limite, enquanto a corrente percorrida pelos trechos com cabos de menor bitola chegou a 195,49A. Um valor um pouco inferior à corrente máxima suportada pelo cabo que é de 231A, portanto, a potência que deu origem à corrente máxima e que também determinou a CH é igual à potência dos inversores, equivalente a 4896kW. A Figura 6.18 demonstra as perdas em escala para este cenário.

Figura 6.18 – Perdas totais - CH máxima



Fonte: Do autor (2021) - OpenDSS

## 6.8 Conclusões sobre o capítulo

O sistema de distribuição da UFLA possui uma característica peculiar em relação ao atendimento às cargas. Toda rede principal é distribuída em média tensão 13,8kV e existem transformadores exclusivos para cada atendimento ou grupos de atendimentos. Essa característica confere autonomia quanto ao atendimento e configuração do sistema elétrico interno ao *campus*.

As instalações fotovoltaicas conectadas em baixa tensão são muito pequenas quando comparadas à usina central. Nesse aspecto cabe mencionar o estudo de Ballanti e Ochoa (2015) a respeito da capacidade de hospedagem em redes de baixa e de média tensão. Eles indicam a necessidade de adotar modelos MT-BT integrados mais avançados em estudos de planejamento e rede operacional. Na verdade, limitar a pesquisa ao mesmo nível de tensão em que as unidades de GD estão conectadas pode levar a resultados enganosos ao avaliar os benefícios de estratégias operacionais potenciais ou soluções de planejamento.

Também foi descoberto que a maior capacidade instalada de GD pode ser obtida tendo a maior parte da geração em BT ao invés de MT. Na verdade, pequenas unidades espalhadas pelas redes de baixa tensão podem atingir, no agregado, volumes muito maiores em comparação com uma única unidade fotovoltaica conectada em MT.

O que foi visto nos resultados do estudo de CH da UFLA, neste capítulo, é uma limitação de geração, devida principalmente aos cabos ora instalados. Apesar de parecer limitada, a potência de CH obtida para o mesmo ponto de instalação foi de 1,88 vezes a demanda atualmente contratada que é de 2600kVA. Outra limitação para instalações em MT é a área necessária pra sua execução, o que torna viável a ampliação de sistemas menores conectados em baixa tensão, ou seja, junto aos centros de consumo.

Para a instalação atual, a rede existente comporta o fluxo bidirecional de potência sem que sejam necessárias substituições dos condutores, ou até mesmo a inserção de novos alimentadores. A GD atua como coadjuvante do sistema elétrico, auxiliando na manutenção dos níveis de tensão da rede interna, bem como na redução da demanda proveniente da concessionária nos momentos de maior utilização dos usuários. A demanda por energia da universidade ocorre, em sua maior parte, no mesmo horário em que a geração apresenta seus maiores volumes, ou seja, entre 9h e 16h.

## 7 CONCLUSÃO

O presente trabalho apresentou os diversos impactos causados pela inserção massiva de geradores distribuídos nas redes elétricas, bem como seus benefícios. Diversas pesquisas relacionadas ao tema Capacidade de Hospedagem em redes de distribuição foram analisadas, com o objetivo de modelar as redes elétricas de distribuição em *software* de código aberto, avaliar os trabalhos desenvolvidos bem como a metodologia por eles utilizadas, avaliar as condições e modelagens dos componentes elétricos e a experiência internacional sobre o assunto.

Várias metodologias foram analisadas com o objetivo de compreendê-las e de buscar um meio para aplicá-las no estudo de capacidade de hospedagem da rede elétrica da Universidade Federal de Lavras. Muitos trabalhos utilizam métodos determinísticos como Smith et al. (2012), Ebe et al. (2017), Chathurangi et al. (2019) e outros utilizam métodos estocásticos e de séries temporais, cada qual com suas considerações e objetivos. Não existe melhor método e sim a melhor aplicação de cada metodologia, pois todos possuem vantagens e desvantagens.

Foi visto que os principais coadjuvantes da GD são os sistemas fotovoltaicos. Eles representam uma fonte intermitente de geração e os resultados dependem de vários fatores, além de possuírem muitas incertezas.

Neste trabalho foi utilizado o método determinístico devido a aplicabilidade disponibilidade de dados para o modelagem. Inicialmente, todo estudo de CH foi aplicado no sistema europeu STDE-IEEE com o objetivo de analisar, interpretar e coletar dados para alguns cenários implantados e que foram baseados na metodologia proposta por Ebe et al. (2017).

O estudo da CH do STDE-IEEE permitiu a extração de diversos dados e o entendimento dos resultados apresentados pelo OpenDSS. Foi possível aplicar uma metodologia de análise proposta por Ebe et al. (2017), com suas devidas adaptações. Em um primeiro cenário, inserção de um sistema fotovoltaico cuja geração seja o suficiente o próprio consumo não violou os limites de tensão preestabelecidos. Uma projeção do aumento de consumo, bem como da geração, também foi analisada. Tal aumento causou um leve impacto nos níveis de tensão. É claro que, para um aumento de consumo de forma generalizada como prevê o estudo de EPE (2017), o operador do sistema elétrico deverá fazer alterações e reforços na rede existente, com ou sem GD. Tais reforços não foram considerados no estudo.

Por fim, considerando o dobro de geração para cada nó do STDE-IEEE, a CH foi atingida e um trecho específico do circuito foi o responsável pela maioria das limitações. A modelagem e o estudo de cada cenário foi fator importante para o entendimento e análise do fluxo

de potência em todos os cenários e estudos da CH na rede elétrica da UFLA. A tensão foi fator limitante em todos os cenários que atingiram a CH, mesmo nos cenários em que houve baixa inserção de GD. Os resultados mostraram altas variações da tensão mesmo para baixas potências de GD.

Para a rede elétrica da UFLA, os resultados foram muito promissores ao indicar que a elevação de tensão não foi um fator limitante em todos os cenários estudados. A diferença entre os dois sistemas analisados é que a UFLA possui distribuição em média tensão e usina fotovoltaica conectada diretamente à rede por meio de um transformador exclusivo. Já o STDE-IEEE possui toda distribuição em baixa tensão.

Um fato muito importante nos resultados de fluxo de potência da UFLA é a quantidade de energia reativa para os cenários com maior demanda. Por exemplo, para o Cenário D, a energia reativa chega a 1048,9kVAr. Isso ocorre principalmente pelo fato das cargas possuírem baixo FP e a geração fotovoltaica injetar apenas energia ativa. Esta energia reativa deverá vir da concessionária, por isso, esse alto valor. Uma forma de reduzir a energia reativa seria programar os inversores para injeção de reativos durante a produção fotovoltaica. Porém, esse cenário não fez parte dos estudos apresentados neste trabalho.

A CH da UFLA foi estudada inserindo quatro vezes a quantidade de geração no mesmo ponto de conexão da usina existente, ou seja, passou de 1224kW para 4448kW. Mais uma vez o fator limitante não foi a tensão e sim a capacidade de corrente dos condutores de menor bitola (50mm<sup>2</sup>). Com a potência da GD igual a 4448kW, os níveis de tensão permanecem dentro da faixa de limites, enquanto a corrente nos condutores ficou próxima à máxima suportada por norma. Ressalta-se que a demanda possui variação ao longo do dia e não é constante, por isso, os cabos conduzem energia de forma variável. A injeção de energia fotovoltaica na rede passa a ser constante nos dias de muito sol, geralmente entre as 10h e 14h, portanto, os cabos devem estar preparados para suportar uma corrente elevada e constante.

Deve ser evidenciada a necessidade do estudo de curto circuito e adequação do relé de proteção da cabine de entrada. Como haverá fluxo bidirecional de potência, o relé de proteção deverá atender às funções ANSI solicitadas em normas específicas da concessionária de energia e o medidor de energia também deverá ser substituído por um bidirecional. As proteções da rede elétrica interna também deverão ser revistas, pois, com a alteração do fluxo de potência, pode haver necessidade de ajustes ou a inserção de novas proteções.

## 7.1 Trabalho Futuros

Em trabalhos futuros todas as características da rede elétrica em BT da UFLA poderiam ser modeladas de forma detalhada. Desta forma, como a universidade possui autonomia em seu sistema elétrico, o polo de pesquisa poderia elaborar diversos trabalhos em microrredes e estudos para aumento da CH, como por exemplo, através do armazenamento de energia em horários de maior geração através de inteligência artificial.

O estudo de capacidade de hospedagem aliado a sistemas de armazenamento em baterias ou sistemas para o carregamento de veículos elétricos poderia resultar em um modelo apropriado ao modelo urbano, além de auxiliar no planejamento de manutenção e expansão do sistema elétrico.

Outro item importante e que deve ser estudado é a energia reativa. Altos valores serão comuns devido à injeção de energia puramente ativa através dos inversores fotovoltaicos, portanto, o estudo da energia reativa nas redes de distribuição também é a indicação para trabalhos futuros.

## REFERÊNCIAS

- ABNT/NBR. **Instalações elétricas de média tensão de 1,0 kV a 36,2 kV**. 1. ed. [S.l.], 2005.
- ANEEL. **RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 167, DE 10 DE OUTUBRO DE 2005**. 1. ed. 2005. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2005167.pdf>>.
- ANEEL. **Nota Técnica Nº 0075/2011-SRD/ANEEL**. 1. ed. 2011. Disponível em: <[http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/consulta\\_publica/documentos/Nota%20T%C3%A9cnica\\_0075\\_DANIEL\\_SRD.pdf](http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/consulta_publica/documentos/Nota%20T%C3%A9cnica_0075_DANIEL_SRD.pdf)>.
- ANEEL. **RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 482, DE 17 DE ABRIL DE 2012**. 1. ed. [s.n.], 2012. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>>.
- ANEEL. **RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 687, DE 24 DE NOVEMBRO DE 2015**. 1. ed. [s.n.], 2015. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>>.
- ANEEL. **Cadernos Temáticos ANEEL Micro e Minigeração Distribuída - Sistema de Compensação de Energia Elétrica**. 2. ed. 2016. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/documents/656877/14913578/Caderno+tematico+Micro+e+Minigera%C3%A7%C3%A3o+Distribuida+-+2+edicao/716e8bb2-83b8-48e9-b4c8-a66d7f655161>>.
- ANEEL. **Geração Distribuída**. 1. ed. 2016. Disponível em: <[https://www.aneel.gov.br/home?p\\_p\\_id=101&p\\_p\\_lifecycle=0&p\\_p\\_state=maximized&p\\_p\\_mode=view&\\_101\\_struts\\_action=%2Fasset\\_publisher%2Fview\\_content&\\_101\\_returnToFullPageURL=http%3A%2F%2Fwww.aneel.gov.br%2Fhome%3Fp\\_auth%3DxcjqXr9g%26p\\_p\\_id%3D3%26p\\_p\\_lifecycle%3D1%26p\\_p\\_state%3Dnormal%26p\\_p\\_state\\_rcv%3D1&\\_101\\_assetEntryId=15049343&\\_101\\_type=content&\\_101\\_groupId=656835&\\_101\\_urlTitle=geracao-distribuida&inheritRedirect=true](https://www.aneel.gov.br/home?p_p_id=101&p_p_lifecycle=0&p_p_state=maximized&p_p_mode=view&_101_struts_action=%2Fasset_publisher%2Fview_content&_101_returnToFullPageURL=http%3A%2F%2Fwww.aneel.gov.br%2Fhome%3Fp_auth%3DxcjqXr9g%26p_p_id%3D3%26p_p_lifecycle%3D1%26p_p_state%3Dnormal%26p_p_state_rcv%3D1&_101_assetEntryId=15049343&_101_type=content&_101_groupId=656835&_101_urlTitle=geracao-distribuida&inheritRedirect=true)>.
- ANEEL. **RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 714, DE 10 DE MAIO DE 2016**. 1. ed. 2016. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2016714.pdf>>.
- ANEEL. **Nota Técnica Nº 0056/2017 - SRD/ANEEL**. 1. ed. 2017. Disponível em: <[http://www.aneel.gov.br/documents/656827/15234696/Nota+T%C3%A9cnica\\_0056\\_PROJE%C3%87%C3%95ES+GD+2017/38cad9ae-71f6-8788-0429-d097409a0ba9](http://www.aneel.gov.br/documents/656827/15234696/Nota+T%C3%A9cnica_0056_PROJE%C3%87%C3%95ES+GD+2017/38cad9ae-71f6-8788-0429-d097409a0ba9)>.
- ANEEL. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST**. 12. ed. [s.n.], 2021. Disponível em: <<https://www.aneel.gov.br/modulo-8>>.
- BALDENKO, N.; BEHZADIRAFI, S. Determination of photovoltaic hosting capacity on radial electric distribution feeders. In: **2016 IEEE International Conference on Power System Technology (POWERCON)**. [S.l.: s.n.], 2016. p. 1–4. ISSN null.
- BALLANTI, A.; OCHOA, L. F. On the integrated pv hosting capacity of mv and lv distribution networks. In: **2015 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Latin America (ISGT LATAM)**. [S.l.: s.n.], 2015. p. 366–370. ISSN null.
- BOLLEN, M.; HÄGER, M. Power quality : interactions between distributed energy resources, the grid, and other customers. **Leonardo Energy**, 2005. Godkänd; 2005; 20081020 (ysko). Disponível em: <<https://www.diva-portal.org/smash/get/diva2:981522/FULLTEXT01.pdf>>.

- BOLLEN, M.; HASSAN, F. Ieee press series on power engineering. In: \_\_\_\_\_. **Integration of Distributed Generation in the Power System**. John Wiley Sons, Ltd, 2011. p. 509–510. ISBN 9781118029039. Disponível em: <<https://onlinelibrary.wiley.com/doi/abs/10.1002/9781118029039.scard>>.
- BOLLEN, M. H. J.; RÖNNBERG, S. K. Hosting capacity of the power grid for renewable electricity production and new large consumption equipment. **Energies**, v. 10, n. 9, 2017. ISSN 1996-1073. Disponível em: <<https://www.mdpi.com/1996-1073/10/9/1325>>.
- BOLLEN, M. H. J.; YANG, Y.; HASSAN, F. Integration of distributed generation in the power system - a power quality approach. In: **2008 13th International Conference on Harmonics and Quality of Power**. [S.l.: s.n.], 2008. p. 1–8. ISSN 1540-6008.
- CANADIAN. Folha de dados módulo fotovoltaico 335wp. In: . Canadian Solar, 2021. Disponível em: <<https://www.csisolar.com/br/ku/>>.
- CHAMANA, M.; CHOWDHURY, B. H.; JAHANBAKHS, F. Distributed control of voltage regulating devices in the presence of high pv penetration to mitigate ramp-rate issues. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 9, n. 2, p. 1086–1095, March 2018. ISSN 1949-3053.
- Chaturangi, D. et al. Evaluation of maximum solar pv penetration: Deterministic approach for over voltage curtailments. In: **2019 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT-Europe)**. [S.l.: s.n.], 2019. p. 1–5.
- CHATHURANGI, D. et al. Potential power quality impacts on lv distribution networks with high penetration levels of solar pv. In: **2018 18th International Conference on Harmonics and Quality of Power (ICHQP)**. [S.l.: s.n.], 2018. p. 1–6.
- CRESESB, C. D. **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos**. 1. ed. [S.l.], 2014. 529 p.
- EBAD, M.; GRADY, W. M. An approach for assessing high-penetration pv impact on distribution feeders. **Electric Power Systems Research**, v. 133, p. 347–354, 2016. ISSN 0378-7796. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378779615004034>>.
- Ebe, F. et al. Evaluation of pv hosting capacity of distribuion grids considering a solar roof potential analysis — comparison of different algorithms. In: **2017 IEEE Manchester PowerTech**. [S.l.: s.n.], 2017. p. 1–6.
- EPE. Projeção da demanda de energia elétrica 2017-2026. In: . Ministério de Minas e Energia, Empresa de Pesquisa Energética, 2017. Disponível em: <<https://epe.gov.br/>>.
- IEA, I. E. A. Energy technology perspectives 2020. In: . [s.n.], 2020. p. 400. Disponível em: <<https://www.iea.org/reports/energy-technology-perspectives-2020>>.
- IEEE. Ieee standard for interconnecting distributed resources with electric power systems. **IEEE Std 1547-2003**, p. 1–28, 2003.
- IEEE. Ieee application guide for ieee std 1547(tm), ieee standard for interconnecting distributed resources with electric power systems. **IEEE Std 1547.2-2008**, p. 1–217, 2009.

IEEE PES AMPS DSAS Working Group, T. F. European low voltage test feeder. In: **IEEE, PES Test Feeder**. [s.n.], 2016. Disponível em: <<https://site.ieee.org/pes-testfeeders/resources/>>.

ISMAEL, S. M. et al. State-of-the-art of hosting capacity in modern power systems with distributed generation. **Renewable Energy**, v. 130, p. 1002 – 1020, 2019. ISSN 0960-1481.

KAGAN, N. **Introdução aos sistemas de distribuição elétrica**. São Paulo: Blucher, 2005. 328 p. ISBN 85-212-0355-1.

KARIMI, M. et al. Photovoltaic penetration issues and impacts in distribution network – a review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 53, p. 594–605, 2016. ISSN 1364-0321. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S136403211500903X>>.

LONG, C.; OCHOA, L. Voltage control of pv-rich lv networks: Oltc-fitted transformer and capacitor banks. In: **2016 IEEE Power and Energy Society General Meeting (PESGM)**. [S.l.: s.n.], 2016. p. 1–1. ISSN 1944-9933.

MIRBAGHERI, S. M. et al. Hosting capacity analysis: A review and a new evaluation method in case of parameters uncertainty and multi-generator. In: **2018 IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and 2018 IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe (EEEIC / I CPS Europe)**. [S.l.: s.n.], 2018. p. 1–6.

Mohammadi, P.; Mehraeen, S. Challenges of pv integration in low-voltage secondary networks. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 32, n. 1, p. 525–535, 2017.

MOHAN, S. et al. Increasing hosting capacity of pv solar systems using smart inverter volt-var control. In: **2018 20th National Power Systems Conference (NPSC)**. [S.l.: s.n.], 2018. p. 1–6. ISSN null.

MULENGA, E.; BOLLEN, M.; ETHERDEN, N. A review of hosting capacity quantification methods for photovoltaics in low-voltage distribution grids. **International Journal of Electrical Power Energy Systems**, v. 115, p. 105445, 2020.

NOUSDILIS, A. et al. The impact of photovoltaic self-consumption rate on voltage levels in lv distribution grids. In: . [S.l.: s.n.], 2017. p. 650–655.

OLIVEIRA, T. E. C. de. **Estudo da Capacidade de Hospedagem de Fontes de Geração Distribuída no Sistema Elétrico de um Campus Universitário**. Itajubá: universidade Federal de Itajubá, 2015.

PATSALIDES, M. et al. Assessing the photovoltaic (pv) hosting capacity of distribution grids. In: **Mediterranean Conference on Power Generation, Transmission, Distribution and Energy Conversion (MedPower 2016)**. [S.l.: s.n.], 2016. p. 1–4. ISSN null.

PEREIRA, C. Redes elétricas. In: \_\_\_\_\_. **Redes Elétricas no domínio da frequência**. [S.l.]: Artliber Editora, 2015. ISBN 978-85-88098-92-3.

PRYSMIAN. Guia de dimensionamento: Média tensão, uso geal. In: . Prysmian Group, 2019. Disponível em: <[https://br.prysmiangroup.com/sites/default/files/atoms/files/Guia\\_Dimensionamento\\_Media\\_Tensao.pdf](https://br.prysmiangroup.com/sites/default/files/atoms/files/Guia_Dimensionamento_Media_Tensao.pdf)>.

PVGIS. **Photovoltaic Geographical Information System**. 2016. Disponível em: <<https://ec.europa.eu/jrc/en/pvgis>>.

QUINN, P.; ROSS, D. Secondary network modeling and migration to operational models. In: **2008 IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition**. [S.l.: s.n.], 2008. p. 1–5. ISSN 2160-8555.

QUINTERO-MOLINA, V.; ROMERO-L, M.; PAVAS, A. Assessment of the hosting capacity in distribution networks with different dg location. In: **2017 IEEE Manchester PowerTech**. [S.l.: s.n.], 2017. p. 1–6. ISSN null.

RAMACHANDRAN, V. Modeling of utility distribution feeder in opendss with steady state impact analysis of distributed generation. In: \_\_\_\_\_. **Graduate Theses, Dissertations, and Problem Reports**. [s.n.], 2011. p. 371. Disponível em: <<https://researchrepository.wvu.edu/etd/371>>.

REPÚBLICA, P. da. **DECRETO Nº 5.163**. 1. ed. 2004. Disponível em: <[http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/\\_Ato2004-2006/2004/Decreto/D5163.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2004-2006/2004/Decreto/D5163.htm)>.

REPÚBLICA, P. da. **LEI Nº 10.848**. 1. ed. 2004. Disponível em: <[http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/\\_Ato2004-2006/2004/Lei/L10.848.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2004-2006/2004/Lei/L10.848.htm)>.

REPÚBLICA, P. da. **LEI Nº 13.203**. 1. ed. 2015. Disponível em: <[http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/\\_Ato2015-2018/2015/Lei/L13203.htm#art10](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2015-2018/2015/Lei/L13203.htm#art10)>.

RIBEIRO, L. C. et al. Modeling and simulation of active electrical distribution systems using the opendss. In: ALEEM, S. H. A. et al. (Ed.). **Decision Making Applications in Modern Power Systems**. [S.l.]: Academic Press, 2020. p. 121 – 152. ISBN 978-0-12-816445-7.

RODRIGUES, F. F. C.; BORGES, C. L.; FALCAO, D. M. Programação da contratação de energia considerando geração distribuída e incertezas na previsão de demanda. **Sba: Controle e Automação. Sociedade Brasileira de Automática**, scielo, v. 18, p. 361 – 371, 09 2007. ISSN 0103-1759. Disponível em: <[http://www.scielo.br/scielo.php?script=sci\\_arttext&pid=S0103-17592007000300008&nrm=iso](http://www.scielo.br/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0103-17592007000300008&nrm=iso)>.

ROSSI, M.; VIGANÒ, G.; MONETA, D. Hosting capacity of distribution networks: Evaluation of the network congestion risk due to distributed generation. In: **2015 International Conference on Clean Electrical Power (ICCEP)**. [S.l.: s.n.], 2015. p. 716–722. ISSN null.

SARMIENTO, D. A. et al. Increasing the pv hosting capacity with oltc technology and pv var absorption in a mv/lv rural brazilian distribution system. In: **2016 17th International Conference on Harmonics and Quality of Power (ICHQP)**. [S.l.: s.n.], 2016. p. 395–399. ISSN 2164-0610.

Shayani, R. A.; de Oliveira, M. A. G. Photovoltaic generation penetration limits in radial distribution systems. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 26, n. 3, p. 1625–1631, 2011.

Smith, J. W. et al. Advanced distribution planning tools for high penetration pv deployment. In: **2012 IEEE Power and Energy Society General Meeting**. [S.l.: s.n.], 2012. p. 1–7.

SUNGROW. Folha de dados inversor sungrow sg36ktl-m. In: . Sungrow Power, 2021. Disponível em: <<https://br.sungrowpower.com/productDetail/2071>>.

SUNSLICE. Vertical homes. designing and engineering solar townhouses for a dense green city. In: . Politécnico de Turim, 2014. Disponível em: <<https://core.ac.uk/download/pdf/234901986.pdf>>.

TORQUATO, R. et al. A comprehensive assessment of pv hosting capacity on low-voltage distribution systems. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 33, n. 2, p. 1002–1012, April 2018. ISSN 1937-4208.

UFLA. Mais de 5 milhões de reais investidos em novo sistema de energia. In: . Universidade Federal de Lavras, 2010. Disponível em: <[www.ufla.br/dcom/2010/04/page/3/](http://www.ufla.br/dcom/2010/04/page/3/)>.

UFLA. Ufla terá usina solar experimental em parceria com cemig. In: . Universidade Federal de Lavras, 2014. Disponível em: <<http://www.ufla.br/dcom/2014/07/03/ufla-tera-usina-solar-experimental-em-parceria-com-a-cemig/>>.

UFLA. Projeto de eficiência energética da ufla foi contemplado com mais recursos para investimentos. In: . [S.l.]: Universidade Federal de Lavras, 2018.

UFLA. Ufla dinamiza sua rede de energia elétrica. In: . Universidade Federal de Lavras, 2018. Disponível em: <<http://www.ufla.br/dcom/2017/10/06/ufla-dinamiza-sua-rede-de-energia-eletrica/>>.

UFLA. Iniciada implantação da segunda fase da usina fotovoltaica da ufla. In: . Universidade Federal de Lavras, 2020. Disponível em: <<https://ufla.br/noticias/institucional/13706-iniciada-implantacao-da-segunda-fase-da-usina-fotovoltaica-da-ufla>>.

UFLA. Sobre a ufla. In: . [s.n.], 2020. Disponível em: <<https://ufla.br/sobre>>.

WALLA, T. **Hosting capacity for photovoltaics in Swedish distribution grids**. 2012. 55 p. (UPTEC ES, 13002).

YANG, Y.; BOLLEN, M. **Power quality and reliability in distribution networks with increased levels of distributed generation**. 2008.

## APÊNDICE A – DADOS ADICIONAIS STDE-IEEE

Tabela 1 – Características das cargas do modelo STDE-IEEE

<b>Carga</b>	<b>Nó</b>	<b>Fase</b>	<b>V (kV)</b>	<b>P (kVA)</b>	<b>FP</b>	<b>Distância da Fonte (m)</b>
LOAD1	34	A	0.23	0.036	0.95	29
LOAD2	47	B	0.23	0.044	0.95	42
LOAD3	70	A	0.23	0.054	0.95	31
LOAD4	73	A	0.23	2.537	0.95	64
LOAD5	74	A	0.23	0.293	0.95	64
LOAD6	83	B	0.23	0.052	0.95	43
LOAD7	178	B	0.23	0.209	0.95	98
LOAD8	208	C	0.23	0.201	0.95	110
LOAD9	225	A	0.23	2.126	0.95	124
LOAD10	248	B	0.23	2.628	0.95	131
LOAD11	249	B	0.23	0.821	0.95	131
LOAD12	264	C	0.23	0.052	0.95	112
LOAD13	276	B	0.23	0.085	0.95	113
LOAD14	289	A	0.23	0.33	0.95	93
LOAD15	314	B	0.23	0.431	0.95	111
LOAD16	320	C	0.23	0.195	0.95	128
LOAD17	327	C	0.23	0.048	0.95	126
LOAD18	337	C	0.23	0.27	0.95	143
LOAD19	342	C	0.23	0.837	0.95	120
LOAD20	349	A	0.23	0.268	0.95	133
LOAD21	387	A	0.23	0.045	0.95	118
LOAD22	388	A	0.23	0.054	0.95	134
LOAD23	406	B	0.23	1.29	0.95	153
LOAD24	458	C	0.23	3.402	0.95	139
LOAD25	502	A	0.23	0.05	0.95	206
LOAD26	522	B	0.23	0.034	0.95	162
LOAD27	539	C	0.23	0.182	0.95	140
LOAD28	556	C	0.23	0.028	0.95	144

Tabela 1 – Características das cargas do modelo STDE-IEEE

<b>Carga</b>	<b>Nó</b>	<b>Fase</b>	<b>V (kV)</b>	<b>P (kVA)</b>	<b>FP</b>	<b>Distância da Fonte (m)</b>
LOAD29	562	A	0.23	2.645	0.95	222
LOAD30	563	A	0.23	0.499	0.95	204
LOAD31	611	A	0.23	0.215	0.95	220
LOAD32	614	C	0.23	5.546	0.95	173
LOAD33	619	C	0.23	1.9	0.95	240
LOAD34	629	A	0.23	0.228	0.95	192
LOAD35	639	B	0.23	0.216	0.95	249
LOAD36	676	B	0.23	0.055	0.95	239
LOAD37	682	B	0.23	0.297	0.95	236
LOAD38	688	B	0.23	0.228	0.95	181
LOAD39	701	C	0.23	0.048	0.95	195
LOAD40	702	B	0.23	0.389	0.95	205
LOAD41	755	B	0.23	0.368	0.95	237
LOAD42	778	C	0.23	0.054	0.95	197
LOAD43	780	C	0.23	0.084	0.95	253
LOAD44	785	B	0.23	0.029	0.95	170
LOAD45	813	B	0.23	3.078	0.95	236
LOAD46	817	A	0.23	0.049	0.95	199
LOAD47	835	C	0.23	0.164	0.95	252
LOAD48	860	A	0.23	2.617	0.95	193
LOAD49	861	A	0.23	0.256	0.95	193
LOAD50	886	B	0.23	0.206	0.95	287
LOAD51	896	A	0.23	0.152	0.95	219
LOAD52	898	A	0.23	0.052	0.95	275
LOAD53	899	B	0.23	0.139	0.95	289
LOAD54	900	A	0.23	0.048	0.95	225
LOAD55	906	A	0.23	0.055	0.95	272

Tabela 2 – Características da geração solar fotovoltaica para cada nó

<b>Carga</b>	<b>Nó</b>	<b>Fase</b>	<b>V (kV)</b>	<b>Potência da geração fotovoltaica (kW)</b>
LOAD1	34	A	0.23	2,6
LOAD2	47	B	0.23	3,0
LOAD3	70	A	0.23	1,7
LOAD4	73	A	0.23	2,5
LOAD5	74	A	0.23	1,7
LOAD6	83	B	0.23	1,3
LOAD7	178	B	0.23	2,5
LOAD8	208	C	0.23	3,9
LOAD9	225	A	0.23	4,8
LOAD10	248	B	0.23	2,8
LOAD11	249	B	0.23	1,4
LOAD12	264	C	0.23	1,4
LOAD13	276	B	0.23	2,6
LOAD14	289	A	0.23	1,3
LOAD15	314	B	0.23	1,5
LOAD16	320	C	0.23	2,7
LOAD17	327	C	0.23	1,3
LOAD18	337	C	0.23	2,5
LOAD19	342	C	0.23	2,8
LOAD20	349	A	0.23	3,3
LOAD21	387	A	0.23	1,3
LOAD22	388	A	0.23	1,2
LOAD23	406	B	0.23	2,8
LOAD24	458	C	0.23	3,7
LOAD25	502	A	0.23	1,7
LOAD26	522	B	0.23	1,4
LOAD27	539	C	0.23	1,7
LOAD28	556	C	0.23	0,5

Tabela 2 – Características da geração solar fotovoltaica para cada nó

<b>Carga</b>	<b>Nó</b>	<b>Fase</b>	<b>V (kV)</b>	<b>Potência da geração fotovoltaica (kW)</b>
LOAD29	562	A	0.23	3,1
LOAD30	563	A	0.23	1,7
LOAD31	611	A	0.23	1,7
LOAD32	614	C	0.23	3,8
LOAD33	619	C	0.23	3,4
LOAD34	629	A	0.23	1,5
LOAD35	639	B	0.23	3,9
LOAD36	676	B	0.23	1,6
LOAD37	682	B	0.23	1,9
LOAD38	688	B	0.23	3,0
LOAD39	701	C	0.23	1,2
LOAD40	702	B	0.23	1,0
LOAD41	755	B	0.23	1,7
LOAD42	778	C	0.23	1,7
LOAD43	780	C	0.23	1,1
LOAD44	785	B	0.23	1,3
LOAD45	813	B	0.23	4,7
LOAD46	817	A	0.23	2,4
LOAD47	835	C	0.23	1,0
LOAD48	860	A	0.23	2,7
LOAD49	861	A	0.23	2,0
LOAD50	886	B	0.23	1,8
LOAD51	896	A	0.23	2,1
LOAD52	898	A	0.23	1,5
LOAD53	899	B	0.23	3,0
LOAD54	900	A	0.23	2,4
LOAD55	906	A	0.23	1,8

Fonte: Do Autor (2021)

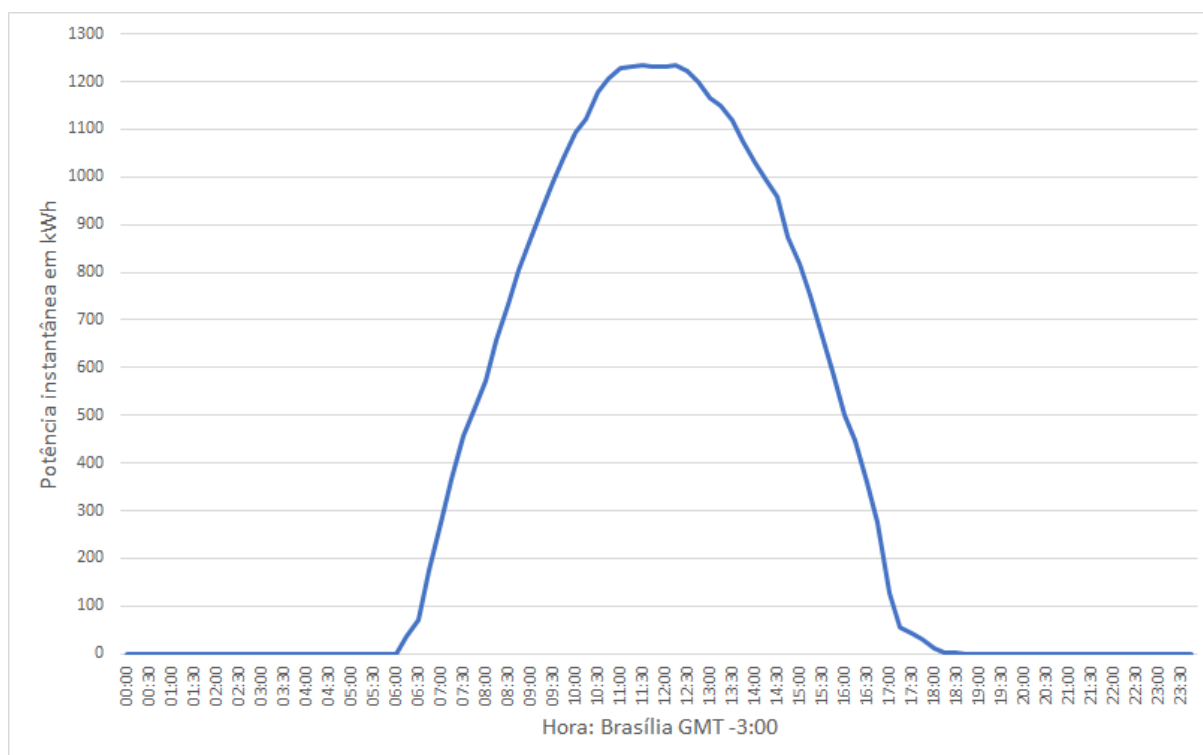
## APÊNDICE B – DADOS ADICIONAIS DA MODELAGEM DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO UFLA

Neste apêndice serão apresentados dados adicionais importantes para o entendimento do trabalho, sem sobrecarregar o texto principal de modelagem do sistema de distribuição da UFLA.

### .1 Curva de Geração Fotovoltaica

A Figura 1 apresenta o perfil de geração fotovoltaica com uma curva aproximada para a geração da miniusina da UFLA.

Figura 1 – Curva de geração aproximada para toda miniusina da UFLA



Fonte: Do autor (2021)

### .2 Potência e Carregamento dos Transformadores para os Estudos Realizados no Modelo do Sistema de Distribuição da UFLA

Tabela 3 – Potência de carregamento dos transformadores para o Cenário A

Nº	Nome	(kVA)	Media (%)	Desvio padrão (%)	Carregamento (kVA)	FP
1	TRAFO 26	30	6,66%	2%	1,97	0,92
2	TRAFO 27	75	6,66%	2%	5,35	0,94
3	TRAFO 28	75	6,66%	2%	5,97	0,94
4	TRAFO 31	112,5	6,66%	2%	9,50	0,96
5	TRAFO 53	75	6,66%	2%	5,04	0,90
6	TRAFO 54	75	6,66%	2%	6,76	0,90
7	TRAFO 55	30	6,66%	2%	1,41	0,91
8	TRAFO 56	30	6,66%	2%	1,49	0,93
9	TRAFO 57	112,5	6,66%	2%	4,81	0,90
10	TRAFO 58	30	6,66%	2%	2,56	0,89
11	TRAFO 59	75	6,66%	2%	5,40	0,93
12	TRAFO 60	300	6,66%	2%	21,20	0,95
13	TRAFO 61	300	6,66%	2%	27,55	0,92
14	TRAFO 62	112,5	6,66%	2%	7,16	0,93
15	TRAFO 63	150	6,66%	2%	7,17	0,93
16	TRAFO 64	112,5	6,66%	2%	6,62	0,94
17	TRAFO 65	150	6,66%	2%	8,88	0,92
18	TRAFO 68	75	6,66%	2%	4,84	0,91
19	TRAFO 69	75	6,66%	2%	5,24	0,94
20	TRAFO 70	150	6,66%	2%	14,56	0,93
21	TRAFO 71	112,5	6,66%	2%	6,12	0,91
22	TRAFO 72	150	6,66%	2%	5,16	0,91
23	TRAFO 73	75	6,66%	2%	6,87	0,93
24	TRAFO 74	75	6,66%	2%	4,30	0,91
25	TRAFO 75	112,5	6,66%	2%	6,43	0,92
26	TRAFO 76	112,5	6,66%	2%	6,00	0,90
27	TRAFO 77	150	6,66%	2%	6,22	0,93
28	TRAFO 78	75	6,66%	2%	5,20	0,97
29	TRAFO 79	75	6,66%	2%	7,36	0,91

Tabela 3 – Potência de carregamento dos transformadores para o Cenário A

N°	Nome	(kVA)	Media (%)	Desvio padrão (%)	Carregamento (kVA)	FP
30	TRAFO 80	75	6,66%	2%	5,07	0,92
31	TRAFO 81	75	6,66%	2%	5,05	0,92
32	TRAFO 82	150	6,66%	2%	13,19	0,95
33	TRAFO 83	75	6,66%	2%	6,45	0,91
34	TRAFO 84	75	6,66%	2%	3,65	0,92
35	TRAFO 85	75	6,66%	2%	5,05	0,89
36	TRAFO 86	30	6,66%	2%	2,81	0,92
37	TRAFO 87	150	6,66%	2%	15,64	0,93
38	TRAFO 88	150	6,66%	2%	9,60	0,91
39	TRAFO 89	45	6,66%	2%	3,01	0,90
40	TRAFO 90	45	6,66%	2%	3,08	0,91
41	TRAFO 91	500	6,66%	2%	39,09	0,90
42	TRAFO 93	300	6,66%	2%	15,15	0,92
43	TRAFO 94	45	6,66%	2%	2,98	0,91
44	TRAFO 95	112,5	6,66%	2%	6,52	0,95
45	TRAFO 96	75	6,66%	2%	4,58	0,90
46	TRAFO 97	75	6,66%	2%	1,63	0,92
47	TRAFO 98	150	6,66%	2%	5,60	0,90
48	TRAFO 99	75	6,66%	2%	7,42	0,91
49	TRAFO 100	75	6,66%	2%	6,62	0,91
50	TRAFO 101	75	6,66%	2%	3,46	0,93
51	TRAFO 102	45	6,66%	2%	2,08	0,92
52	MT C110	135	6,66%	2%	10,99	0,91
53	MT C111	675	6,66%	2%	52,14	0,97
54	MT C112	712,5	6,66%	2%	40,96	0,91
55	MT C113	165	6,66%	2%	2,30	0,95
56	MT C114	75	6,66%	2%	6,25	0,94
TOTAIS	-	7317,5	-	-	487,55	-

Fonte: Do Autor (2021)

Tabela 4 – Potência de carregamento dos transformadores para o Cenário B

Nº	Nome	(kVA)	Media (%)	Desvio padrão (%)	Carregamento (kVA)	FP
1	TRAFO 26	30	24,61%	8%	5,01	0,90
2	TRAFO 27	75	24,61%	8%	9,21	0,94
3	TRAFO 28	75	24,61%	8%	12,89	0,89
4	TRAFO 31	112,5	24,61%	8%	32,64	0,90
5	TRAFO 53	75	24,61%	8%	25,09	0,88
6	TRAFO 54	75	24,61%	8%	12,34	0,94
7	TRAFO 55	30	24,61%	8%	7,58	0,90
8	TRAFO 56	30	24,61%	8%	8,17	0,89
9	TRAFO 57	112,5	24,61%	8%	15,06	0,89
10	TRAFO 58	30	24,61%	8%	6,84	0,90
11	TRAFO 59	75	24,61%	8%	25,54	0,95
12	TRAFO 60	300	24,61%	8%	83,04	0,93
13	TRAFO 61	300	24,61%	8%	113,20	0,93
14	TRAFO 62	112,5	24,61%	8%	36,89	0,91
15	TRAFO 63	150	24,61%	8%	28,33	0,94
16	TRAFO 64	112,5	24,61%	8%	23,68	0,92
17	TRAFO 65	150	24,61%	8%	39,96	0,91
18	TRAFO 68	75	24,61%	8%	12,69	0,95
19	TRAFO 69	75	24,61%	8%	22,58	0,94
20	TRAFO 70	150	24,61%	8%	59,67	0,92
21	TRAFO 71	112,5	24,61%	8%	31,81	0,95
22	TRAFO 72	150	24,61%	8%	26,29	0,96
23	TRAFO 73	75	24,61%	8%	15,45	0,92
24	TRAFO 74	75	24,61%	8%	14,21	0,93
25	TRAFO 75	112,5	24,61%	8%	40,68	0,93
26	TRAFO 76	112,5	24,61%	8%	41,20	0,91
27	TRAFO 77	150	24,61%	8%	45,94	0,92
28	TRAFO 78	75	24,61%	8%	11,30	0,95
29	TRAFO 79	75	24,61%	8%	7,43	0,93

Tabela 4 – Potência de carregamento dos transformadores para o Cenário B

Nº	Nome	(kVA)	Media (%)	Desvio padrão (%)	Carregamento (kVA)	FP
30	TRAFO 80	75	24,61%	8%	19,23	0,94
31	TRAFO 81	75	24,61%	8%	19,55	0,91
32	TRAFO 82	150	24,61%	8%	34,53	0,94
33	TRAFO 83	75	24,61%	8%	9,35	0,95
34	TRAFO 84	75	24,61%	8%	36,68	0,91
35	TRAFO 85	75	24,61%	8%	11,92	0,94
36	TRAFO 86	30	24,61%	8%	10,07	0,92
37	TRAFO 87	150	24,61%	8%	24,97	0,91
38	TRAFO 88	150	24,61%	8%	64,93	0,89
39	TRAFO 89	45	24,61%	8%	4,57	0,92
40	TRAFO 90	45	24,61%	8%	9,63	0,93
41	TRAFO 91	500	24,61%	8%	152,01	0,92
42	TRAFO 93	300	24,61%	8%	69,36	0,90
43	TRAFO 94	45	24,61%	8%	8,65	0,93
44	TRAFO 95	112,5	24,61%	8%	34,73	0,92
45	TRAFO 96	75	24,61%	8%	20,82	0,92
46	TRAFO 97	75	24,61%	8%	18,19	0,93
47	TRAFO 98	150	24,61%	8%	37,78	0,92
48	TRAFO 99	75	24,61%	8%	21,00	0,91
49	TRAFO 100	75	24,61%	8%	22,29	0,90
50	TRAFO 101	75	24,61%	8%	2,92	0,93
51	TRAFO 102	45	24,61%	8%	13,84	0,92
52	MT C110	135	24,61%	8%	30,05	0,92
53	MT C111	675	24,61%	8%	119,08	0,92
54	MT C112	712,5	24,61%	8%	140,64	0,90
55	MT C113	165	24,61%	8%	41,57	0,93
56	MT C114	75	24,61%	8%	8,24	0,88
<b>TOTAIS</b>	-	7317,5	-	-	<b>1801,37</b>	-

Fonte: Do Autor (2021)

Tabela 5 – Potência de carregamento dos transformadores para o Cenário C

Nº	Nome	(kVA)	Media (%)	Desvio padrão (%)	Carregamento (%)	Carregamento (kVA)	FP
1	TRAFO 26	30	5,33%	2%	8%	2,31	0,93
2	TRAFO 27	75	5,33%	2%	7%	5,03	0,91
3	TRAFO 28	75	5,33%	2%	4%	3,12	0,92
4	TRAFO 31	112,5	5,33%	2%	7%	8,35	0,92
5	TRAFO 53	75	5,33%	2%	8%	5,99	0,91
6	TRAFO 54	75	5,33%	2%	2%	1,70	0,89
7	TRAFO 55	30	5,33%	2%	5%	1,61	0,93
8	TRAFO 56	30	5,33%	2%	3%	0,77	0,88
9	TRAFO 57	112,5	5,33%	2%	6%	6,72	0,88
10	TRAFO 58	30	5,33%	2%	6%	1,71	0,92
11	TRAFO 59	75	5,33%	2%	3%	2,23	0,96
12	TRAFO 60	300	5,33%	2%	5%	15,73	0,91
13	TRAFO 61	300	5,33%	2%	4%	13,23	0,90
14	TRAFO 62	112,5	5,33%	2%	4%	4,14	0,92
15	TRAFO 63	150	5,33%	2%	7%	10,91	0,89
16	TRAFO 64	112,5	5,33%	2%	5%	5,18	0,91
17	TRAFO 65	150	5,33%	2%	4%	6,36	0,96
18	TRAFO 68	75	5,33%	2%	7%	5,41	0,95
19	TRAFO 69	75	5,33%	2%	8%	6,15	0,92
20	TRAFO 70	150	5,33%	2%	5%	7,13	0,90
21	TRAFO 71	112,5	5,33%	2%	6%	6,36	0,93
22	TRAFO 72	150	5,33%	2%	8%	11,88	0,95
23	TRAFO 73	75	5,33%	2%	3%	2,53	0,93
24	TRAFO 74	75	5,33%	2%	4%	2,82	0,90
25	TRAFO 75	112,5	5,33%	2%	4%	4,77	0,94
26	TRAFO 76	112,5	5,33%	2%	7%	7,87	0,96
27	TRAFO 77	150	5,33%	2%	4%	5,59	0,95
28	TRAFO 78	75	5,33%	2%	6%	4,82	0,91
29	TRAFO 79	75	5,33%	2%	5%	3,94	0,92

Tabela 5 – Potência de carregamento dos transformadores para o Cenário C

Nº	Nome	(kVA)	Media (%)	Desvio padrão (%)	Carregamento (%)	Carregamento (kVA)	FP
30	TRAFO 80	75	5,33%	2%	2%	1,67	0,92
31	TRAFO 81	75	5,33%	2%	5%	4,10	0,90
32	TRAFO 82	150	5,33%	2%	5%	7,12	0,94
33	TRAFO 83	75	5,33%	2%	4%	3,23	0,91
34	TRAFO 84	75	5,33%	2%	5%	3,92	0,91
35	TRAFO 85	75	5,33%	2%	5%	3,77	0,88
36	TRAFO 86	30	5,33%	2%	7%	2,04	0,91
37	TRAFO 87	150	5,33%	2%	5%	7,85	0,90
38	TRAFO 88	150	5,33%	2%	4%	6,36	0,93
39	TRAFO 89	45	5,33%	2%	8%	3,76	0,86
40	TRAFO 90	45	5,33%	2%	6%	2,75	0,96
41	TRAFO 91	500	5,33%	2%	7%	34,24	0,89
42	TRAFO 93	300	5,33%	2%	3%	8,07	0,92
43	TRAFO 94	45	5,33%	2%	2%	0,71	0,89
44	TRAFO 95	112,5	5,33%	2%	6%	7,11	0,92
45	TRAFO 96	75	5,33%	2%	7%	5,62	0,89
46	TRAFO 97	75	5,33%	2%	6%	4,54	0,93
47	TRAFO 98	150	5,33%	2%	4%	5,45	0,92
48	TRAFO 99	75	5,33%	2%	5%	4,12	0,90
49	TRAFO 100	75	5,33%	2%	6%	4,73	0,91
50	TRAFO 101	75	5,33%	2%	4%	3,13	0,92
51	TRAFO 102	45	5,33%	2%	7%	3,08	0,93
52	MT C110	135	5,33%	2%	8%	11,14	0,90
53	MT C111	675	5,33%	2%	6%	42,75	0,92
54	MT C112	712,5	5,33%	2%	5%	34,25	0,92
55	MT C113	165	5,33%	2%	4%	7,17	0,93
56	MT C114	75	5,33%	2%	6%	4,17	0,92
<b>TOTAIS</b>	-	7317,5	-	-	-	<b>391,23</b>	-

Fonte: Do Autor (2021)

Tabela 6 – Potência de carregamento dos transformadores para o Cenário D

Nº	Nome	(kVA)	Media (%)	Desvio padrão (%)	Carregamento (%)	Carregamento (kVA)	FP
1	TRAFO 26	30	29,53%	8%	25%	7,56	0,91
2	TRAFO 27	75	29,53%	8%	38%	28,79	0,94
3	TRAFO 28	75	29,53%	8%	30%	22,33	0,91
4	TRAFO 31	112,5	29,53%	8%	13%	14,23	0,91
5	TRAFO 53	75	29,53%	8%	25%	18,95	0,92
6	TRAFO 54	75	29,53%	8%	22%	16,17	0,94
7	TRAFO 55	30	29,53%	8%	42%	12,47	0,95
8	TRAFO 56	30	29,53%	8%	39%	11,77	0,94
9	TRAFO 57	112,5	29,53%	8%	36%	40,95	0,94
10	TRAFO 58	30	29,53%	8%	25%	7,60	0,98
11	TRAFO 59	75	29,53%	8%	29%	21,47	0,88
12	TRAFO 60	300	29,53%	8%	23%	70,26	0,88
13	TRAFO 61	300	29,53%	8%	30%	88,66	0,93
14	TRAFO 62	112,5	29,53%	8%	21%	23,25	0,91
15	TRAFO 63	150	29,53%	8%	34%	51,46	0,91
16	TRAFO 64	112,5	29,53%	8%	28%	31,15	0,88
17	TRAFO 65	150	29,53%	8%	36%	53,52	0,92
18	TRAFO 68	75	29,53%	8%	27%	20,27	0,89
19	TRAFO 69	75	29,53%	8%	24%	17,89	0,94
20	TRAFO 70	150	29,53%	8%	33%	49,11	0,95
21	TRAFO 71	112,5	29,53%	8%	24%	26,69	0,93
22	TRAFO 72	150	29,53%	8%	29%	43,93	0,93
23	TRAFO 73	75	29,53%	8%	30%	22,33	0,90
24	TRAFO 74	75	29,53%	8%	23%	16,96	0,95
25	TRAFO 75	112,5	29,53%	8%	30%	34,08	0,91
26	TRAFO 76	112,5	29,53%	8%	37%	42,18	0,90
27	TRAFO 77	150	29,53%	8%	33%	48,96	0,90
28	TRAFO 78	75	29,53%	8%	37%	28,00	0,93
29	TRAFO 79	75	29,53%	8%	30%	22,49	0,95

Tabela 6 – Potência de carregamento dos transformadores para o Cenário D

Nº	Nome	(kVA)	Media (%)	Desvio padrão (%)	Carregamento (%)	Carregamento (kVA)	FP
30	TRAFO 80	75	29,53%	8%	37%	28,11	0,93
31	TRAFO 81	75	29,53%	8%	29%	22,04	0,90
32	TRAFO 82	150	29,53%	8%	34%	51,24	0,90
33	TRAFO 83	75	29,53%	8%	33%	24,83	0,95
34	TRAFO 84	75	29,53%	8%	31%	23,61	0,91
35	TRAFO 85	75	29,53%	8%	21%	15,58	0,94
36	TRAFO 86	30	29,53%	8%	12%	3,73	0,91
37	TRAFO 87	150	29,53%	8%	31%	46,60	0,92
38	TRAFO 88	150	29,53%	8%	32%	47,70	0,94
39	TRAFO 89	45	29,53%	8%	23%	10,43	0,89
40	TRAFO 90	45	29,53%	8%	31%	13,81	0,94
41	TRAFO 91	500	29,53%	8%	30%	152,15	0,88
42	TRAFO 93	300	29,53%	8%	33%	99,36	0,91
43	TRAFO 94	45	29,53%	8%	19%	8,72	0,89
44	TRAFO 95	112,5	29,53%	8%	38%	42,64	0,95
45	TRAFO 96	75	29,53%	8%	17%	12,49	0,97
46	TRAFO 97	75	29,53%	8%	21%	15,58	0,92
47	TRAFO 98	150	29,53%	8%	24%	36,44	0,89
48	TRAFO 99	75	29,53%	8%	34%	25,47	0,91
49	TRAFO 100	75	29,53%	8%	36%	26,98	0,89
50	TRAFO 101	75	29,53%	8%	25%	18,91	0,93
51	TRAFO 102	45	29,53%	8%	29%	13,22	0,88
52	MT C110	135	29,53%	8%	19%	25,61	0,90
53	MT C111	675	29,53%	8%	31%	208,90	0,93
54	MT C112	712,5	29,53%	8%	34%	244,33	0,90
55	MT C113	165	29,53%	8%	18%	29,79	0,92
56	MT C114	75	29,53%	8%	29%	21,65	0,91
<b>TOTAIS</b>	-	7317,5	-	-	-	<b>2163,41</b>	-

Fonte: Do Autor (2021)

## APÊNDICE C – MODELAGEM DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO UTILIZANDO O OpenDSS

Neste apêndice será feita uma abordagem sobre o modelamento das redes de distribuição no *software* de código livre, o *Distribution System Simulator* (DSS) ou simplesmente OpenDSS. Tais abordagens são fundamentais para a modelagem e estudo da capacidade de hospedagem em redes de distribuição.

As mudanças na rede de distribuição com a inserção de sistemas de GD trazem diversos desafios técnicos conforme apresentado no tópico anterior. Além disso, a modelagem desses novos sistemas tornou-se mais complexa, exigindo análises sofisticadas e algoritmos confiáveis para uma verdadeira descrição do comportamento da rede (RIBEIRO et al., 2020).

Os programas de análise do sistema de distribuição têm evoluído de simples calculadoras de queda de tensão de cargas balanceadas para sistemas sofisticados com interações gráficas que permitem conhecer e quantificar os parâmetros da rede. Além disso, os métodos de cálculo de fluxo de potência mais conhecidos, como Gauss Seidel, podem não mostrar convergência em muitas análises de sistemas de distribuição devido à alta razão R/X e à estrutura radial das redes de distribuição. Como a rede de distribuição tem uma forte tendência a ser desequilibrada entre as fases, tais métodos não são recomendados para trabalhar apenas com modelos de sequência positiva. Assim, este tópico tem como objetivo analisar o método da injeção de corrente trifásica, baseado na decomposição da matriz de admitância nodal que compõe o *software* OpenDSS. Uma breve apresentação histórica do *software*, armazenamento e modelos de carga de uma rede de distribuição ativa são apresentados a seguir, pautados no trabalho de Ribeiro et al. (2020).

### .3 O OpenDSS

O *software* foi lançado em 1997 ainda com o nome de DSS — *Distribution System Simulator*. Em 2004 o DSS foi adquirido pela EPRI Solutions e, em 2008, foi lançado com licença open-source, denominada OpenDSS.

O OpenDSS é um *software* de simulação de fluxo de potência que realiza as mais variadas análises relacionadas ao planejamento do sistema de distribuição elétrica e à qualidade da energia. Além disso, o *software* realiza análises para atender às demandas de futuras redes elétricas com GD. Os modos de solução de fluxo de potência contínuo no tempo permitem a execução de simulações sequenciais ao longo do tempo, e assim, a análise do sistema pode ser

realizada a qualquer hora do dia. Os principais modos de simulação de software são: fluxo de potência instantâneo, diário (modo diário) e anual (modo anual), análise harmônica, análise dinâmica e estudo de falta.

Depois de ser lançado em 2008 como *software* de código aberto, o OpenDSS se tornou amplamente usado em todo o mundo. Um dos recursos que o tornam popular é o pacote oferecido de interfaces para simulação. O programa foi lançado com uma interface *Component Object Model* (COM) e, recentemente, a interface *Direct DLL* foi lançada para que os usuários pudessem acessar recursos do programa em plataformas incompatíveis com a interface COM. A interface COM pode ser controlada por *software* como Python, MATLAB e ferramentas do MS Office, com ênfase em Visual Basic. O OpenDSS apresentou recentemente uma versão para executar computação paralela em computadores modernos com vários núcleos. Esta versão é chamada de OpenDSSPM (máquina paralela) e também está disponível gratuitamente.

### .3.1 Fluxo de potência no OpenDSS: Método de injeção de corrente

O OpenDSS tem usado dois algoritmos para cálculo do fluxo de potência. O método padrão, descrito como método normal ou método de injeção de corrente, e o método de Newton, que não deve ser confundido com o método de Newton Raphson. O método de injeção de corrente é um método iterativo baseado nos teoremas de Thèvenin e Norton e no conceito de matriz de admitância nodal.

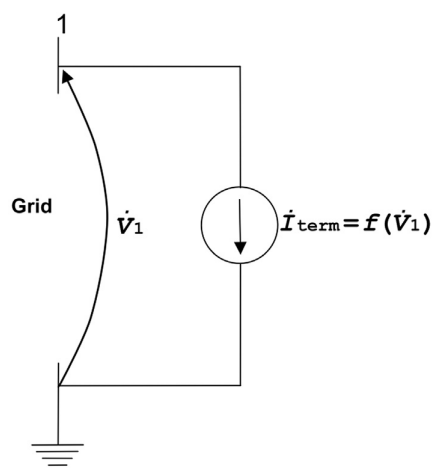
A matriz de admitâncias ( $Y$ ) é montada através do método da matriz de admitância nodal primitiva. Tal matriz representa a matriz de admitância de um único elemento e as várias matrizes primitivas são especificamente alocadas na matriz de admitância nodal completa do sistema conforme equação 1.

$$\begin{bmatrix} I \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V \end{bmatrix} \quad (1)$$

Os elementos para construção de circuitos no OpenDSS são divididos em duas categorias. Em primeiro lugar, os elementos de entrega de energia. Os principais elementos de entrega são as linhas e os transformadores. Eles são caracterizados por sua matriz de admitância nodal primitiva. A segunda categoria são os elementos de conversão de energia (PC), como cargas e geradores. A caracterização dos elementos não lineares do (PC) é realizada no OpenDSS

através de uma corrente de compensação, ilustrada pelo exemplo mostrado na Figura 2, que apresenta uma carga não linear monofásica conectada a uma rede genérica por meio da barra 1.

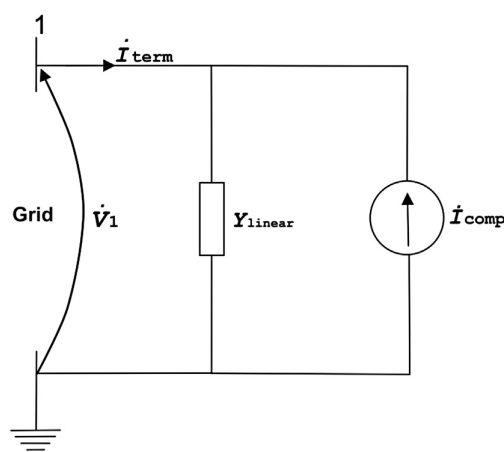
Figura 2 – Modelo de carga monofásica não linear



Fonte: Ribeiro et al. (2020)

A corrente absorvida  $I_{term}$  é calculada em função da tensão aplicada aos terminais de carga. O OpenDSS converte o modelo da Figura 2 em um equivalente de Norton, onde a admitância linear e constante  $Y_{linear}$  é calculada sob a condição de tensão de carga nominal. O modelo Norton equivalente é mostrado na Figura 3.

Figura 3 – Equivalente de Norton monofásico para carga não linear



Fonte: Ribeiro et al. (2020)

A admitância do modelo Norton é adicionada para completar à matriz da rede como um componente passivo do sistema. Observe que a parte linear dos elementos (PC) também é modelada como uma matriz nodal primitiva. A corrente de compensação mostrada na Figura 3 inclui a não linearidade da corrente absorvida pela carga  $I_{term}$  e matematicamente pode ser escrita conforme a equação 2.

$$\dot{I}_{comp} = \dot{V}_1 \dot{Y}_{linear} - \dot{I}_{term} \quad (2)$$

O algoritmo de fluxo de potência é realizado em quatro etapas descritas a seguir:

a) **Etapa 1: estimativa inicial**

Como na maioria das iterações de ponto fixo, a estimativa inicial deve ser próxima ao resultado final, o que é relativamente simples de se obter executando uma solução direta da matriz de admitância nodal completa do sistema, considerando como zero a corrente de compensação dos elementos de conversão;

b) **Etapa 2: Cálculo das correntes injetadas e das correntes de compensação**

Para cada elemento de conversão, as correntes de compensação são calculadas considerando os vários tipos de modelos de carga disponíveis. As correntes calculadas são organizadas em um vetor específico de correntes  $\dot{I}_{inj}$ .

c) **Etapa 3: Cálculo de tensões nodais para a primeira iteração**

Com a matriz de admitância nodal completa do sistema calculado anteriormente e as correntes injetadas, as tensões nodais do sistema são calculadas através da matriz dada pela equação 3.

$$\dot{V}_{nodal} = [\dot{Y}_{Sist}]^{-1} X \dot{I}_{inj} \quad (3)$$

c) **Etapa 4: Teste de convergência**

Nesta etapa a convergência dos métodos representados pelas equações 4 e 5 é testada para qualquer barra  $i$ , com valores em p.u. ou valores reais.

$$erro_i^{(k)} = \frac{\left| \left| \dot{V}_i^{(k)} \right| - \left| \dot{V}_i^{(k-1)} \right| \right|}{V_{Base_i}} \quad (4)$$

$$erro_i^{(k)} = \frac{\left| \left| \dot{V}_i^{(k)} \right| - \left| \dot{V}_i^{(k-1)} \right| \right|}{\left| \dot{V}_i^{(k)} \right|} \quad (5)$$

Para ambos os casos (tantos valores reais ou em p.u.), o algoritmo do fluxo de potência converge quando o  $erro_i = 0,0001 \forall i$ :

### **.3.2 Entrada de dados no *software* OpenDSS**

O OpenDSS permite que todas as funções sejam realizadas por um *script* baseado em texto. Isso o torna mais fácil para circuitos complexos, pois, os *scripts* DSS podem ser configurados em vários formatos. O OpenDSS possui uma sintaxe de comando específica para definição e criação de objetos, e os parâmetros de cada componente podem ser fornecidos em uma ordem aleatória. O compilador OpenDSS processa cada parâmetro em uma ordem posicional e constrói a estrutura do componente. A modelagem dos principais componentes do OpenDSS é descrita nas seções a seguir.

#### **.3.2.1 Localização geográfica dos alimentadores**

A localização geográfica dos alimentadores refere-se à localização física de cada elemento do sistema, sendo ela representada pelas coordenadas latitudinal (Y) e longitudinal (X). Esse é o primeiro passo na construção do modelo utilitário de alimentador no OpenDSS. As coordenadas dos barramentos são especificadas no arquivo “Buscoords.dss”. Nos dados do modelo utilitário, todas as seções do alimentador são definidas pela “section ID”. A “section ID” é o identificador primário da localização de todos os componentes.

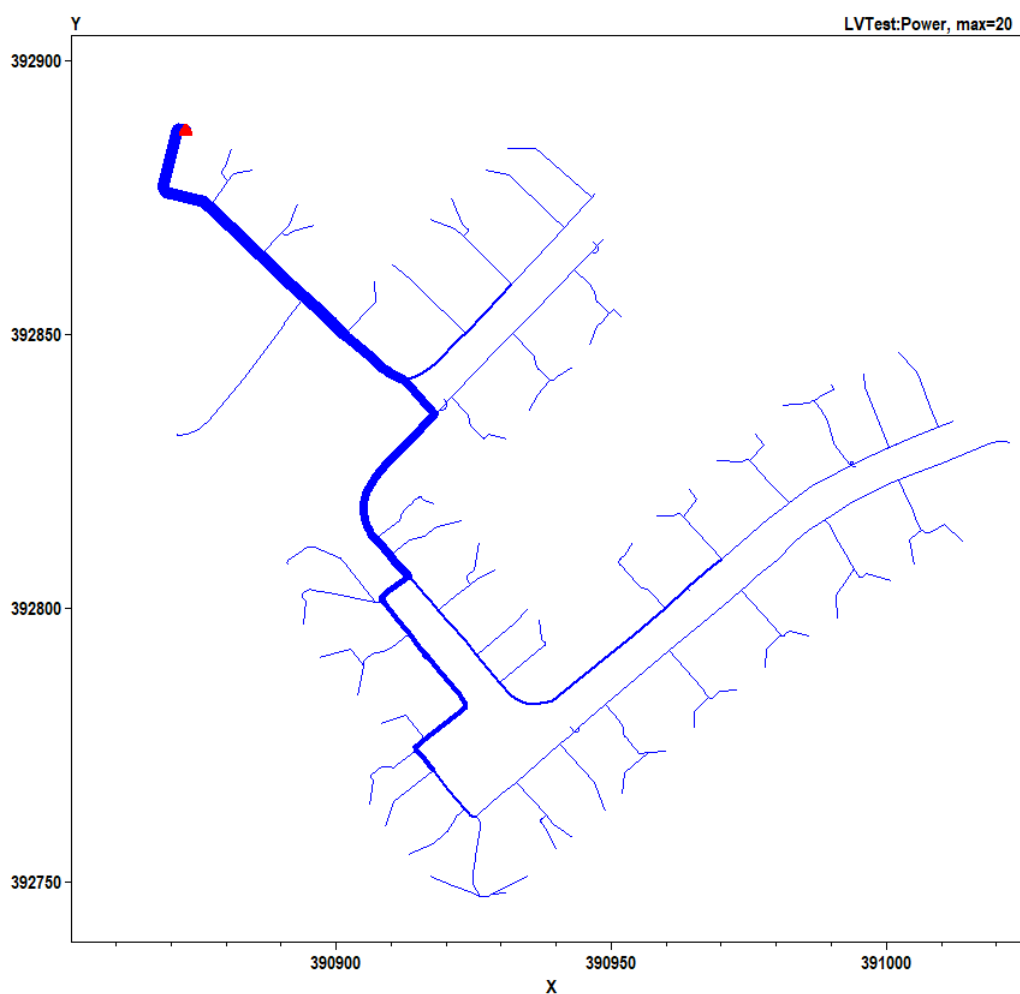
As coordenadas do barramento podem ser plotadas como mostra a Figura ??; o OpenDSS apresenta várias opções para plotagem. A plotagem pode ser de várias cores, além de ser possível especificar a espessura das linhas.

#### **.3.2.2 Linhas aéreas e subterrâneas**

As linhas aéreas e subterrâneas requerem um modelamento detalhado no OpenDSS. Os modelos de linhas aéreas devem possuir três componentes: os dados do condutor, a geometria e a definição real da linha. Atualmente, o OpenDSS não possui um módulo de cálculo de impedância para cabos enterrados; sendo assim, a impedância desses cabos é especificada em componentes simétricos. O formato para definição da linha no OpenDSS deve seguir o modelo apresentado na Figura 5.

A identificação da linha é especificada por “line name”. Nesse caso, os nós “FROM” e “TO” são especificados por “bus1” e “bus2”, respectivamente; a linha descrita acima apresenta a fase “B” e o neutro, sendo eles representados por “.2” e “.4”, respectivamente. O comprimento da linha e sua unidade correspondente é indicada em “units”; sua geometria ou linha de código é representada nos arquivos subsequentes.

Figura 4 – Formato de coordenadas e plotagem de circuito no OpenDSS



Fonte: Do autor, OpenDSS 2021

Figura 5 – Formato para definição de uma linha no OpenDSS

```
New Line. <line name> bus1=<bus1name>.2.4 bus2=<bus2name>.2.4 length=586.923 units=ft
geometry=geom4 (or linecode=code4)
```

Fonte: Ramachandran (2011)

A geometria da linha é a classe de objeto utilizada para especificar a posição dos condutores, seu tipo e as configurações de redução Kron. As diferentes propriedades de geometria da linha utilizadas são listadas na Tabela 7.

Tabela 7 – Propriedades geométricas da linha

Propriedade	Descrição
Nconds	Número de condutores na geometria

Tabela 7 – Propriedades geométricas da linha

<b>Propriedade</b>	<b>Descrição</b>
<b>Nphases</b>	Número de fases. Todos outros condutores são considerados neutro
<b>Cond</b>	Esse número identifica cada condutor na geometria
<b>Wire</b>	Refere-se ao tipo de cabo usado e é vinculado ao "Wire Data Class"
<b>X, H</b>	Coordenada X e altura do condutor em [mi/kft/km/m/Ft/in/cm]
<b>Reduce</b>	(Sim/Não). Redução de neutros utilizando a fórmula de redução de Kron
<b>Normamps</b>	Ampacidade normal em amperes.
<b>Emergamps</b>	Ampacidade de emergência em amperes

Fonte: Adaptado de Ramachandran (2011)

O formato utilizado no OpenDSS para descrever a geometria da linha é o representado na Figura 6.

Figura 6 – Formato para definição de uma linha no OpenDSS

```
New LineGeometry.geom4 nconds=2 nphases=1
~ cond=1 wire=4_CU_65 x=3.67001 h=35.2999 units=ft
~ cond=2 wire=4_CU_65 x=3.67001 h=29.4 units=ft
~ reduce=y
```

Fonte: Ramachandran (2011)

O identificador de um único cabo aéreo na geometria da linha é especificado por “geom4”; os itens “nconds” e “nphases” representam o número de condutores e de fases, respectivamente, dessa geometria particular. Os condutores individuais dessa geometria são identificados por “cond=1” e “cond=2”; o tipo de condutor usado é descrito em “wire”, e seus detalhes estão presentes nos dados do cabo (wire data). Os itens “x” e “h” são referentes às coordenadas no eixo x e y do condutor em relação ao nível do chão; a unidade de medida usada é especificada na descrição – em “units”. A técnica de redução de Kron é usada para remover elementos correspondentes ao condutor neutro das matrizes de impedância e susceptância da linha, podendo ser habilitada pela função “reduce=y”.

### .3.2.3 Código da Linha

Os objetos do código da linha são objetos genéricos da biblioteca que contém características de impedância das linhas e cabos. O código de linha é usado para especificar as caracte-

rísticas de impedância simétrica para cabos subterrâneos. A impedância de uma linha é descrita por sua impedância em série e matriz de admitância capacitiva nodal. Essas matrizes podem ser especificadas diretamente ou podem ser geradas especificando os dados do componente simétrico. O OpenDSS pode também efetuar a redução Kron, reduzindo o último condutor das matrizes de impedância, que será assumida como um condutor neutro. As propriedades utilizadas no código da linha são listadas na Tabela 8.

Tabela 8 – Propriedades dos códigos das linhas

<b>Propriedade</b>	<b>Descrição</b>
<b>Nphases</b>	Número de fases. Todos outros condutores são considerados neutro
<b>R1</b>	Resistência de sequência positiva em ohms/unid. de comprimento
<b>R0</b>	Resistência de sequência zero em ohms/unid. de comprimento
<b>X1</b>	Reatância de sequência positiva em ohms/unid. de comprimento
<b>X0</b>	Reatância de sequência zero em ohms/unid. de comprimento
<b>C1</b>	Capacitância de sequência positiva em nano-farads/unid. de comprimento
<b>C0</b>	Capacitância na sequência zero em nano-farads/unid. de comprimento
<b>Normamps</b>	Ampacidade normal em amperes.
<b>Emergamps</b>	Ampacidade de emergência em amperes
<b>Base Freq</b>	Frequência na qual os valores de impedância foram especificados

Fonte: Adaptado de Ramachandran (2011)

O formato utilizado no OpenDSS para descrever o código da linha é o representado na Figura 7.

Figura 7 – Formato de código de uma linha no OpenDSS

```
New Linecode.code4 nphases=3 r1=0.3489 x1=0.426198 r0=0.588811 x0=1.29612
c1=10.4308823411236 c0=4.48501282215346 units=km baseFreq=60 normamps=310
emergamps=310
```

Fonte: Ramachandran (2011)

O identificador único do código é especificado por “.code4”; o item “nphases” indica o número de fases da linha estudada. A código da linha contém as impedâncias da componente simétrica, sendo a resistência nos pontos positivo e nulo representados por “r1” e “r0”,

respectivamente; a reatância nos pontos positivo e nulo por “x1” e “x0”, respectivamente, e a capacitância no ponto positivo e nulo por “c1” e “c0”, respectivamente; A resistência, reatância e capacitância devem ser representadas em [ohm / unidade de comprimento], [ohm / unidade de comprimento], e [nanofarads / unidade de comprimento] respectivamente, sendo a unidade de comprimento definida em “units”. O item “baseFreq” define a frequência de cálculo das impedâncias, e as capacidades de condução de corrente normal e em emergência são descritas em “normamps” e “emergamps”, respectivamente.

### .3.2.4 Dados do condutor

Nesse item será definido de modo grosseiro os dados do condutor utilizados para computar as impedâncias para que seja feito o cálculo da geometria da linha. Os diferentes parâmetros podem ser especificados de acordo com as unidades fornecidas em base de dados e posteriormente convertido em metros internamente ao OpenDSS. As propriedades utilizadas nessa tese são listadas na Tabela 9. O formato para inserção dos dados do condutor no OpenDSS é o representado na Figura 8.

Tabela 9 – Propriedades dos condutores

<b>Propriedade</b>	<b>Descrição</b>
<b>Wire Name</b>	Nome padrão do cabo
<b>Rac</b>	Resistência na frequência de 60Hz por unidade de comprimento
<b>Runits</b>	Unidades de comprimento para resistencia; [mi/kft/km/m/ft/in/cm]
<b>GMRac</b>	Raio geométrico aproximado do condutor a 60Hz (GMR)
<b>GMR units</b>	Unidades para definição do GMR [mi/kft/km/m/ft/in/cm]
<b>Radius</b>	Raio externo do condutor
<b>Radunits</b>	Unidades para definição do raio externo do condutor [mi/kft/km/m/ft/in/cm]
<b>Normamps</b>	Ampacidade normal em amperes.
<b>Emergamps</b>	Ampacidade de emergência em amperes

Fonte: Adaptado de Ramachandran (2011)

Figura 8 – Formato de código de uma linha no OpenDSS

```
New WireData.4_CU_65 Rac=0.849 Runits=km GMRac=0.202 GMRunits=m Radius=0.259  
Radunits=cm normamps=115 emergamps=180
```

Fonte: (RAMACHANDRAN, 2011)

O identificador único dos dados do condutor é especificado em “.4\_CU\_65”. As propriedades físicas do condutor são descritas nesse documento. O item “Rac” representa a resistência do cabo em “[ohms/unid. de comp.]”, cuja unidade é especificada em “Runits”. O raio médio geométrico do condutor e suas unidades são especificadas em “GMRac” e “GMR units”, respectivamente. O raio do condutor e sua unidade são indicados respectivamente por “Radius” e “Radunits”. A capacidade de condução de corrente do condutor normal e em emergência são descritos em “Normamps” e “Emergamps”, respectivamente.

### .3.2.5 Cargas

A carga é um elemento de conversão de potência, sendo ela o principal agente no fluxo de potência e análise de quedas de tensão. Um objeto de carga é normalmente definido por sua potência nominal [kW] e fator de potência. Esse fator pode ser modificado por multiplicadores, como os padrões diários e anuais de carga.

O modelo padrão para carga é uma fonte de corrente e, portanto, a matriz primitiva de impedância contém somente a impedância que existe em cargas conectadas do neutro à terra por meio da ligação em Y. As cargas são por padrão consideradas balanceadas, onde cargas desbalanceadas são representadas por cargas monofásicas separadas. As cargas podem ser de dois tipos: cargas pontuais e distribuídas. As cargas pontuais são aglomeradas em um nó, enquanto as distribuídas são uniformemente distribuídas sobre uma seção. As diferentes propriedades das cargas são listadas na Tabela 10.

Tabela 10 – Propriedades das cargas

<b>Propriedade</b>	<b>Descrição</b>
<b>Bus</b>	Nome da barra à qual a carga está conectada
<b>Phases</b>	Número de fases da carga
<b>kV</b>	Tensão de base da carga em kV
<b>kW/kVar</b>	Potência nominal da carga

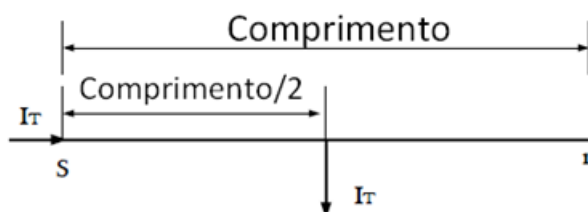
Tabela 10 – Propriedades das cargas

Propriedade	Descrição
<b>Pf</b>	Fator de potência da carga
<b>kVA</b>	Potência de base da carga em kVA
<b>Model</b>	Definie como a carga irá variar com a tensão.
<b>Conn</b>	Conexão em estrela/delta
<b>Vminpu</b>	Mínima tensão em p.u. para à qual o modelo será aplicado.
<b>Vmaxpu</b>	Máxima tensão em p.u. para à qual o modelo será aplicado.
<b>Xf kVA</b>	Potência nominal do transformador de serviço para alocação de cargas com base na potência conectada ao barramento
<b>Allocation factor</b>	Fator de alocação das cargas baseado na potência conectada ao barramento
<b>Class</b>	Número inteiro que separa as cargas de acordo com sua classe particular
<b>Status</b>	Fixo ou variável, pode ser modificado por multiplicadores
<b>NumCust</b>	Número de usuários a usufruirem dessa carga.

Fonte: Adaptado de Ramachandran (2011)

As cargas distribuídas são especificadas sobre a seção do alimentador. Elas podem ser matematicamente consideradas como cargas pontuais agrupadas em um ponto específico da seção. De acordo com o modelo CYMDIST, a carga é agrupada na metade da distância começada no início da seção. Assim, as linhas aéreas/subterrâneas são divididas criando um nó fictício no meio da distância considerada e agrupando a carga no ponto mediano, como mostra a Figura 9.

Figura 9 – Modelagem das cargas distribuídas no OpenDSS



Fonte: Ramachandran (2011)

O formato para o modelo equivalente de cargas no OpenDSS é descrito como indicado na Figura 10.

Um identificador único para a carga é especificado em “load name”. A carga é descrita como conectada à fase “B”, especificada em “bus1”, com a fase representada por “.2”. A pro-

Figura 10 – Modelamento das cargas distribuídas no OpenDSS

```
New Load.<load name> phases=1 bus1=<node>.2 class=1 Conn=wye kV=7.2 XfkVA=10
AllocationFactor=1 model=1 kva=2.037 pf=0.982 NumCust=1
```

Fonte: (RAMACHANDRAN, 2011)

propriedade “phases” descreve o número de fases da carga. O tipo de conexão e a tensão [kV], potência [kVA] e fator de potência são especificados na definição geral. No item “XfkVA” e o item “AllocationFactor” são usados para alocação de carga e representam a potência do transformador de serviço da seção específica e o fator de alocação de carga com base na potência conectada, respectivamente. A propriedade de “classe” representa um número inteiro para separar as cargas em residenciais, industriais, comerciais e outras. “Model=1” representa um tipo PQ de carga para análise de fluxo de potência. “NumCust” representa o número de usuários da carga.

### **.3.2.6 Fontes**

A fonte de tensão para o circuito é especificada como um elemento especial de conversão de potência. Ela é considerada especial porque fontes de tensão são utilizadas para iniciar o fluxo de potência enquanto todas outras fontes de injeção são alocadas em zero.

A fonte de tensão é um equivalente de Thevenin com dois terminais e múltiplas fases, representando a fonte de tensão por trás da impedância. Os dados para uma fonte de tensão são especificados de acordo com os padrões de fontes em sistemas de potência: tensão fase-fase (kV) e potência de curto circuito (MVA). As propriedades empregadas para a fonte de tensão são listadas na Tabela 11.

Tabela 11 – Propriedades das fontes de tensão

<b>Propriedade</b>	<b>Descrição</b>
<b>Bus</b>	Barramento ao qual a fonte está conectada
<b>Base KV</b>	Tensão de base/nominal fase-fase (kV)
<b>p.u.</b>	p.u. no qual a fonte está em operação
<b>Angle</b>	Ângulo base, ângulo da primeira fase
<b>Frequency</b>	Frequência da fonte
<b>Phases</b>	Número de fases da fonte
<b>MVASC3/MVASC1</b>	Curto circuito trifásico e monofásico [MVA]
<b>R1</b>	Resistência da fonte na sequência positiva [ohms]
<b>R0</b>	Resistência da fonte na sequência zero [ohms]
<b>X1</b>	Reatância da fonte na sequência positiva [ohms]
<b>X0</b>	Reatância da fonte na sequência zero [ohms]

Fonte: Adaptado de Ramachandran (2011)

O formato para descrever a fonte de tensão no OpenDSS é conforme mostra a Figura 11.

Figura 11 – Modelamento da fonte de tensão no OpenDSS

```
New Circuit.<name> basekv=12.47 pu=1.045 angle=0 Bus1=130 R1=0.193 X1=1.79 R0=0.13
X0=1.582
```

Fonte: )OpenDss

O identificador único do circuito é dado em “Bus1”. A definição da fonte de tensão é requerida quando um novo circuito é criado para análise. O item “basekv” representa a tensão de base do circuito entre fases. A tensão da fonte e seu ângulo de operação são especificados em “pu” e “angle”, respectivamente. A reatância e a resistência da fonte na sequência positiva e zero são representadas em “x1” e “r1”, e “x0” e “r0”, respectivamente, sendo todos em ohms.

### .3.2.7 Transformador/regulador

O regulador é modelado como um objeto transformador no OpenDSS, com uma perda de carga e impedância muito baixas e é implementado como um elemento de entrega de potência

com múltiplos terminais. O objeto transformador consiste em dois ou mais enrolamentos e os parâmetros de cada enrolamento devem ser especificados separadamente.

O regulador é utilizado para deixar a tensão dos barramentos de acordo com os limites especificados por normas. Alguns softwares de análises de distribuição comercial modelam o regulador como um rebaixador compensador de linha. O transformador no OpenDSS alcança o mesmo objetivo com pequenas diferenças no fluxo de potência e correntes. As propriedades definidas para o transformador/regulador são listadas na Tabela 12.

Tabela 12 – Propriedades dos transformadores e reguladores

<b>Propriedade</b>	<b>Descrição</b>
<b>Buses</b>	Definição dos barramentos aos quais os enrolamentos são conectados
<b>Phases</b>	Número de fases
<b>Windings</b>	Número de enrolamentos
<b>Conns</b>	Conexões dos enrolamentos Y/Delta
<b>kVA</b>	kVA Base
<b>kV</b>	Tensão do enrolamento
<b>Xhl</b>	Percentual de reatância entre primário e secundário
<b>Load Loss</b>	Percentual de perdas à carga nominal
<b>Ppm</b>	p.p.m para a reatância anti flutuação em cada terminal a ser conectado à terra
<b>Vreg</b>	Regulação de tensão em volts do enrolamento a ser controlado
<b>Pratio</b>	Fração do transformador de potencial que converte a tensão do enrolamento controlado ao regulador de tensão.
<b>Ctprim</b>	Classificação do primário do transformador de corrente, em amperes, para converter os amplificadores de linha em amplificadores de controle
<b>band</b>	Faixa de tensão do barramento controlado

Fonte: Adaptado de Ramachandran (2011)

O formato para representar o transformador/regulador no OpenDSS é descrito na Figura 12.

A identificação única do transformador é especificada em “trans\_name”. Na Figura 12 foi definido um transformador monofásico com dois enrolamentos e os barramentos aos quais foi conectados. A tensão (kV) e potência (kVA) nominais do transformador são especificados na definição dos enrolamentos primário e secundário. O item “xhl” define a relação percentual de

Figura 12 – Modelamento de transformadores e reguladores no OpenDSS

```
New Transformer.<trans_name> phases=1 windings=2 buses=(<name>.1,<name>.1)
conns=(wye,wye) kvs=(7.2,7.2) kvas=(333,333) xhl=0.001 %loadloss=0.0001
New RegControl.<name> transformer=<trans_name> winding=2 vreg=124 ptratio=60 ctprim=400
band=2
```

Fonte: Ramachandran (2011)

reatância entre os enrolamentos primário e secundário; o item “%loadloss” refere-se à relação de perda de carga à potência nominal no transformador. A propriedade “RegControl” define a configuração de controle do regulador.