



**UNIVERSIDADE DA INTEGRAÇÃO INTERNACIONAL DA LUSOFONIA AFRO-BRASILEIRA  
INSTITUTO DE ENGENHARIAS E DESENVOLVIMENTO SUSTENTÁVEL  
MESTRADO EM SOCIOBIODIVERSIDADE E TECNOLOGIAS SUSTENTÁVEIS**

**JAIRO LIMA DO NASCIMENTO**

**MODELAGEM E VALIDAÇÃO DE UM SISTEMA DE GERAÇÃO  
FOTOVOLTAICA PARA AVALIAÇÃO DE IMPACTOS DA CONEXÃO  
EM ALIMENTADOR DE DISTRIBUIÇÃO**

**REDENÇÃO - CE**

**2021**

JAIRO LIMA DO NASCIMENTO

MODELAGEM E VALIDAÇÃO DE UM SISTEMA DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA  
PARA AVALIAÇÃO DE IMPACTOS DA CONEXÃO EM ALIMENTADOR DE  
DISTRIBUIÇÃO

Dissertação apresentada ao curso de Mestrado em Sociobiodiversidade e Tecnologias Sustentáveis do Instituto de Engenharias e Desenvolvimento Sustentável da Universidade da Integração Internacional da Lusofonia Afro-Brasileira, como requisito parcial para obtenção do título de Mestre.

**Orientador:** Prof. Dr. Cícero Saraiva Sobrinho  
**Coorientador:** Prof. Dr. Hermínio Miguel de Oliveira Filho

REDENÇÃO-CE

2021

Universidade da Integração Internacional da Lusofonia Afro-Brasileira  
Sistema de Bibliotecas da UNILAB  
Catalogação de Publicação na Fonte.

---

Nascimento, Jairo Lima do.

N244m

Modelagem e validação de um sistema de geração fotovoltaica para avaliação de impactos da conexão em alimentador de distribuição / Jairo Lima do Nascimento. - Redenção, 2021.

93f: il.

Dissertação - Curso de Sociobiodiversidade e Tecnologias Sustentáveis, Mestrado Acadêmico em Sociobiodiversidade e Tecnologias Sustentáveis, Universidade da Integração Internacional da Lusofonia Afro-Brasileira, Redenção, 2021.

Orientador: Prof. Dr. Cícero Saraiva Sobrinho.

Coorientador: Prof. Dr. Herminio Miguel de Oliveira Filho.

1. Energia e Sustentabilidade. 2. Geração de energia fotovoltaica. 3. Sistema de energia fotovoltaica. I. Filho, Herminio Miguel de Oliveira. II. Título.

CE/UF/BSCA

CDD 333.79

---

**JAIRO LIMA DO NASCIMENTO**

**MODELAGEM E VALIDAÇÃO DE UM SISTEMA DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA  
PARA AVALIAÇÃO DE IMPACTOS DA CONEXÃO EM ALIMENTADOR DE  
DISTRIBUIÇÃO**

Dissertação apresentada ao curso de Mestrado em Sociobiodiversidade e Tecnologias Sustentáveis do Instituto de Engenharias e Desenvolvimento Sustentável da Universidade da Integração Internacional da Lusofonia Afro-Brasileira, como requisito parcial para obtenção do título de Mestre.

Aprovado em 29/01/2021.

**BANCA EXAMINADORA**



Prof. Dr. Cícero Saraiva Sobrinho  
(Presidente - Orientador)

Universidade da Integração Internacional da Lusofonia Afro-Brasileira (UNILAB)



Prof. Dr. Hermínio Miguel de Oliveira Filho  
(Examinador Externo ao Programa - Coorientador)

Universidade da Integração Internacional da Lusofonia Afro-Brasileira (UNILAB)



Prof.<sup>a</sup> Ph.D. Ruth Pastôra Saraiva Leão  
(Examinadora Externa à Instituição)  
Universidade Federal do Ceará (UFC)

## AGRADECIMENTOS

Aos meus pais, Roseli Lima e Francisco Alves, pelo apoio incondicional, dedicação e esforço para me proporcionar sempre o melhor.

Às minhas avós, Rosa e Maria, e à minha tia Cícera também pelo apoio durante toda minha jornada acadêmica até este ponto.

Ao meu irmão Ulisses Lima que, acima de tudo, me proporciona diversas gargalhadas, inclusive em momentos de aflição.

Ao meu companheiro, Marcelo Ribeiro, que sempre me incentiva a continuar mesmo com as eventuais dificuldades ao longo desse caminho.

Aos amigos que fiz na turma do MASTS, com os quais dividi experiências e convívios maravilhosos neste período, em especial, Acácio Sousa, Liliane Lima, Hudson Pimentel e Anne Calixto.

Ao meu professor orientador, Dr. Cícero Saraiva Sobrinho, que auxiliou com muita paciência e compreensão, ao longo da realização e conclusão deste trabalho.

Ao meu professor coorientador, Dr. Hermínio Miguel de Oliveira Filho, por todas as contribuições acerca deste trabalho.

A professora Ms. Janaína Barbosa Almada, cuja ajuda foi imprescindível no desenvolvimento desse trabalho, e por toda paciência e esforço para sanar todas as dúvidas possíveis, meu sincero obrigado.

Aos professores do MASTS, pela dedicação e paciência na construção de ensinamentos que se estendem além das fronteiras da universidade.

Ao Programa de Eficiência Energética da Agência Nacional de Energia Elétrica (PEE – ANEEL) e à Enel pelo financiamento do projeto ao qual a pesquisa realizada neste trabalho está vinculada, inclusive pela bolsa de mestrado, e a todos seus funcionários que de alguma forma contribuíram na disponibilização dos dados aqui utilizados.

## RESUMO

A demanda por eletricidade, em geral, aumenta a cada ano em todos os segmentos da sociedade. Dessa forma, é necessária a ampliação da geração de energia elétrica para suprir tal demanda o que tem sido, dentre outros meios, pela utilização de meios renováveis de obtenção de eletricidade. Um desses meios é o aproveitamento da energia solar pela conversão fotovoltaica. No Brasil, a geração fotovoltaica tem crescido e se destacado nos últimos anos, em especial após a Resolução Normativa 482/2012 da ANEEL, juntamente com sua atualização, a 687/2015, que regulou a micro e minigeração distribuída. Embora isso seja positivo no tocante à utilização de meios renováveis de geração de energia elétrica pode ocasionar impactos negativos relativos à qualidade da energia elétrica de locais com grande quantidade de sistemas fotovoltaicos instalados. Estudos mostram que esses impactos negativos podem ser previstos e mitigados ainda antes da instalação do sistema fotovoltaico por meio da utilização de modelos matemáticos como ferramenta de análise de impactos desses sistemas. Assim, neste trabalho pretende-se utilizar um modelo matemático dinâmico que permita avaliar os impactos da conexão da usina fotovoltaica do Campus das Auroras da UNILAB em Redenção-CE, no alimentador de distribuição. O modelo utilizado foi validado com o auxílio de dados elétricos medidos, com um analisador de energia, em diferentes pontos de interesse do alimentador em questão. Para a modelagem foi utilizado o *software* de código aberto *OpenDSS*. Os dados do alimentador ACP01C3, no qual a usina está conectada, foram obtidos com a Enel e os dados para modelar a usina obtidos a partir de uma estação de monitoramento instalada na usina fotovoltaica. Foram considerados diferentes cenários de cargas no alimentador para verificar os impactos causados pela usina em outros pontos do circuito. No tocante aos níveis de tensão foi observado que, para os cenários utilizados, não são observadas transgressões dos limites impostos pela ANEEL. Isso sugere ainda que o alimentador tem capacidade para maiores níveis de penetração de geração fotovoltaica.

**Palavras-chave:** Modelagem. *OpenDSS*. Sistemas de Distribuição. Geração Distribuída. Energia Solar Fotovoltaica.

## ABSTRACT

The demand for electricity increases every year in all segments of society. Thus, it is necessary to expand electricity generation to meet this demand, which has been, among other means, the use of renewable means of obtaining electricity. One of these means is the use of solar energy through photovoltaic conversion. In Brazil, photovoltaic generation has grown and stood out in recent years, especially after ANEEL Normative Resolution 482/2012, together with its update, to 687/2015, which regulated the distributed micro and mini-generation. Although this is positive regarding the use of renewable means of generating electricity, it can cause negative impacts related to the power quality in places with a large number of installed photovoltaic systems. Studies show that these negative impacts can be predicted and mitigated even before the installation of the photovoltaic system through the use of mathematical models as a tool for analyzing the impacts of these systems. Thus, this work aims to use a dynamic mathematical model that allows assessing the impacts of the connection of the photovoltaic plant of the Campus of Auroras of UNILAB in Redenção-CE, in the distribution feeder. The used model was validated with the aid of measured electrical data, with an energy analyzer, in different points of the feeder in question. OpenDSS, an open source software, was used for the modeling. The data from the ACP01C3 feeder, in which the plant is connected, were obtained from Enel and the data to model the plant will be obtained from a monitoring station installed in the photovoltaic plant. Different load scenarios in the feeder will be considered to verify the impacts caused by the plant in other points of the circuit. Regarding tension levels, it was observed that, for the scenarios used, there are no violations of the limits imposed by ANEEL. This further suggests that the feeder has the capacity for higher levels of penetration of photovoltaic generation.

**Keywords:** Modeling. OpenDSS. Distribution Systems. Distributed generation. Photovoltaic Solar Energy.

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Efeito fotovoltaico .....	22
Figura 2 - Exemplos de painéis solares fotovoltaicos de silício de várias potências disponíveis comercialmente.....	22
Figura 3 - Estrutura do software <i>OpenDSS</i> .....	27
Figura 4 - Modelo de barra no <i>OpenDSS</i> .....	28
Figura 5 - Modelo de terminal no <i>OpenDSS</i> .....	28
Figura 6 - Modelo de elemento de transporte de energia no <i>OpenDSS</i> .....	29
Figura 7 - Modelo de elemento de conversão de energia no <i>OpenDSS</i> .....	29
Figura 8 - Diagrama de blocos do <i>PVSystem Element Model</i> .....	34
Figura 9 - Processo de solução padrão utilizado pelo <i>OpenDSS</i> .....	36
Figura 10 - Unidade Acadêmica do Campus das Auroras da UNILAB-CE .....	38
Figura 11 - Painéis fotovoltaicos do sistema fotovoltaico do campus das Auroras UNILAB-CE .....	39
Figura 12 - Inversores do sistema fotovoltaico do campus das Auroras UNILAB-CE .....	39
Figura 13 - Posição dos arranjos na usina de minigeração fotovoltaica do Campus das auroras .....	40
Figura 14 - Árvore Solar do Campus das Auroras – UNILAB/CE.....	41
Figura 15 - Localização geográfica e posição de equipamentos elétricos (transformadores e chaves) do alimentador ACP01C3 da Subestação Acarape da Enel-CE.....	42
Figura 16 - Perfil médio utilizado para cargas residenciais em dias úteis e não úteis.....	45
Figura 17 – Perfil médio utilizado para cargas comerciais em dias úteis e não úteis .....	46
Figura 18 – Perfil médio utilizado para cargas rurais em dias úteis e não úteis.....	46
Figura 19 – Eficiência do inversor em função da potência CC de saída .....	49
Figura 20 – Curva de irradiância global no período de 28/11/2020 a 05/12/2020.....	50
Figura 21 – Curva de temperatura na superfície dos módulos no período de 28/11/2020 a 05/12/2020.....	50
Figura 22 - Sincronização de agregação de intervalos para instrumentos de medição classe A .....	53
Figura 23 - Representação fasorial de tensão trifásica equilibrada (a) e tensão trifásica desbalanceada (b) .....	59
Figura 24 - Analisador de energia Embrasul RE8000.....	60
Figura 25 - Exemplo de código em Python usado para geração de números aleatórios .....	63

Figura 26 - Modelo geral do objeto de falta do <i>OpenDSS</i> .....	67
Figura 27 - Exemplo de declaração de objetos de falta no <i>OpenDSS</i> .....	67
Figura 28 – Comparação entre valores simulados e medidos da potência de saída (CA), em kW, do arranjo 1 .....	70
Figura 29 - Comparação entre valores simulados e medidos da potência de saída (CA), em kW, do arranjo 2.....	70
Figura 30 - Comparação entre valores simulados e medidos da potência de saída (CA), em kW, do arranjo 3.....	71
Figura 31 - Comparação entre valores simulados e medidos da potência de saída (CA), em kW, do arranjo 4.....	71
Figura 32 - Comparação entre valores simulados e medidos da potência de saída (CA), em kW, dos arranjos 5 e 6.....	72
Figura 33 - Comparação entre valores simulados e medidos da potência total de saída (CA), em kW, da UFV do Campos das Auroras .....	72
Figura 34 – Curva de carga da Subestação Acarape para o cenário 1 .....	75
Figura 35 – Potência ativa no Campus das Auroras para o cenário 1 .....	75
Figura 36 - Curva de carga da Subestação Acarape para o cenário 2 .....	76
Figura 37 – Comparativo entre valores simulados e reais de Potência Ativa no Campus das Auroras para o cenário 2.....	76
Figura 38 – Comparativo entre níveis de tensão no campus das Auroras, para os cenários 1 e 2. ....	77
Figura 39 – Comparativo de tensões, em p.u., medidas e simuladas na barra do campus das Auroras, considerando o cenário 2 .....	77
Figura 40 – Comparativo entre níveis de tensão no campus da Liberdade, para os cenários 1 e 2 .....	78
Figura 41 - Frequência de variações de tensão por nível de tensão - Barra de referência do alimentador ACP01C3 – Cenário 1 .....	79
Figura 42 - Frequência de variações de tensão por nível de tensão - Barra de referência do alimentador ACP01C3 – Cenário 2.....	80
Figura 43 - Frequência de variações de tensão por nível de tensão - Barra de referência do alimentador ACP01C3 – Cenário 3.....	80
Figura 44 - Frequência de variações de tensão por nível de tensão - Campus das Auroras – Cenário 1 .....	81

Figura 45 - Frequência de variações de tensão por nível de tensão - Campus das Auroras – Cenário 2 .....	82
Figura 46 - Frequência de variações de tensão por nível de tensão - Campus das Auroras – Cenário 3 .....	82
Figura 47 - Frequência de variações de tensão por nível de tensão - Campus da Liberdade – Cenário 1 .....	83
Figura 48 - Frequência de variações de tensão por nível de tensão - Campus da Liberdade – Cenário 2 .....	84
Figura 49 - Frequência de variações de tensão por nível de tensão - Campus da Liberdade – Cenário 3 .....	84
Figura 50 - Frequência de variações de tensão por nível de tensão - Barra TAI7553 (Pacoti - CE) – Cenário 1 .....	85
Figura 51 - Frequência de variações de tensão por nível de tensão - Barra TAI7553 (Pacoti - CE) – Cenário 2 .....	86
Figura 52 - Frequência de variações de tensão por nível de tensão - Barra TAI7553 (Pacoti - CE) – Cenário 3 .....	86

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Parâmetros básicos do elemento <i>Circuit</i> .....	30
Tabela 2 - Parâmetros básicos do elemento <i>Line</i> .....	31
Tabela 3 - Parâmetros básicos do elemento <i>LineCode</i> .....	32
Tabela 4 - Parâmetros básicos do elemento Transformer .....	32
Tabela 5 - Parâmetros do elemento <i>load</i> .....	33
Tabela 6 - Modelos de carga utilizados no <i>OpenDSS</i> .....	33
Tabela 7 - Parâmetros básicos do elemento <i>PVSystem</i> .....	35
Tabela 8 - Parâmetros do comando <i>Solve</i> .....	37
Tabela 9 - Quantidade de módulos fotovoltaicos por arranjo .....	40
Tabela 10 - Parâmetros elétricos das redes áreas do alimentador ACP01C3.....	43
Tabela 11 - Características elétricas dos transformadores modelados .....	44
Tabela 12 – Especificações técnicas dos módulos fotovoltaicos da usina de minigeração.....	47
Tabela 13 - Especificações técnicas dos inversores da usina de minigeração.....	48
Tabela 14 – Características dos arranjos 1 e 3.....	48
Tabela 15 – Características dos arranjos 2 e 4.....	48
Tabela 16 – Características dos arranjos 5 e 6.....	48
Tabela 17 - Pontos de conexão em Tensão Nominal igual ou inferior a 1 kV (380/220 V) ....	56
Tabela 18 - Classificação das variações de tensão de curta duração.....	57
Tabela 19 - Proporção de tipos de falta .....	64
Tabela 20 -Períodos mínimos de monitoração e erros aceitáveis.....	65
Tabela 21 - Descrição dos cenários da análise de desequilíbrio de tensão.....	68
Tabela 22 - Fator de desequilíbrio para os cenários estudados utilizando metodologias do PRODIST e índice NEMA .....	87

## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CA	Corrente alternada
CC	Corrente contínua
COM	Component Object Model
CSV	Valores Separados por Vírgula ( <i>Comma-separated values</i> )
DLL	Dynamic Link Library
DSS	Distribution System Simulator
EPRI	Electric Power Research Institute
ET	Estação Transformadora
FP	Fator de Potência
FV	Fotovoltaico
GD	Geração Distribuída
GPS	Sistema de Posicionamento Global
IEC	<i>International Electrotechnical Commission</i>
IEEE	Instituto de Engenheiros Eletricistas e Eletrônicos
LED	<i>Light-emitting diode</i>
MPP	Ponto de máxima potência
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
OpenDSS	Open Distribution System Simulator
PEE	Programa de Eficiência Energética da ANEEL
PRODIST	Procedimentos de distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
PROREDE	Procedimentos de Rede
QEE	Qualidade da Energia Elétrica
rms	Valor eficaz ( <i>root mean square</i> )
RTC	Relógio de Tempo Real ( <i>Real-Time Clock</i> )
RTP	Revisão Tarifária Periódica
SCE	<i>South California Edison</i>
SEP	Sistemas Elétricos de Potência
SIN	Sistema Interligado Nacional
TI	Tecnologia da Informação

TL	Tensão de Leitura
UNILAB	Universidade da Integração Internacional da Lusofonia Afro-Brasileira
UTC	Tempo Universal Coordenado
VTCD	Variações de Tensão de Curta Duração

## LISTA DE SÍMBOLOS

°C	grau Celsius
A	ampère
FD%	Fator de desequilíbrio de tensão
h	hora
Hz	hertz
Isc	Corrente de Curto Circuito
km	quilômetro
kV	quilovolt
kVA	quilovolt-ampère
kvar	quilovolt-ampère reativo
kW	quilowatt
kW/m <sup>2</sup>	quilowatt por metro quadrado
kWp	quilowatt-pico
m <sup>2</sup>	metro quadrado
min	minuto
ms	milissegundo
MVA	megavolt-ampère
Pmpp	Potência no Mpp
pu	por unidade
R0	resistência de sequência zero
R1	resistência de sequência positiva
V	volt
Voc	Tensão de Circuito Aberto
W	Watt
X0	reatância de sequência zero
X1	reatância de sequência positiva
Ω	ohm
Ω/km	ohm por quilômetro

## SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO .....</b>	<b>16</b>
<b>1.1</b>	<b>Trabalhos relacionados.....</b>	<b>17</b>
<b>1.2</b>	<b>Estrutura do trabalho .....</b>	<b>18</b>
<b>2</b>	<b>SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA BRASILEIRO ..</b> <b>.....</b>	<b>19</b>
<b>2.1</b>	<b>Sistema Elétrico Brasileiro .....</b>	<b>19</b>
<b>2.2</b>	<b>Geração Fotovoltaica .....</b>	<b>21</b>
<b>2.3</b>	<b>Revisão de literatura .....</b>	<b>24</b>
<b>3</b>	<b><i>OPENDSS – OPEN DISTRIBUTION SYSTEM SIMULATOR</i> .....</b>	<b>26</b>
<b>3.1</b>	<b>Histórico e descrição geral.....</b>	<b>26</b>
<b>3.2</b>	<b>Classes de elementos.....</b>	<b>27</b>
3.2.1	Barras .....	27
3.2.2	Terminal .....	28
3.2.3	Elementos de transporte de energia.....	28
3.2.4	Elementos de conversão de energia .....	29
<b>3.3</b>	<b>Elementos básicos.....</b>	<b>30</b>
3.3.1	Equivalente de Thévenin (Elemento Circuit).....	30
3.3.2	Linhas (Elemento Line).....	30
3.3.2.1	<i>Elemento LineCode</i> .....	31
3.3.3	Transformadores (Elemento Transformer).....	31
3.3.4	Cargas (Elemento Load).....	32
3.3.4.1	<i>Curvas de carga (Elemento Loadshape)</i> .....	33
<b>3.4</b>	<b><i>PVSistem Element Model</i>.....</b>	<b>34</b>
3.4.1	Interação do elemento PVSistem com a rede modelada .....	35
<b>3.5</b>	<b>Solução.....</b>	<b>36</b>

<b>4</b>	<b>MODELAGEM DE UM ALIMENTADOR DE DISTRIBUIÇÃO.....</b>	<b>38</b>
<b>4.1</b>	<b>Caracterização da área e objeto de estudo.....</b>	<b>38</b>
4.1.1	Usina fotovoltaica do campus das Auroras .....	38
4.1.2	Alimentador ACP01C3 da subestação Acarape.....	41
<b>4.2</b>	<b>Modelagem do alimentador.....</b>	<b>42</b>
4.2.1	Linhas .....	42
4.2.2	Transformadores.....	43
4.2.3	Cargas.....	44
4.2.4	Fator de potência .....	47
4.2.5	Geração Fotovoltaica.....	47
<b>4.3</b>	<b>Medição de QEE para validação .....</b>	<b>51</b>
4.3.1	Conceitos gerais .....	51
4.3.1.1	<i>Valores elétricos a serem medidos.....</i>	<i>51</i>
4.3.1.2	<i>Precisão da base de tempo das medições .....</i>	<i>51</i>
4.3.1.3	<i>Agregação de medidas em intervalos de tempo .....</i>	<i>52</i>
4.3.1.4	<i>Conceito de marcação de dados .....</i>	<i>53</i>
4.3.2	Recomendações gerais do módulo 8 do PRODIST para medições de QEE.....	54
4.3.3	Frequência .....	55
4.3.4	Tensão em regime permanente.....	55
4.3.5	Fator de potência .....	56
4.3.6	Variações de tensão de curta duração (VTCD).....	57
4.3.7	Desequilíbrio de tensão .....	58
4.3.8	Analizador de Energia Embrasul RE8000.....	59
4.3.9	Campanhas de medição .....	60
4.3.10	Sistema de monitoramento SICES SOLAR .....	60
<b>4.4</b>	<b>Simulações realizadas .....</b>	<b>61</b>
4.4.1	Análise de variação de tensão em função da inserção de GD fotovoltaica.....	61

4.4.2	Análise do impacto causado por faltas utilizando o método de Monte Carlo.....	61
4.4.2.1	<i>Método de Monte Carlo</i> .....	62
4.4.2.1.1	Geração de números aleatórios .....	62
4.4.2.1.2	Localização da falta.....	63
4.4.2.1.3	Tipo de falta .....	63
4.4.2.1.4	Resistência de falta.....	64
4.4.2.1.5	Cenários de simulação.....	64
4.4.2.1.6	Total de simulações .....	65
4.4.2.2	<i>Utilização do método de Monte Carlo no OpenDSS</i> .....	66
4.4.3	Análise de desbalanceamento de tensão causado por inserção de fontes FV .....	67
4.4.3.1	<i>Premissas</i> .....	67
4.4.3.2	<i>Cenários</i> .....	67
<b>5</b>	<b>RESULTADOS E DISCUSSÃO</b> .....	<b>69</b>
<b>5.1</b>	<b>Resultados da análise de impactos da inserção GD fotovoltaica nos perfis de tensão</b> .....	<b>69</b>
<b>5.2</b>	<b>Resultados da simulação de Monte Carlo</b> .....	<b>79</b>
5.2.1	Barra de referência do alimentador ACP01C3.....	79
5.2.2	Barra do campus das Auroras.....	81
5.2.3	Barra do campus da Liberdade.....	83
5.2.4	Barra TAI755 – ponto extremo ao final do alimentador .....	84
<b>5.3</b>	<b>Resultados da análise de desequilíbrio de tensão</b> .....	<b>87</b>
<b>6</b>	<b>CONCLUSÕES</b> .....	<b>88</b>
	<b>REFERÊNCIAS</b> .....	<b>90</b>

## 1 INTRODUÇÃO

O aumento da utilização de energia solar em todo o mundo, devido à luz solar abundante e à busca pela redução dos sistemas emissores de carbono, despertou o interesse pela pesquisa e desenvolvimento de sistemas de energia solar fotovoltaica. Este potencial, aliado a um aumento no uso e na demanda de energia, levou a um aumento no investimento de pesquisa em sistemas solares e na integração a redes já estabelecidas (MULENGA, 2015).

O crescimento da geração solar fotovoltaica para o fornecimento de eletricidade aconteceu de forma exponencial na última década em diversos países. A maior parte das plantas de geração fotovoltaica conectadas à rede eram, a princípio, pequenas instalações comerciais ou residenciais. Devido a seu pequeno porte dificilmente era necessária uma avaliação de conexão com base em estudos aplicados ou simulações (EGUIA et al., 2017).

No Brasil, o crescimento da mini/microgeração é um fenômeno recente, sendo que apenas em 2012, por meio da Resolução N° 482/2012 da ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, passou-se a tratar de forma objetiva como deveria ser a conexão dessas fontes e a compensação financeira pelo investimento realizado (ANEEL, 2012; MEDEIROS et al., 2014).

Entretanto, devido a este recente crescimento da minigeração fotovoltaica motivado pela resolução normativa citada, as concessionárias devem passar nos próximos anos por uma adaptação, principalmente nas questões relacionadas à operação do sistema. Países como Itália, Alemanha e Espanha, que já passaram por essa expansão na quantidade e na potência instalada dessas fontes, observaram problemas relacionados principalmente ao nível de tensão (LAZAR; CONSTANTIN, 2012). Isso ocorre nos momentos em que a carga consome menos e há uma maior produção das fontes, quanto maior a penetração e mais ao final do alimentador a geração estiver, maior poderá ser o problema. A minigeração fotovoltaica pode ainda causar impactos em: perfil de tensão, perdas, carregamento de linha e estabilidade de tensão na rede.

Nesse sentido, é necessário ter a disposição ferramentas que permitam realizar avaliações acerca de tais impactos. Dentre tais ferramentas estão os modelos de simulação, que estando devidamente validados, são capazes de representar da maneira mais adequada possível o comportamento dos sistemas fotovoltaicos.

Assim, este trabalho propõe utilizar um modelo matemático para o sistema fotovoltaico instalado na Unidade Acadêmica do Campus das Auroras da Universidade da Integração Internacional da Lusofonia Afro-Brasileira – UNILAB que permita analisar os impactos de sua conexão com um alimentador de distribuição. O referido campus fica localizado no município

de Redenção próximo à divisa com o município de Acarape. O bloco no qual o sistema fotovoltaico está instalado é composto por salas de aula e laboratórios de diversos cursos oferecidos pela UNILAB. A instalação do sistema fotovoltaico ocorreu no âmbito do Projeto Prioritário de Eficiência Energética (vinculado ao Programa de Eficiência Energética da ANEEL - PEE) - Chamada ANEEL 001/2016, da Enel Distribuição Ceará. Este trabalho faz parte de um Projeto de Pesquisa & Desenvolvimento lançado em paralelo ao PEE, sendo a análise dos impactos na qualidade da energia e redução do consumo uma das áreas contidas neste projeto.

A partir do exposto, surgem os seguintes questionamentos: Quais os impactos da implantação e utilização do sistema fotovoltaico, em termos de qualidade da energia, para a UNILAB e para a vizinhança da universidade? Haverá diferenças entre os impactos causados pelo sistema fotovoltaico observados na simulação do modelo matemático e os impactos observados na prática? Quais dados são necessários para validar o modelo matemático proposto?

Assim, este trabalho tem como objetivo geral utilizar um modelo matemático para o sistema fotovoltaico instalado no Campus das Auroras da UNILAB em Redenção-CE. São objetivos específicos desta proposta de pesquisa:

- a) validar o modelo utilizado através da medição de tensão e corrente na mesma área de estudo;
- b) levantar os impactos, em termos de qualidade de energia, que a minigeração produzirá no alimentador e suas possíveis consequências nas cargas circunvizinhas à unidade didática das Auroras - UNILAB;
- c) comparar o impacto causado pelo modelo com o impacto real no que se refere à qualidade da energia elétrica na região de instalação.

## **1.1 Trabalhos relacionados**

No âmbito deste trabalho, foi produzido o artigo intitulado “Análise do impacto da inserção de geração distribuída fotovoltaica nos níveis de tensão de alimentador de distribuição real utilizando OpenDSS”. O referido artigo foi apresentado e publicado nos anais do XXIII Congresso Brasileiro de Automática (CBA 2020), ocorrido em novembro de 2020.

## 1.2 Estrutura do trabalho

O presente trabalho está estruturado da seguinte forma:

- a) Capítulo 1: apresenta a introdução e visão geral sobre o assunto, explicitando a motivação e os objetivos do trabalho, além de outros trabalhos que foram derivados desta pesquisa;
- b) Capítulo 2: apresenta alguns conceitos e informações básicas sobre o sistema elétrico brasileiro, envolvendo geração distribuída, geração solar fotovoltaica e aspectos de qualidade de energia
- c) Capítulo 3: explana sobre características do *OpenDSS*, *software* que será utilizado na modelagem
- d) Capítulo 4: traz os aspectos metodológicos que serão empregados no trabalho, apresentado a área e objetos de estudo, os métodos utilizados nas várias etapas da modelagem, bem como os dados que serão utilizados na validação.
- e) Capítulo 5: apresenta os resultados das simulações e análises realizadas, bem como a validação da metodologia empregada.
- f) Capítulo 6: são apresentadas as conclusões acerca dos resultados obtidos.

## **2 SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA BRASILEIRO**

Nesta seção serão apresentadas características do sistema elétrico brasileiro com foco nos sistemas de distribuição e seus equipamentos. Além disso, são apresentados conceitos básicos relacionados à geração fotovoltaica e sua conexão à rede elétrica, bem como as principais normas referentes à qualidade da energia elétrica.

### **2.1 Sistema Elétrico Brasileiro**

Os sistemas elétricos de potência (SEP) desempenham a função de fornecer energia elétrica aos usuários, independentemente de seu porte, garantindo segurança e qualidade adequada no momento que for solicitada. Dessa forma, o sistema tem as funções de produtor, transformando a energia de alguma natureza (hidráulica, mecânica, entre outras) em energia elétrica; e de distribuidor, garantindo aos consumidores a quantidade de energia demandada a cada instante (KAGAN; OLIVEIRA; ROBBA, 2010).

No Brasil, para atender as demandas de todas as regiões há o SIN – Sistema Interligado Nacional composto por 4 subsistemas: Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e Norte. Atualmente, a entidade responsável pela operação do SIN é o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). Pela necessidade de alinhamento entre geração e carga, o ONS opera e coordena os sistemas de geração e transmissão (ONS, 2019). Para isto, diversos estudos são efetuados com o objetivo de garantir a disponibilidade, confiabilidade e segurança do sistema, proporcionando o desenvolvimento do SIN e ampliação da matriz elétrica brasileira. As regras e diretrizes a serem seguidas para operação do sistema de transmissão estão consolidadas em um documento chamado Procedimentos de Rede (PROREDE), elaborado pela ONS e aprovado pela ANEEL (ANEEL, 2016; TAVARES, 2018).

De forma resumida, os sistemas elétricos de potência são em geral divididos em três grandes blocos (KAGAN; OLIVEIRA; ROBBA, 2010):

- a) Geração: responsável pela parte da conversão de alguma forma de energia em energia elétrica;
- b) Transmissão: responsável pelo transporte da energia elétrica dos centros de produção até os centros de distribuição;
- c) Distribuição: responsável por distribuir a energia elétrica recebida do sistema de transmissão aos grandes, médios e pequenos consumidores.

No escopo deste trabalho, o foco está na etapa de distribuição. As redes de distribuição primária tem origens nas subestações de distribuição que recebem a energia elétrica proveniente do bloco de transmissão e, através de seus alimentadores, atendem, diretamente ou através de seus ramais, os consumidores primários e transformadores de distribuição. Estes últimos são ainda chamados de estações transformadoras (ETs) para suprimento da rede secundária ou de baixa tensão (KAGAN; OLIVEIRA; ROBBA, 2010).

A rede primária consiste na parte do sistema compreendida entre as subestações de distribuição e as estações transformadoras, sendo também denominada de rede de média tensão. Os alimentadores geralmente operam em tensões padrão dentro da faixa de 11,9 kV a 34,5 kV. Um alimentador primário é composto de um circuito trifásico, a três ou quatro fios, que estruturam o tronco, de onde alguns ramais podem ser derivados (PAULA, 2016).

Dessa forma, os alimentadores podem ser entendidos como um conjunto de barras interligadas por trechos de linhas, no qual cada trecho possui características próprias, tais como: comprimento, tipo e bitola de condutores, configuração espacial dos cabos, barras de origem e barra destino (PAULA, 2016). Toda linha que compõe a rede primária apresenta um conjunto de parâmetros que levam o nome de “constantes quilométricas” da linha. O nome é dado devido ao fato desses parâmetros serem medidos ou calculados por unidade de distância. O modelo da linha apresentará parâmetros série: resistências ôhmicas, indutâncias próprias e mútuas; e parâmetros *shunt*: capacitâncias e condutâncias (KAGAN; OLIVEIRA; ROBBA, 2010).

O alimentador primário pode ser aéreo ou subterrâneo, com redes aéreas dos tipos convencional, compacta ou compacta isoladas. No Brasil, os sistemas aéreos são mais frequentes devido a maior facilidade na execução de reparos e por terem preços mais acessíveis. Entretanto, em locais de alta densidade de carga ou com restrições paisagísticas, a instalação subterrânea se faz necessária, uma vez que proporcionam maior nível de confiabilidade e menores impactos visuais (PAULA, 2016).

No Brasil, são predominantes as redes de distribuição aéreas do tipo convencional, caracterizadas pela disposição horizontal dos condutores, apoiados sobre isoladores fixados em cruzetas (de madeira, fibra, plástico ou metal) na média tensão. Os condutores utilizados são geralmente cabos de alumínio nus, ou seja, sem qualquer proteção ou isolamento (PAULA, 2016).

Dentre os principais equipamentos do sistema de distribuição, destacam-se os seguintes (MASSIGNAN, 2016):

- a) Transformadores de Potência: transformadores das subestações de distribuição.

Estes equipamentos conectam os sistemas de distribuição com os sistemas de

transmissão de energia elétrica em tensões mais elevadas. Estão localizados na subestação de distribuição e em geral tem nível elevado de monitoramento em tempo real das grandezas elétricas;

- b) Transformadores de Distribuição: conectam a rede primária em média tensão à rede em baixa tensão;
- c) Linhas de distribuição: ramais aéreos ou subterrâneos dos circuitos elétricos de distribuição na rede primária. São compostos por cabos, postes e cruzetas e de acordo com a disposição geométrica dos condutores são obtidos os parâmetros elétricos destas linhas;
- d) Chaves seccionadoras e disjuntores: dispositivos seccionadores capazes de isolar eletricamente partes dos circuitos dos Sistemas de Distribuição. O estado operativo destes equipamentos é importante na determinação da topologia da rede elétrica do alimentador.

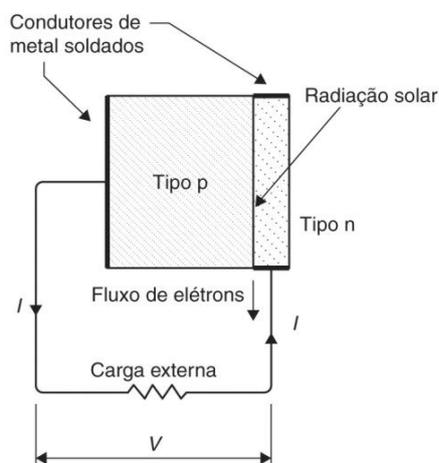
## 2.2 Geração Fotovoltaica

A energia solar fotovoltaica é a produção de energia elétrica, utilizando energia proveniente da radiação solar. Consiste em uma fonte de energia solar e um conversor de energia na forma de luz solar para a forma elétrica. (MULENGA, 2015).

A conversão de luz solar em energia elétrica se dá através do chamado efeito fotovoltaico, esquematizado na Figura 1. De uma maneira sucinta, quando os fótons contidos na energia do sol incidem sobre um material semicondutor (*e.g.* silício) com determinadas características elétricas (junção elétrica p-n ou p-i-n), a energia de parte destes fótons pode excitar elétrons no semicondutor, que por sua vez poderão dar origem a uma corrente elétrica (RÜTHER, 2004).

O efeito fotovoltaico foi observado pela primeira vez no selênio, em 1839, pelo físico francês Alexandre-Edmond Becquerel. Entretanto, apenas em 1958 foram produzidas as primeiras células fotovoltaicas, produzidas com silício, com uma eficiência de 11%, embora possuíssem um custo altamente proibitivo (cerca de \$ 1000/W). A primeira aplicação prática de células fotovoltaicas foi no espaço, onde o custo não era uma barreira, uma vez que não havia nenhuma outra fonte disponível (KALOGIROU, 2016).

Figura 1 – Efeito fotovoltaico

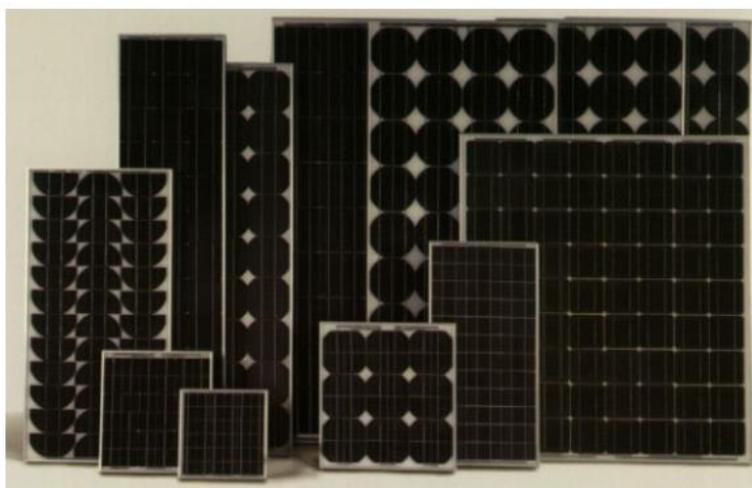


Fonte: (RÜTHER, 2004).

Em relação à fabricação dos painéis, a produção dos módulos solares tem sofrido grande interferência governamental a partir de incentivos fiscais e ambientais. Dessa maneira, o aumento da produção destes componentes tem reduzido os custos para a efetivação do sistema (PINHO; GALDINO, 2014).

Segundo Rütther (2004), os módulos ou painéis solares fotovoltaicos (FV), conforme a Figura 2, são projetados e fabricados para serem utilizados em ambiente externo, sob sol, chuva e outros agentes climáticos, devendo operar satisfatoriamente nestas condições por períodos de 30 anos ou mais.

Figura 2 - Exemplos de painéis solares fotovoltaicos de silício de várias potências disponíveis comercialmente



Fonte: (RÜTHER, 2004).

Segundo Mulenga (2015), um sistema de energia solar fotovoltaica pode operar isoladamente ou conectado a uma fonte de energia. Além dos módulos fotovoltaicos, o sistema fotovoltaico é composto por diferentes elementos como carregadores de bateria, conversores dedicados ou inversores. O que determina como deve ser a composição do sistema é a aplicação escolhida.

De acordo com sua configuração, os sistemas fotovoltaicos podem ser classificados como isolados, conectados à rede ou híbridos.

Os sistemas autônomos ou isolados (*off grid*) são os sistemas que não dependem da rede elétrica convencional para funcionar, sendo possível sua utilização em localidades onde a rede de distribuição elétrica é ausente ou ineficaz. Existem dois tipos de configurações autônomas: com armazenamento e sem armazenamento. O primeiro tipo pode ser utilizado em carregamento de baterias de veículos elétricos, em iluminação pública e, até mesmo, em pequenos aparelhos portáteis (VILLALVA; GAZOLI, 2012). Além disso, redes completas podem ser abastecidas por este tipo de sistema autônomo, desde que devidamente dimensionado. Já o segundo tipo, apresenta uso frequente em bombeamento de água com boa viabilidade econômica, já que não utiliza instrumentos para o armazenamento de energia (PEREIRA; OLIVEIRA, 2015).

Por sua vez, os sistemas conectados à rede (*on grid*) são aqueles que trabalham juntamente com a rede elétrica da distribuidora de energia. O painel fotovoltaico gera energia elétrica na forma de corrente contínua que, após ser convertida para a forma alternada, é injetada na rede elétrica. Essa conversão acontece por meio da utilização de um aparelho chamado de inversor, cuja função é realizar a interface entre o painel e a rede elétrica (PEREIRA; OLIVEIRA, 2015).

A associação de sistemas fotovoltaicos com demais fontes de energia constitui o sistema híbrido. O seu maior benefício é proporcionar eletricidade, na indisponibilidade de luz solar, ou seja, em dias de baixa, ou nenhuma, geração. No entanto, é apontado como um sistema complexo, já que necessita integrar diversas formas de produção de energia elétrica, como máquinas de combustão interna à diesel ou gás, ou por geradores eólicos (PEREIRA; OLIVEIRA, 2015).

Atualmente, há o crescimento da conexão de sistemas fotovoltaicos à rede elétrica, cuja estrutura é geralmente formada por um conversor elevador de tensão e um inversor de frequência (ALMADA, 2013). Quando conectado a uma malha, as condições de operação da malha são alteradas de maneira positiva ou negativa (MULENGA, 2015).

A variabilidade extrema da geração fotovoltaica é uma das dificuldades técnicas mais significativas para inserção em larga escala da microgeração solar na rede de distribuição de baixa tensão. Isso se deve ao fato de essas redes, em geral, possuírem recursos limitados de controle de tensão e não serem originalmente dimensionadas para inserção de grandes montantes de geração intermitente. Quando alocados no sistema de distribuição, os microgeradores proporcionam o efeito benéfico de aliviar o carregamento dos circuitos da rede. Contudo, quando adicionadas em grande escala, essas novas fontes de energia podem alterar a característica natural de operação do alimentador tornando-o predominantemente exportadora de energia. Essa alteração de comportamento, influenciada pela intermitência da geração, exige uma atuação mais frequente dos dispositivos de controle de tensão da rede, diminuindo sua vida útil. Adicionalmente, essas novas fontes contribuem para aumentar a magnitude das correntes de curto-circuito na rede, podendo impactar no aumento dos custos com equipamentos de proteção (MIT, 2015).

### 2.3 Revisão de literatura

Diversos estudos analisam os impactos da geração distribuída, sobretudo fotovoltaica, em sistemas de distribuição.

Solanki, Ramachandran e Solanki (2012) analisaram o impacto da inserção de geração distribuída (GD) fotovoltaica em sistemas de distribuição sob diferentes níveis de penetração utilizando o *software* OpenDSS. Os autores constataram que em nível baixo a moderado de penetração GD fotovoltaica ocorre um impacto positivo nas perdas do sistema e o aumento de tensão correspondente pode ser contornado com as configurações de controle existentes do alimentador. Entretanto, observaram ainda que sob alta penetração de FV, as ações de controle do regulador e dos bancos de capacitores falham em mitigar as violações de tensão associadas.

Aramizu e Vieira (2013) estudaram, empregando o *OpenDSS*, a influência da inserção de GD fotovoltaica em reguladores de tensão e os impactos relacionados a desequilíbrio de tensão. Os resultados da análise dos autores mostraram que altos níveis de penetração FV exercem influência considerável nos sistemas de distribuição, impactando especialmente os sistemas de regulação de tensão. Além disso, constataram que eventos de desconexão maciça de GD fotovoltaica (ou outros tipos de GD) podem causar problemas de qualidade de energia relacionados a grandes varrições de tensão em situação de máximo carregamento.

Melo, Campina e Silva (2018) utilizaram o MATLAB juntamente ao *OpenDSS* para simular um sistema de distribuição teste e analisar as influências da inserção de GD fotovoltaica

no perfil de tensão, perdas técnicas e potência na subestação, considerando diferentes situações de geração. Os autores verificaram que em todos os cenários de inserção de GD empregados houve aumentos nos níveis de tensão. Observaram ainda que quanto maior o nível de penetração fotovoltaica menores são as perdas técnicas do sistema.

Já Smith, Dugan e Sunderman (2011) aplicaram o *OpenDSS* para destacar os principais componentes de modelagem e recursos de análise aplicáveis a estudos relacionados a altos níveis de penetração de GD fotovoltaica. Observaram que a adição de FV a um sistema fornece um razoável aumento na tensão durante o período diurno, com flutuações significativas nos períodos em que a geração FV diminui em função da passagem de nuvens.

Radatz *et al.* (2016) analisa os perfis de tensão de um alimentador de distribuição que contém fontes de GD, utilizando para isso o *OpenDSS*. Comparando os métodos de solução instantâneo (*SnapShot*) e diário (*Daily*), constatou que os resultados do modo diário são mais razoáveis com a realidade. Além disso, observou que nesse tipo de estudo considerar apenas os valores de pico da demanda não é uma metodologia viável em sistemas com alto nível de penetração GD.

Tello-Maita, Marulanda e Pavas (2019) apresentam uma simulação de Monte Carlo para sistemas de distribuição com geração solar FV usando MATLAB e *OpenDSS* para produzir resultados probabilísticos do fluxo de potência trifásico. A estrutura de simulação utilizada pelos autores inclui um modelo de carga probabilístico para gerar valores de potência utilizando padrões de medições reais. A simulação permitiu a análise do comportamento do alimentador com geração FV, avaliando fluxos de potência trifásicos e tensões.

### 3 *OPENDSS – OPEN DISTRIBUTION SYSTEM SIMULATOR*

Neste capítulo serão apresentadas as definições e conceitos básicos sobre a ferramenta de simulação e análise que será utilizada neste trabalho, o *OpenDSS – Open Distribution System Simulator*. Serão abordadas as definições dos elementos, sintaxe e as ferramentas que o *software* disponibiliza para visualização dos resultados da simulação.

#### 3.1 Histórico e descrição geral

Em 1977, a empresa *Elerotek Concepts Inc.* iniciou o desenvolvimento do software que na época foi chamado apenas de DSS, do inglês *Distribution System Simulator*. Dadas as limitações metodológicas e de ferramentas presentes naquela época, a equipe de desenvolvimento da *Elerotek* não avançou muito com o desenvolvimento do software. Em 2004, a *Electric Power Research Institute* (EPRI) comprou o DSS da *Elerotek*. A EPRI já demonstrava interesse em estudos avançados de Geração Distribuída e redes de distribuição, e considerou a necessidade de aprimoramento do software para esse fim específico. Posteriormente, em 2008, a EPRI lançou o DSS sob licença de código aberto e passou a chamá-lo de *OpenDSS* (DIAS, 2019; FREITAS, 2015).

O *OpenDSS* é um programa baseado em linhas de comandos e sua estrutura é apresentada na Figura 3. Ele é implementado em duas versões: uma versão *standalone* (autônoma) *Component Object Model* (COM) e um servidor implementado a partir de uma *Dynamic Link Library* (DLL). Na versão autônoma há uma interface de usuário para declaração de circuitos, definição de métodos de solução e visualização de resultados. Na segunda versão, por meio do servidor, o *OpenDSS* pode ser controlado por uma série de plataformas diferentes tais como Python, Matlab, VBA, C++, entre outros (DIAS, 2019; TAVARES, 2018).

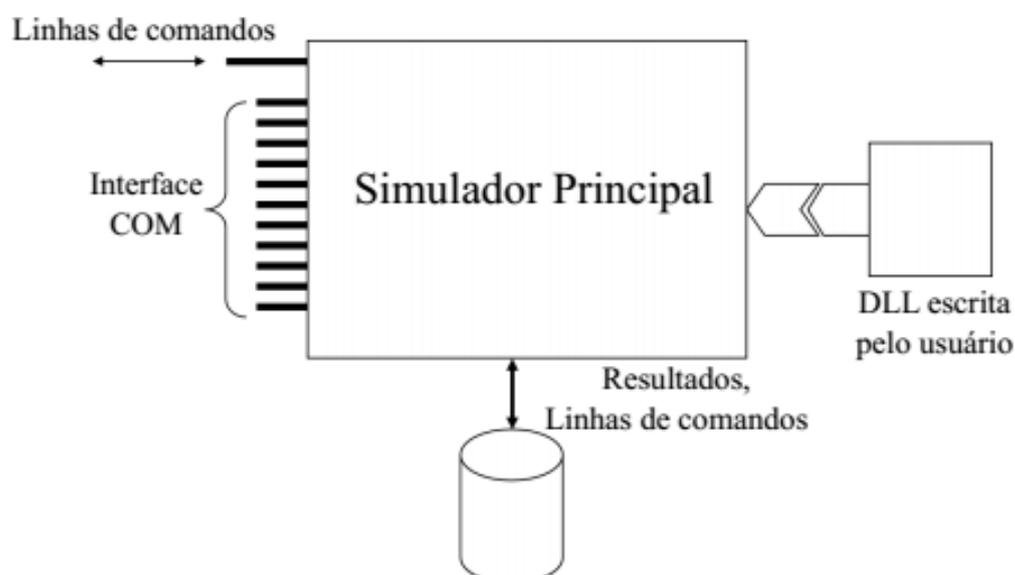
Os principais métodos de solução utilizados pelo *OpenDSS* são:

- a) Fluxo de potência (diário, mensal, anual);
- b) Análise Harmônica;
- c) Análise Dinâmica;
- d) Estudo de curto-circuito.

O *OpenDSS* possui ainda o módulo *PVSystem Element Model* que é utilizado para simulação de geração solar fotovoltaica utilizado nesse trabalho e que será explanado posteriormente.

No Brasil, o *software* é amplamente utilizado pelas concessionárias de distribuição de eletricidade, tendo sido indicado pela própria ANEEL, em junho de 2014 pela nota técnica nº 0077/2014, como o software a ser utilizado para os cálculos de perdas por meio da metodologia do fluxo de carga. O fato do software permitir a utilização de recursos analíticos externos, possibilita que o procedimento de cálculo seja realizado de forma iterativo para a contabilização das perdas técnicas. O uso do *software* passou a ser requisito para as concessionárias de distribuição de Energia Elétrica no processo de Revisão Tarifária Periódica (RTP) e renovação da concessão de suas respectivas áreas de atuação (TAVARES, 2018).

Figura 3 - Estrutura do software *OpenDSS*



Fonte: (FREITAS, 2015).

## 3.2 Classes de elementos

Nesta seção será apresentada a classificação dos elementos consideradas no *OpenDSS* para modelagem de redes elétricas.

### 3.2.1 Barras

No *OpenDSS*, a barra é um elemento de circuito que comporta nós, como apresentado na Figura 4. Sua função principal é conectar em seus nós os terminais dos elementos elétricos. Em cada barra a tensão nodal é apresentada em relação ao seu nó 0, considerado como

referência pelo programa, mas que não necessariamente é o referencial de terra do circuito. Outra característica é que as barras no *OpenDSS* são definidas de forma dinâmica, isto é, são criadas como consequência da criação de novos elementos do circuito (DUGAN; MONTENEGRO, 2018).

Figura 4 - Modelo de barra no *OpenDSS*

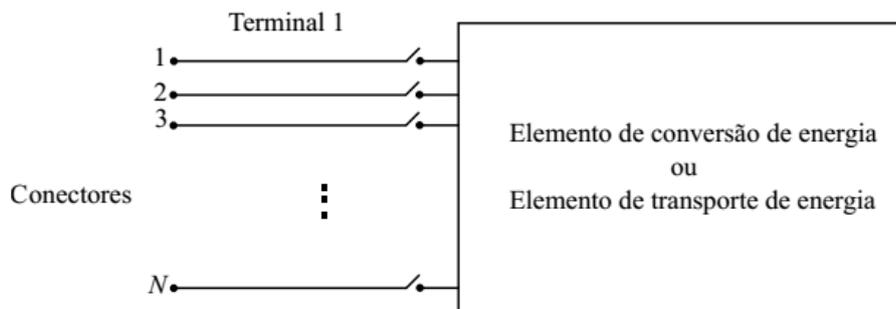


Fonte: (DUGAN; MONTENEGRO, 2018).

### 3.2.2 Terminal

Cada elemento elétrico possui um ou mais terminais que, por sua vez, podem conter diversos conectores, como na Figura 5. Cada conector deve ser conectado em apenas uma barra (DUGAN; MONTENEGRO, 2018).

Figura 5 - Modelo de terminal no *OpenDSS*



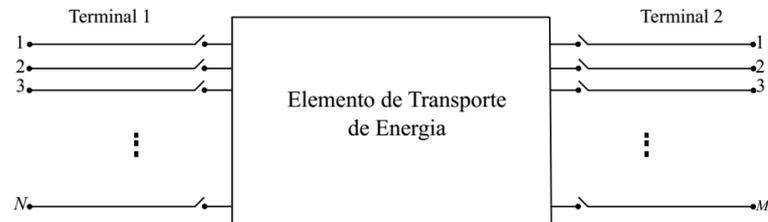
Fonte: (FREITAS, 2015).

### 3.2.3 Elementos de transporte de energia

Os elementos de transporte de energia (Figura 6), em geral, possuem dois ou mais terminais multifásicos. Sua função básica é transportar energia de um ponto a outro. Estes são elementos elétricos padrões, geralmente definidos em regime permanente por sua impedância.

Como exemplos de elementos de transporte de energia no *OpenDSS* podem ser citados linhas, transformadores, capacitores e reatores (DUGAN; MONTENEGRO, 2018; FREITAS, 2015).

Figura 6 - Modelo de elemento de transporte de energia no *OpenDSS*



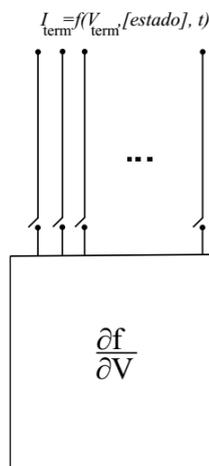
Fonte: (FREITAS, 2015).

### 3.2.4 Elementos de conversão de energia

Os elementos de conversão de energia são aqueles que convertem energia elétrica para outra forma de energia, ou vice-versa. São basicamente os geradores, cargas, acumuladores de energia, equivalentes de Thévenin, dentre outros. Em geral, apresentam apenas um terminal com N conectores (FREITAS, 2015).

Os elementos de conversão de energia são caracterizados por meio de uma matriz de impedâncias nodais composta pela parcela linear e/ou um complexo conjunto de equações diferenciais que produz uma equação de injeção ou compensação de corrente, conforme apresentado na Figura 7 (DUGAN; MONTENEGRO, 2018; FREITAS, 2015).

Figura 7 - Modelo de elemento de conversão de energia no *OpenDSS*



Fonte: (FREITAS, 2015).

### 3.3 Elementos básicos

Nessa seção, são apresentados alguns dos elementos básicos utilizados na modelagem e simulação de sistemas de distribuição no *OpenDSS*, bem como os elementos necessários para sua caracterização, na linguagem própria do *software*.

#### 3.3.1 Equivalente de Thévenin (Elemento Circuit)

O equivalente de Thévenin é usado no *OpenDSS* para representar o equivalente da transmissão, vista pela subestação, ou equivalente da subestação vista por um alimentador. Ele é representado pelo elemento *Circuit*, e todo circuito modelado no *OpenDSS* precisa ser inicializado por esse elemento. O elemento *Circuit* é um elemento de conversão de energia com apenas um terminal e nos cálculos é considerado sendo a barra de referência ou barra *swing*, isto é, o componente que agrega os dados de fronteira. Assim, sendo o ponto inicial do circuito ele deve conter dados como a frequência do sistema, tensão de base e impedância reduzida. A Tabela 1 apresenta os principais parâmetros necessários para declarar o elemento *Circuit* (DUGAN; MONTENEGRO, 2018; FREITAS, 2015).

Tabela 1 - Parâmetros básicos do elemento *Circuit*

Parâmetro	Descrição
baseKV	Tensão de linha nominal em kV
bus1	Nome da barra a qual o terminal do elemento é conectado
R1	Resistência de sequência positiva da fonte $\Omega$
X1	Reatância de sequência positiva da fonte $\Omega$
mvasc3	Potência de curto-circuito trifásico MVA
mvasc1	Potência de curto-circuito monofásico MVA
pu	Valor por unidade da tensão na barra

Fonte: adaptado de (DUGAN; MONTENEGRO, 2018).

#### 3.3.2 Linhas (Elemento Line)

No *OpenDSS*, as linhas são representadas pelo elemento *Line*. As linhas são elementos de transporte de energia e apresentam dois terminais multifásicos sendo modeladas utilizando o modelo  $\pi$  (pi), com os capacitores shunt.

As linhas podem ser caracterizadas através de suas impedâncias, utilizando a sua matriz de admitâncias nodais. Tais dados podem ser informados tanto em termos de componentes simétricas quanto em termos de componentes de fase. Os dados podem ser definidos para cada trecho individual do circuito, entretanto é possível definir tais parâmetros para todos os trechos que compartilham as mesmas características utilizando o elemento geral chamado de *LineCode*. A Tabela 2 apresenta os parâmetros utilizados para definir as linhas (DUGAN; MONTENEGRO, 2018; FREITAS, 2015).

Tabela 2 - Parâmetros básicos do elemento *Line*

<b>Parâmetro</b>	<b>Descrição</b>
Phases	Tensão de linha nominal em kV
bus1	Nome da barra a qual o terminal 1 do elemento é conectado
bus2	Nome da barra a qual o terminal 2 do elemento é conectado
linecode	Contém as informações da linha
length	Comprimento da linha

Fonte: (FREITAS, 2015).

### 3.3.2.1 *Elemento LineCode*

O elemento *LineCode* é utilizado para definir parâmetros elétricos de tipos de cabos, que ficam armazenados no programa servindo como referência na definição das linhas, como apresentado na Tabela 3. O elemento cria um arranjo que pode ser resgatado durante a definição das linhas, sem a necessidade de declarar os arranjos linha a linha, permitindo uma melhor organização e clareza do algoritmo (DUGAN; MONTENEGRO, 2018; TAVARES, 2018).

### 3.3.3 *Transformadores (Elemento Transformer)*

O elemento *Transformer* é classificado como elemento de transporte de energia. Esse elemento pode ter dois ou mais enrolamentos, conectados de acordo com a configuração desejada (DUGAN; MONTENEGRO, 2018). A Tabela 4 apresenta as características básicas do transformador que devem ser declaradas.

Tabela 3 - Parâmetros básicos do elemento *LineCode*

<b>Parâmetro</b>	<b>Descrição</b>
Nphases	Número de fases
baseFreq	Frequência base das reatâncias
R1	Resistência de sequência positiva em $\Omega$ por unidade de distância
R0	Resistência de sequência zero em $\Omega$ por unidade de distância
X1	Reatância de sequência positiva em $\Omega$ por unidade de distância
X0	Reatância de sequência zero em $\Omega$ por unidade de distância
C1	Capacitância de sequência positiva em $\Omega$ por unidade de distância
C0	Capacitância de sequência zero em $\Omega$ por unidade de distância
Rmatrix	Matriz de resistências da linha por unidade de distância
Xmatrix	Matriz de reatâncias da linha por unidade de distância
units	Unidade de distância utilizada

Fonte: (FREITAS, 2015).

Tabela 4 - Parâmetros básicos do elemento Transformer

<b>Parâmetro</b>	<b>Descrição</b>
Phases	Número de fases (o padrão é 3)
Windings	Número de enrolamentos (o padrão é 2)
XLH	Reatância série em p.u.
%loadloss	Porcentagem da perda total com base na carga nominal
%noloadloss	Porcentagem da perda em vazio com base na carga nominal
Wdg	Enrolamento que receberá os parâmetros abaixo
bus	Nome da barra a qual o terminal do elemento está conectado
conn	Ligação dos elementos (estrela ou triângulo)
kV	Tensão de linha nominal do terminal (enrolamento) em kV
kVA	Potência nominal do terminal em kVA
tap	Tensão em p.u. do <i>Tap</i> utilizado

Fonte: (FREITAS, 2015).

### 3.3.4 Cargas (Elemento Load)

As cargas (elemento *Load*) consistem em elementos de conversão de energia com um único terminal. Para sua caracterização é necessário informar, os valores de potência ativa nominal em kW e de potência reativa nominal em kvar, além dos demais parâmetros informados na Tabela 5. Adicionalmente, o elemento pode ser caracterizado informando qualquer um dentre esses dois valores, ou ainda a potência aparente nominal em kVA, junto ao fator de potência. Além disso, é necessário especificar um modelo de carga dentre os apresentados na Tabela 6 (DIAS, 2019; DUGAN; MONTENEGRO, 2018).

Tabela 5 - Parâmetros do elemento *load*

<b>Parâmetro</b>	<b>Descrição</b>
Phases	Número de fases
Bus1	Nome da barra a qual a carga está conectada
kV	Tensão nominal
kVA	Potência aparente nominal
kW	Potência ativa nominal
kvar	Potência reativa nominal
FP	Fator de potência
Daily	Nome da curva diária associada, para análise diária
Model	Modelo de carga considerado

Fonte: (FREITAS, 2015).

Tabela 6 - Modelos de carga utilizados no *OpenDSS*

<b>Modelo</b>	<b>Descrição</b>
1	Potência ativa e reativa constantes
2	Impedância constante
3	Potência ativa constante e potência reativa quadrática (motor)
4	Potência ativa não linear e potência reativa quadrática
5	Corrente constante
8	Especial ZIP

Fonte: (DUGAN; MONTENEGRO, 2018; FREITAS, 2015).

#### 3.3.4.1 Curvas de carga (*Elemento Loadshape*)

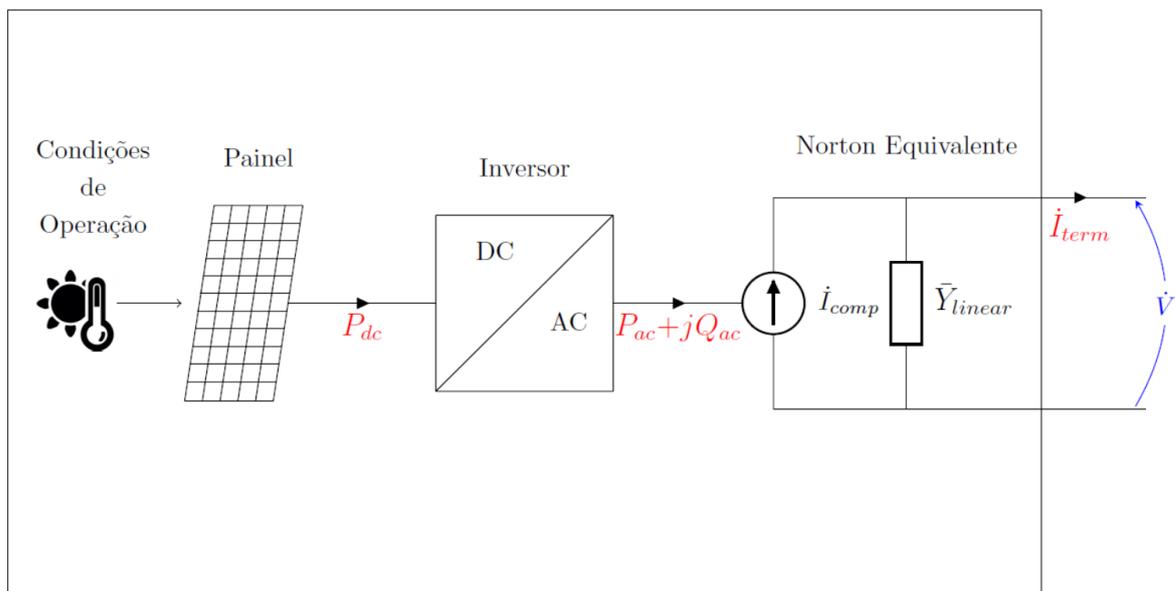
O elemento *LoadShape* permite a criação de curvas de carga para cargas ou gerações, que podem ser usadas para simulações sequenciais no tempo. A curva de carga é dada pela relação entre a potência nominal e a medida em cada instante de tempo. O programa interpreta a curva como um vetor de valores a ser multiplicado pela potência nominal do elemento associado ao *Loadshape*. O número de pontos e intervalo entre os mesmos deve ser definido de acordo com a necessidade da simulação. Os valores da curva podem ser informados ponto a ponto, no próprio *script* que define o *LoadShape*, ou pode ser exportado de um arquivo externo (DUGAN; MONTENEGRO, 2018; FREITAS, 2015).

### 3.4 PVSystem Element Model

O *OpenDSS* possui um modelo desenvolvido para simulação de geração fotovoltaica, o *PVSystem Element Model* (Figura 8), que integra um modelo contendo gerador e inversor fotovoltaico de forma prática para desenvolvimento de estudos de impacto em sistemas de distribuição.

Esse modelo considera que o inversor pode encontrar de maneira rápida o ponto de máxima potência (MPP – de *Maximum Power Point*) do conjunto de módulos do arranjo. Assumir isso implica na simplificação da modelagem dos componentes individuais (módulo fotovoltaico e inversor), o que deve se adequar bem para a maior parte dos estudos sobre impacto de interconexões. A interface do programa para o modelo do circuito é a mesma para qualquer elemento de conversão de potência. A potência ativa ( $P$ ) é uma função da irradiância, temperatura ( $T$ ) e potência nominal no MPP ( $P_{mpp}$ ) a uma dada temperatura e uma irradiância de  $1,0 \text{ kW/m}^2$ . Adicionalmente o modelo considera a eficiência do inversor na potência e tensão de operação. A potência reativa pode ser especificada por um valor de potência reativa fixo ou através do fator de potência (FP). (ANZANELLO JÚNIOR, 2016; EPRI, 2011). Os parâmetros básicos para definição do elemento *PVSystem* são definidos na Tabela 7.

Figura 8 - Diagrama de blocos do *PVSystem Element Model*



Fonte: (EPRI, 2020).

Tabela 7 - Parâmetros básicos do elemento PVSystem (continua)

Parâmetro	Descrição
kV	Tensão nominal de linha em kV
conn	Tipo de conexão do sistema
phases	Quantidade de fases do sistema
bus1	Nome da barra na qual está conectada
PF	Fator de potência de operação
kVA	Potência aparente nominal do inversor em kVA
irrad	Irradiância nominal de base
Pmp	Potência nominal no ponto de máxima potência
Temperature	Temperatura nominal (modo <i>SnapShot</i> )
TShape	Curva de temperatura em função do tempo
effcurve	Curva de eficiência do inversor
p-tcurve	Curva do fator de correção da potência em relação à temperatura
Daily, yearly ou duty	Curva de irradiância (em p.u.) em função do tempo
Tdaily, Tyearly ou Tduty	Curva de temperatura em função do tempo

Fonte: (FREITAS, 2015).

### 3.4.1 Interação do elemento PVSystem com a rede modelada

O elemento *PVSystem* é modelado por um equivalente de Norton no qual a admitância de Norton, constante e linear, é incluída na matriz de admitância nodal da rede completa e as características não lineares são representadas por correntes de compensação (EPRI, 2020).

Para obter a potência fornecida ao circuito, o modelo inicialmente calcula a potência de saída em corrente contínua (CC) do arranjo fotovoltaico,  $P_{CC}(t)$ , seguindo a Equação (2):

$$P_{CC}(t) = P_{mpp} \cdot irradiance \cdot irradiance(t) \cdot PTCurve(Temperature(t)) \quad (1)$$

em que  $P_{mpp}$  é a máxima potência de saída para as condições de operação consideradas,  $irradiance$  é o parâmetro que fornece o valor da irradiância base, em kW/m<sup>2</sup>;  $irradiance(t)$  corresponde ao valor da curva de irradiância no passo de tempo,  $t$ ;  $PTCurve(Temperature(t))$  é o valor do fator de correção da potência, em função do valor da temperatura no passo de tempo  $t$ ,  $Temperature(t)$ .

Dessa forma, o modelo considera que a relação entre a potência de saída do arranjo fotovoltaico,  $P_{CC}$ , e a irradiância é linear. Porém, a relação real entre essas grandezas não é constante para toda a faixa de valores de irradiância.

Em seguida, o modelo calcula a potência de saída em corrente alternada (CA) do inversor,  $P_{CA}(t)$ , que é fornecida à rede, de acordo com a Equação (2):

$$P_{CA}(t) = P_{CC}(t) \cdot \text{EffCurve}(P_{CC}(t)) \quad (2)$$

em que,  $P_{CC}(t)$  é a potência CC fornecida pelo arranjo fotovoltaico e  $\text{EffCurve}(P_{CC}(t))$  é o valor da eficiência do inversor, em função da potência CC fornecida, no passo de tempo,  $t$ , em questão.

### 3.5 Solução

Uma vez declarados os dados que caracterizam o circuito a ser simulado, ele poderá ser resolvido por meio do comando *solve*. Por meio da função *set* é possível configurar os tipos de solução desejadas através de diferentes parâmetros associados ao comando *solve*. A solução dentro do *OpenDSS* é calculada por meio de um cálculo iterativo padrão ou por um método baseado no algoritmo de Newton (DUGAN; MONTENEGRO, 2018). O modelo se baseia em uma matriz de admitâncias dos elementos do sistema, e parte de valores iniciais para realizar as iterações. O cálculo é finalizado quando as diferenças entre as tensões nos elementos atingem um valor de 0,001 p.u.. A Figura 9 mostra o processo iterativo de solução utilizado pelo *OpenDSS*. A Tabela 8 apresenta os parâmetros que devem ser indicados junto ao comando *Solve*.

Figura 9 - Processo de solução padrão utilizado pelo *OpenDSS*

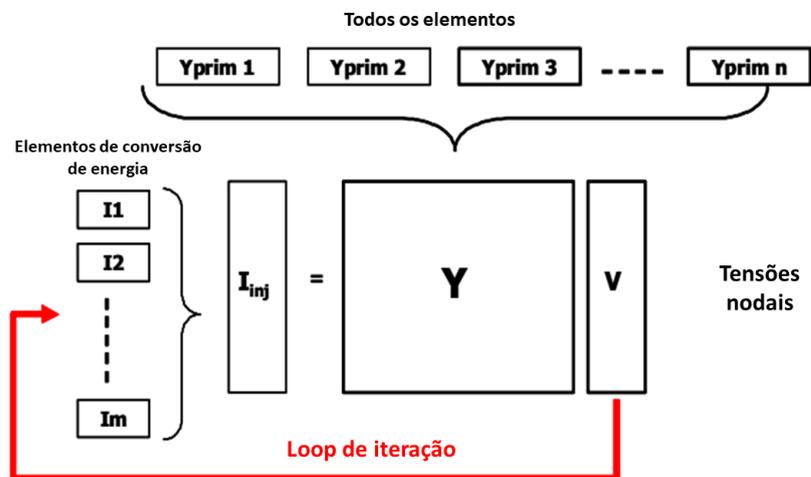


Tabela 8 - Parâmetros do comando *Solve*

<b>Parâmetro</b>	<b>Descrição</b>
Maxiterations	Número de máximo de iterações realizada pelo software para encontrar a solução do circuito desejado
Mode	Escolhe o modo de solução adotado na simulação. Alguns exemplos são: Daily (modo de solução diário), Yearly (modo de solução anual), FaltStudy (Modo de solução de análise de correntes de falta do sistema)
Number	Representa o número de passos a ser considerado
Stepsize	Representa o passo a ser incrementado para simulações temporais
Voltagebases	Indica as tensões de base a serem consideradas para simulações do fluxo de potência

Fonte: (DIAS, 2019; TAVARES, 2018).

## 4 MODELAGEM DE UM ALIMENTADOR DE DISTRIBUIÇÃO

Nesta seção serão apresentadas as características da área e objetos de estudo deste trabalho, bem como a metodologia utilizada.

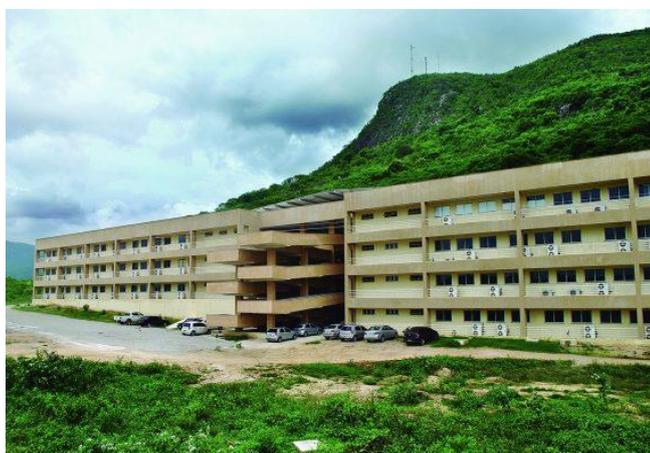
### 4.1 Caracterização da área e objeto de estudo

O objeto da pesquisa é composto pelo sistema fotovoltaico de geração de eletricidade instalado na Unidade Acadêmica do Campus das Auroras da Universidade Internacional da Lusofonia Afro-Brasileira – UNILAB e pelo alimentador de distribuição no qual o sistema fotovoltaico está conectado, neste caso o alimentador ACP01C3 da Subestação Acarape operada pela Enel Distribuição.

#### 4.1.1 Usina fotovoltaica do campus das Auroras

O Campus das Auroras, onde a usina está em operação, fica localizado entre os municípios de Redenção e Acarape, em um terreno de 132 hectares e futuramente será a sede definitiva de vários cursos da universidade. O campus está em desenvolvimento, sendo que apenas parte da primeira etapa de obras foi concluída com a construção da Unidade Acadêmica, vista na Figura 10. O prédio possui 16.000 m<sup>2</sup> com um total de 40 salas de aula (32 com capacidade para 42 alunos e 8 salas para 80 alunos), 33 laboratórios, 120 gabinetes de professor, 10 salas de coordenação de cursos e duas secretarias (UNILAB, 2018b).

Figura 10 - Unidade Acadêmica do Campus das Auroras da UNILAB-CE



Fonte: (UNILAB, 2018b).

O sistema fotovoltaico em questão é parte do Projeto Prioritário de Eficiência Energética da UNILAB, aprovado pela ANEEL em 2017. Compõem a proposta do projeto: substituição das lâmpadas fluorescentes e seus respectivos reatores por lâmpadas de LED (do inglês, *light-emitting diode*) (tubo) como ação de eficiência energética (substituição de 4950 lâmpadas); instalação de um sistema de minigeração fotovoltaico como fonte de geração distribuída na cobertura do Bloco Didático do Campus das Auroras. A Figura 11 e a Figura 12 apresentam alguns dos elementos do sistema fotovoltaico citado.

Figura 11 - Painéis fotovoltaicos do sistema fotovoltaico do campus das Auroras UNILAB-CE



Fonte: autor.

Figura 12 - Inversores do sistema fotovoltaico do campus das Auroras UNILAB-CE

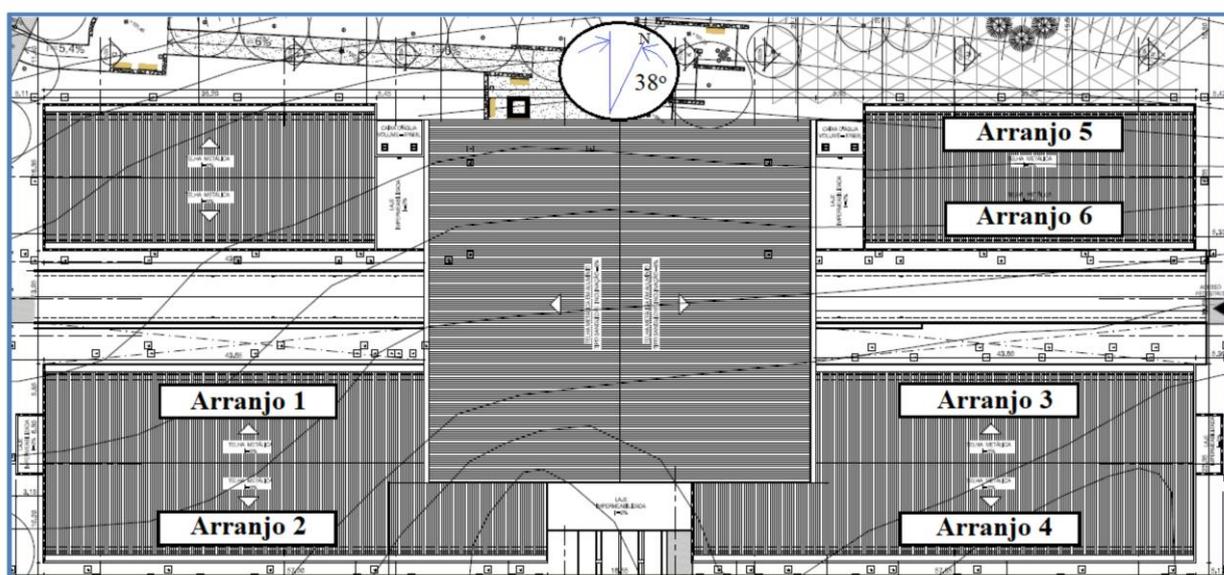


Fonte: autor.

A usina de minigeração distribuída fotovoltaica do *Campus* das Auroras está em operação desde dezembro de 2018 e tem uma potência de 251,4 kWp e é composta por 762 módulos fotovoltaicos de modelo Canadian Solar 60 CS6U-330P e 6 inversores de modelo ABB PRO 33.0-TL-OUTD-SX-400 – Trifásico 380V.

Os módulos são organizados em 6 arranjos, sendo cada arranjo conectado a um dos inversores. A disposição dos arranjos é apresentada na Figura 13 e a Tabela 9 apresenta a quantidade de módulos conectados em cada arranjo.

Figura 13 - Posição dos arranjos na usina de minigeração fotovoltaica do Campus das auroras



Fonte: (SON, 2018).

Tabela 9 - Quantidade de módulos fotovoltaicos por arranjo

<b>Arranjo</b>	<b>Quantidade de módulos do arranjo</b>
1	140
2	133
3	140
4	133
5	108
6	108
<b>Total</b>	<b>762</b>

Fonte: (SON, 2018).

Além dos painéis instalados na parte superior do campus há uma obra arquitetônica, localizada na entrada do campus, que faz parte do sistema de geração, nomeada de Árvore Solar e mostrada na Figura 14.

Figura 14 - Árvore Solar do Campus das Auroras – UNILAB/CE



Fonte: (UNILAB, 2018a).

O equipamento possui 11 metros de altura e ocupa uma área de aproximadamente 20 m<sup>2</sup>. Nas dez “folhas” da árvore estão instalados painéis fotovoltaicos vinculados ao mesmo sistema de geração da cobertura da Unidade Acadêmica. Futuramente, a árvore também servirá como minilaboratório para os estudantes do curso de Engenharia de Energias.

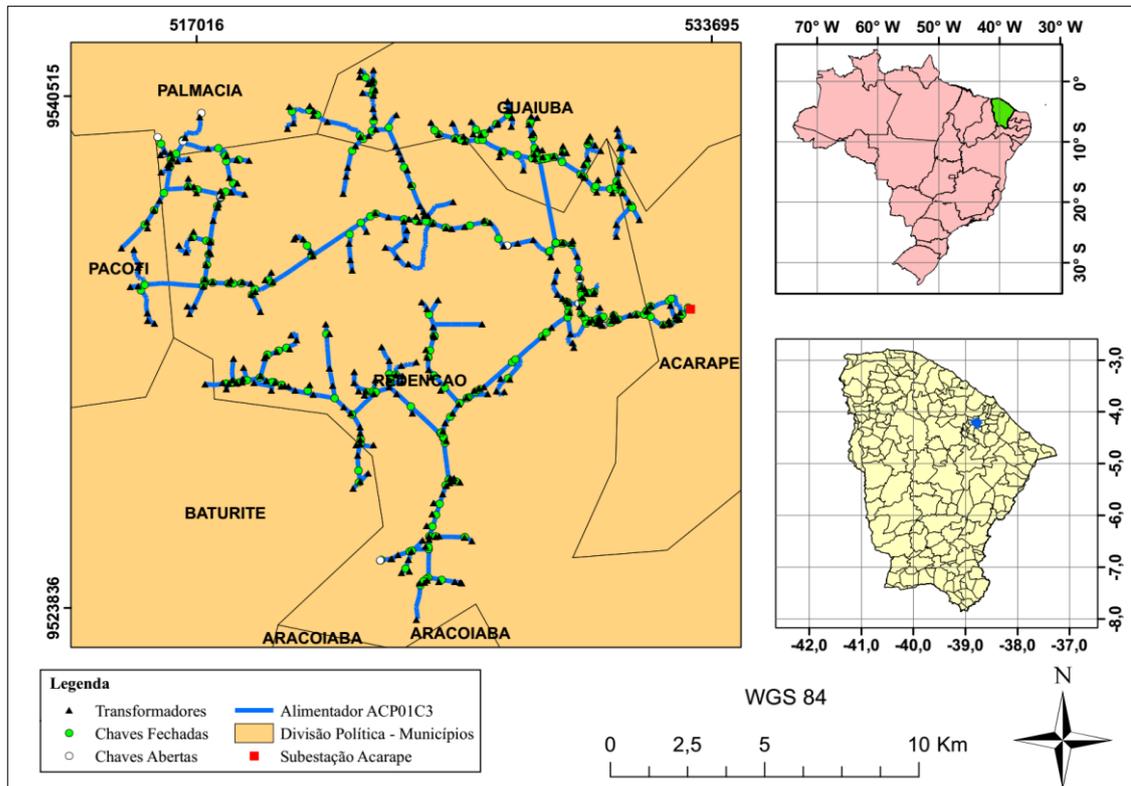
Junto ao Projeto Prioritário de Eficiência Energética da UNILAB, que culminou na instalação do sistema fotovoltaico, foi aprovado, também pela ANEEL, o Projeto Estratégico de Pesquisa e Desenvolvimento compreendendo estudos em sistemas de medição e monitoramento de usinas solares, impactos da minigeração na rede elétrica e equipamentos eletrônicos para melhoria e qualidade da energia elétrica. Como exposto anteriormente, é no contexto deste projeto de pesquisa e desenvolvimento que se insere o estudo deste trabalho.

#### **4.1.2 Alimentador ACP01C3 da subestação Acarape**

A usina fotovoltaica do Campus das Auroras – UNILAB, está conectada no alimentador ACP01C3 da subestação Acarape. A Figura 15 apresenta a distribuição geográfica do alimentador e de alguns de seus equipamentos. Os dados do alimentador em questão foram obtidos com a própria Enel Distribuição. O alimentador ACP01C3 inicia-se na Subestação

Acarape, no município de Acarape e se estende pelos municípios de Redenção, Guaiúba, Palmácia, Pacoti e Baturité.

Figura 15 - Localização geográfica e posição de equipamentos elétricos (transformadores e chaves) do alimentador ACP01C3 da Subestação Acarape da Enel-CE



Fonte: autor.

## 4.2 Modelagem do alimentador

### 4.2.1 Linhas

O alimentador foi modelado contendo 1407 trechos de linhas, totalizando 161,618 km de redes aéreas. Para caracterizar os parâmetros elétricos de tais linhas no *OpenDSS*, foram utilizados os dados de resistência e reatância de seqüências nula e positiva, fornecidos da base de dados da Enel e expostos na Tabela 10. Na tabela, os símbolos  $R_0$ ,  $X_0$ ,  $R_1$  e  $X_1$ , referem-se, respectivamente, à resistência de seqüência zero, reatância de seqüência zero, resistência de seqüência positiva, e reatância de seqüência positiva.

Tabela 10 - Parâmetros elétricos das redes áreas do alimentador ACP01C3

<b>Tipo de condutor</b>	<b>R0 (Ω/km)</b>	<b>X0 (Ω/km)</b>	<b>R1 (Ω/km)</b>	<b>X1 (Ω/km)</b>
AAN 26/7 266 MCM	0,4165	1,5555	0,2390	0,3791
AAN 6/1 1/0AWG	0,8733	2,0216	0,6958	0,4983
CA 4 AWG	1,7614	2,0215	1,5835	0,4972
CAA 1/0 AWG	0,8740	2,0175	0,6965	0,4986
CAA 266,8 MCM	0,4166	1,5564	0,2387	0,3798
CAA 4 AWG	1,7667	2,0181	1,5862	0,4977
CAZ 3,09 MM	10,3018	1,0000	10,3018	1,0000

Fonte: (Enel DISTRIBUIÇÃO CEARÁ, 2020).

#### 4.2.2 Transformadores

Todos os transformadores da rede de distribuição em questão possuem relação de transformação de 13,8 kV/0,38 kV. As conexões de cargas e de usinas de geração distribuídas são realizadas nos lados secundários dos transformadores, correspondentes ao lado de baixa tensão. Neste trabalho, para modelar os transformadores com potência nominal de 30 kVA a 1500 kVA, foram utilizadas as características elétricas dispostas nos catálogos online da fabricante WEG (WEG, 2020). Para as demais potências nominais (3 kVA a 15 kVA) foram aplicados os valores empregados por (TAVARES, 2018) para a reatância série e perdas totais. Por sua vez, para estimar a corrente de magnetização considerou-se o disposto em (MARTIGNONI, 1991). Segundo o autor, a corrente de magnetização é uma componente da corrente de excitação e se relacionam segundo a equação (3).

$$I_1 = \sqrt{I_q^2 + I_p^2} \quad (3)$$

Na Equação (3),  $I_1$  é a corrente de excitação,  $I_q$  é a corrente de magnetização e  $I_p$  é a corrente de perdas no núcleo. O valor da corrente de excitação é obtido através de testes a vazio e, segundo (MARTIGNONI, 1991), nos testes a vazio o fator de potência tem um valor muito baixo, da ordem de 0,1, e o valor da corrente de excitação é compreendido em geral no intervalo de 1% a 6% da corrente nominal a plena carga. Dessa maneira, para fins de simplificação, considerando que o fator de potência é muito baixo é possível afirmar que a corrente de magnetização é muito maior que a corrente de perdas, o que permite desprezar esta última.

Assim, pode-se considerar a corrente de excitação como numericamente igual à corrente de magnetização.

O valor da corrente de magnetização tende a aumentar conforme diminui a potência nominal. Assim, adotou-se o maior valor indicado por (MARTIGNONI, 1991), equivalente a 6%, para representar a corrente de magnetização dos transformadores com potências nominais na faixa de 3 a 15 kVA.

Os valores empregados para caracterização dos transformadores do alimentador ACP01C3 da subestação Acarape estão resumidos na Tabela 11.

Tabela 11 - Características elétricas dos transformadores modelados

<b>Potência Nominal (kVA)</b>	<b>Reatância série (%)</b>	<b>Perda total com base na carga nominal (pu)</b>	<b>Corrente de magnetização (%)</b>
3 a 15	0,1	0,10000	6,0
30	3,5	0,02100	3,6
45	3,5	0,01889	3,2
75	3,5	0,01680	2,7
112,5	3,5	0,01520	2,5
150	3,5	0,01407	2,3
300	4,5	0,01223	1,9
1500	6,0	0,01900	1,2

Fonte:(MARTIGNONI, 1991; TAVARES, 2018; WEG, 2020).

### 4.2.3 Cargas

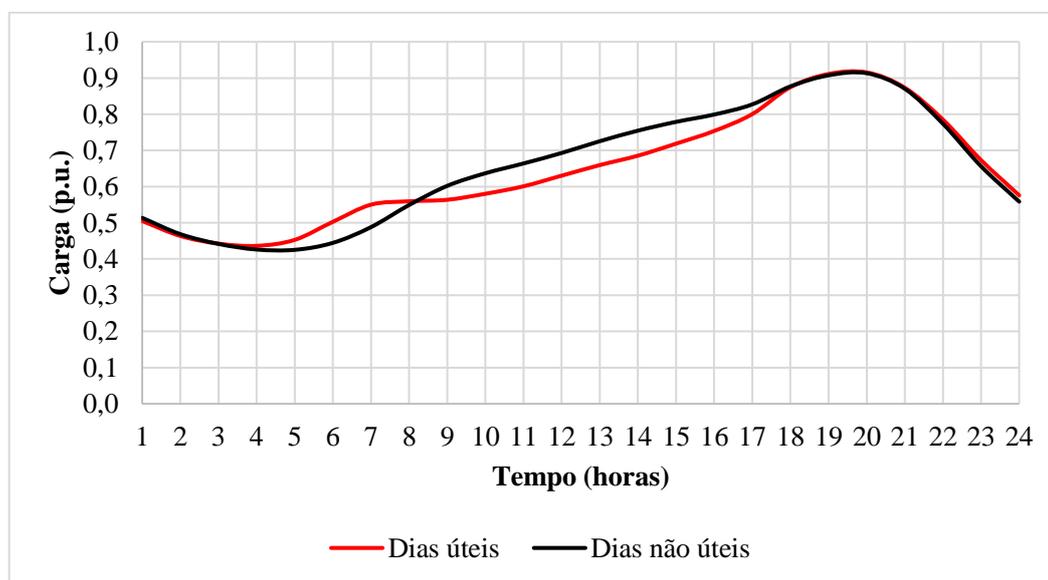
Para cada transformador existe uma curva de carga resultante do consumo total dos clientes a ele conectado, de forma que é possível analisar o impacto de diferentes cenários de consumo de tais clientes em nível de média tensão. No entanto, os dados obtidos com a concessionária são compostos apenas pela informação da demanda máxima de cada transformador, em relação à sua potência nominal. Para caracterizar o sistema de distribuição em questão de forma adequada, é necessário obter as curvas de carga de tais transformadores.

Assim, como alternativa à indisponibilidade de dados de carregamento mais detalhados, para caracterizar o comportamento das cargas, foram utilizadas séries temporais de dados de carregamento diário, segmentados a cada hora, de um alimentador real disponibilizados pela

SCE – *Southern California Edison* (SOUTHERN CALIFORNIA EDISON, 2019). No alimentador ACP01C3, considerou-se o consumo dividido nas classes residencial, comercial e rural. Para simplificar a classificação e, conseqüentemente, a modelagem, as cargas nas quais apenas uma das classes de consumo supera 75% do total foram consideradas como representativas da classe em questão. Para os demais casos, a modelagem da curva de carga levou em consideração os percentuais de participação de cada classe de consumo em um mesmo transformador.

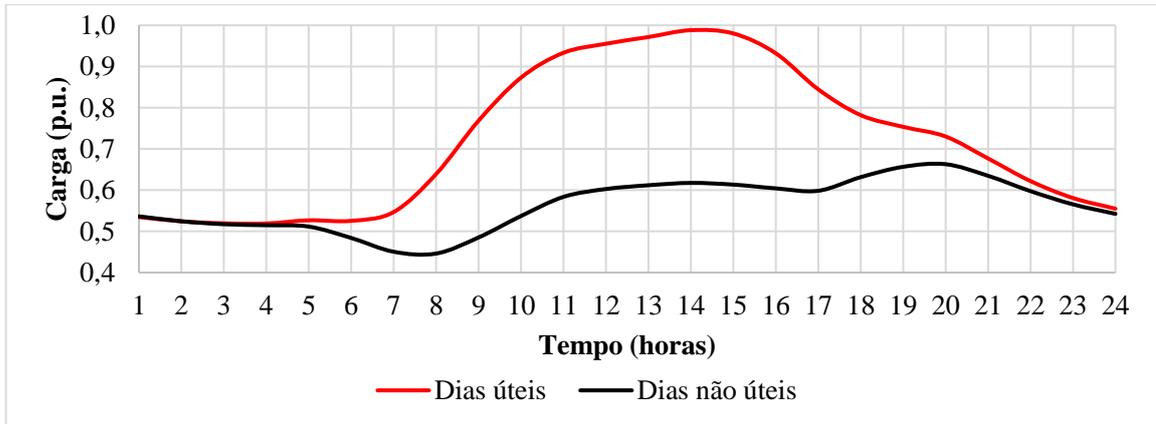
Assim, foram extraídos dados da SCE para os três tipos de carga observados, segmentados em dois grupos de dados relacionados entre si (referentes a uma mesma semana): dias úteis e dias não úteis. Por meio desses dados, foram geradas curvas de carga, em p.u.. Para o cálculo dos valores em p.u. foi considerada como potência base o maior valor observado em um mesmo conjunto relacionado de dados, isto é, os dados de dias úteis e não úteis para uma mesma semana. Dessa forma, pretende-se que, em simulações de séries temporais, as variações de carga geradas pela mudança de comportamento dos consumidores entre dias úteis e não úteis estejam embutidas na própria construção das curvas de carga. As Figura 16 a Figura 18 apresentam os perfis médios das curvas de carga utilizadas.

Figura 16 - Perfil médio utilizado para cargas residenciais em dias úteis e não úteis



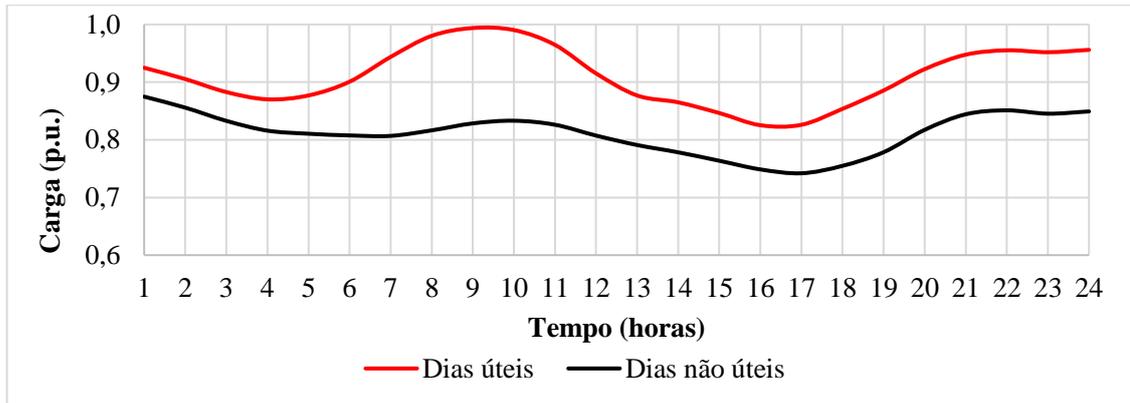
Fonte: autor. Baseado em dados de (SOUTHERN CALIFORNIA EDISON, 2019).

Figura 17 – Perfil médio utilizado para cargas comerciais em dias úteis e não úteis



Fonte: autor. Baseado em dados de (SOUTHERN CALIFORNIA EDISON, 2019).

Figura 18 – Perfil médio utilizado para cargas rurais em dias úteis e não úteis



Fonte: autor. Baseado em dados de (SOUTHERN CALIFORNIA EDISON, 2019).

Uma vez geradas as curvas em p.u., baseadas nos dados da SCE, foi feita uma atribuição aleatória dos conjuntos de curvas (úteis e não úteis) aos transformadores do alimentador ACP01C3. Nesse processo, foi então aplicado um fator de correção para que o valor p.u. represente adequadamente as cargas conectadas aos transformadores do alimentador estudado. O fator de correção é definido na equação (4):

$$\text{Fator de correção} = \frac{D_{\max}}{S_{\text{nom}}} \quad (4)$$

em que  $D_{\max}$  é a demanda máxima observada no transformador, e  $S_{\text{nom}}$  é a potência nominal do transformador.

Outra consideração é que as cargas são consideradas balanceadas entre as três fases (TAVARES, 2018). Tal fato não ocorre na prática, mas para sua análise seriam necessários dados da rede de baixa tensão, cuja análise foge ao escopo deste estudo.

#### 4.2.4 Fator de potência

O fator de potência das cargas empregado nas simulações foi de 0,92 indutivo o que caracteriza uma condição conservativa referente a carregamento máximo, na qual todos os clientes respeitam os limites impostos pela ANEEL (DIAS, 2019; TAVARES, 2018).

#### 4.2.5 Geração Fotovoltaica

Para caracterizar a geração fotovoltaica no Campus das Auroras foram utilizadas as características técnicas dos módulos e inversores, bem como dados de condições de operação (temperatura do módulo e irradiância) provenientes de uma estação solarimétrica instalada na usina fotovoltaica de minigeração.

As características técnicas dos módulos fotovoltaicos e dos inversores utilizados na usina são apresentados, respectivamente, na Tabela 12 e Tabela 13.

Tabela 12 – Especificações técnicas dos módulos fotovoltaicos da usina de minigeração

<b>Modelo do módulo</b>	Canadian Solar C6U-330P
<b>Célula</b>	Policristalino, 6 polegadas
<b>Área do Módulo</b>	1,94432 m <sup>2</sup>
<b>Temperatura nominal de operação da célula</b>	± 43°C
<b>Potência (CC)</b>	330 W
<b>Eficiência</b>	16,97%
<b>Tensão no ponto de máxima potência</b>	37,2 V
<b>Corrente no ponto de máxima potência</b>	8,88 A
<b>Tensão de circuito aberto</b>	45,6 V
<b>Corrente de circuito aberto</b>	9,45 A
<b>Coefficiente de temperatura de Voc</b>	- 0,31%/°C
<b>Coefficiente de temperatura de Isc</b>	0,053%/°C
<b>Coefficiente de temperatura de Mpp</b>	- 0,41%/°C
<b>Número de células em série</b>	72 (6x12)

Fonte: (CANADIAN SOLAR, 2016)

Tabela 13 - Especificações técnicas dos inversores da usina de minigeração

<b>Potência de saída máxima CA</b>	33 kW
<b>Eficiência do inversor</b>	98,1%
<b>Tensão nominal CA</b>	380 V
<b>Tensão máxima CC</b>	950 V
<b>Corrente máxima CC</b>	58 A
<b>Tensão mínima no Pmpp</b>	580 V
<b>Tensão máxima no Pmpp</b>	850 V

Fonte: (ABB, 2014)

Na modelagem da usina no *OpenDSS*, cada um dos seis arranjos foi modelado como um elemento *PVSystem* independente e todos foram conectados na mesma barra do Campus das Auroras. Da Tabela 14 à Tabela 16 são apresentados os dados específicos de cada arranjo.

Tabela 14 – Características dos arranjos 1 e 3

<b>Módulos por String</b>	20
<b>Nº de Arrays</b>	7
<b>Nº de módulos</b>	140
<b>Potência de Pico</b>	46,2 kW
<b>Tensão de Circuito Aberto</b>	912 V
<b>Tensão no Pmpp</b>	744 V

Fonte: (SON, 2018)

Tabela 15 – Características dos arranjos 2 e 4

<b>Módulos por String</b>	19
<b>Nº de Arrays</b>	7
<b>Nº de módulos</b>	133
<b>Potência de Pico</b>	43,89 kW
<b>Tensão de Circuito Aberto</b>	866,4 V
<b>Tensão no Pmpp</b>	706,8 V

Fonte: (SON, 2018)

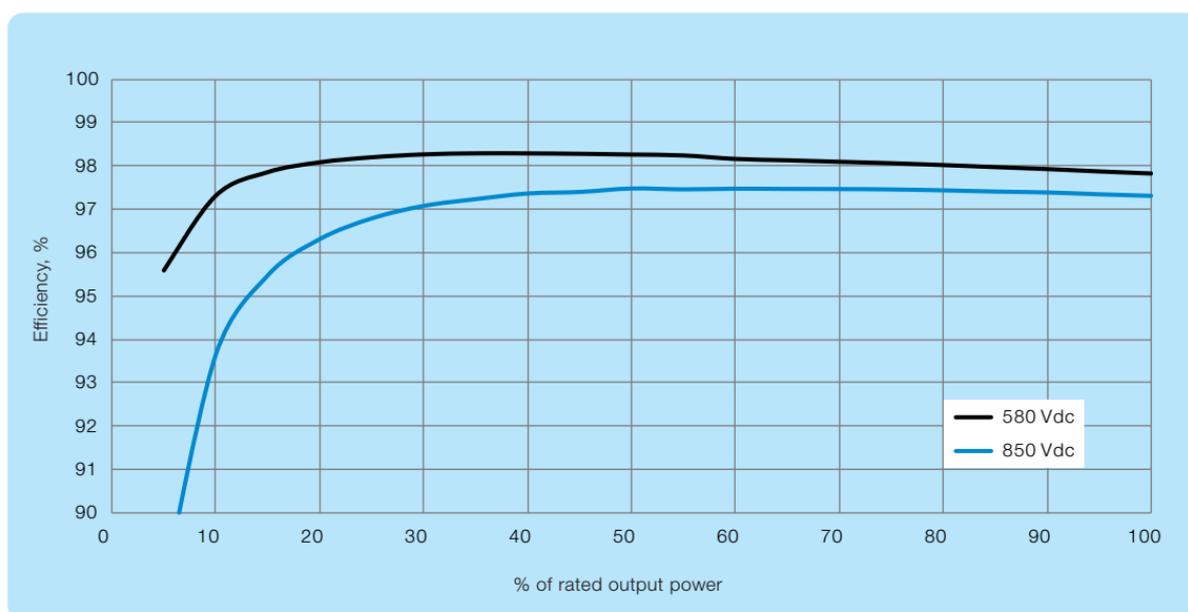
Tabela 16 – Características dos arranjos 5 e 6.

<b>Módulos por String</b>	18
<b>Nº de Arrays</b>	6
<b>Nº de módulos</b>	108
<b>Potência de Pico</b>	35,64 kW
<b>Tensão de Circuito Aberto</b>	820,8 V
<b>Tensão no Pmpp</b>	669,6 V

Fonte: (SON, 2018)

Os dados de eficiência do inversor, para implementação dos modelos *PVSystem*, foram retirados do manual do fabricante e são apresentados na Figura 19. Uma das limitações do modelo *PVSystem* é a possibilidade de uso de apenas uma curva de eficiência do inversor, sendo que tais curvas são geralmente definidas para diferentes tensões CC. Neste caso, os modelos foram desenvolvidos considerando a curva de eficiência referente à tensão de 580 Vcc, na Figura 19.

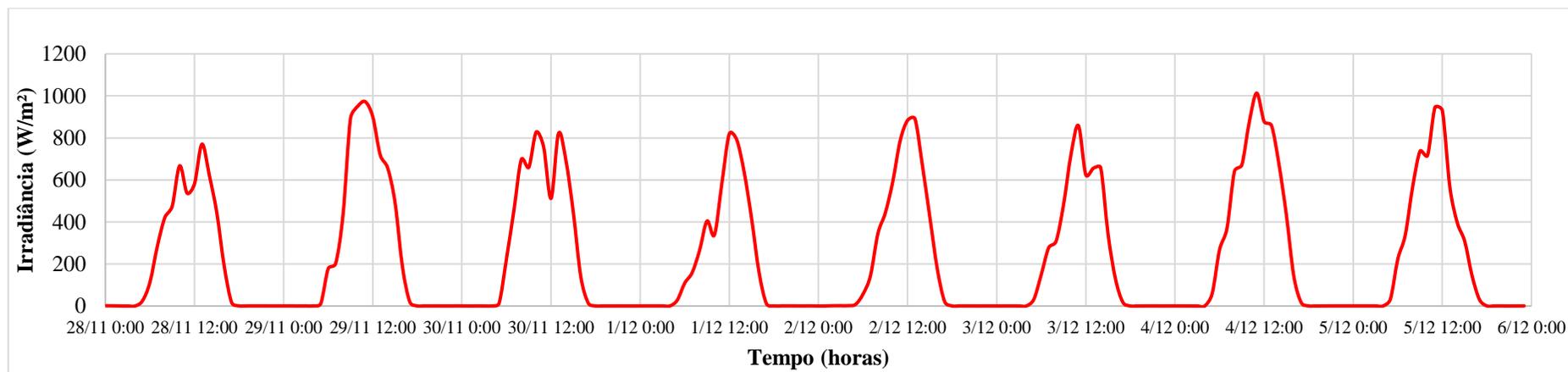
Figura 19 – Eficiência do inversor em função da potência CC de saída



Fonte: (ABB, 2014)

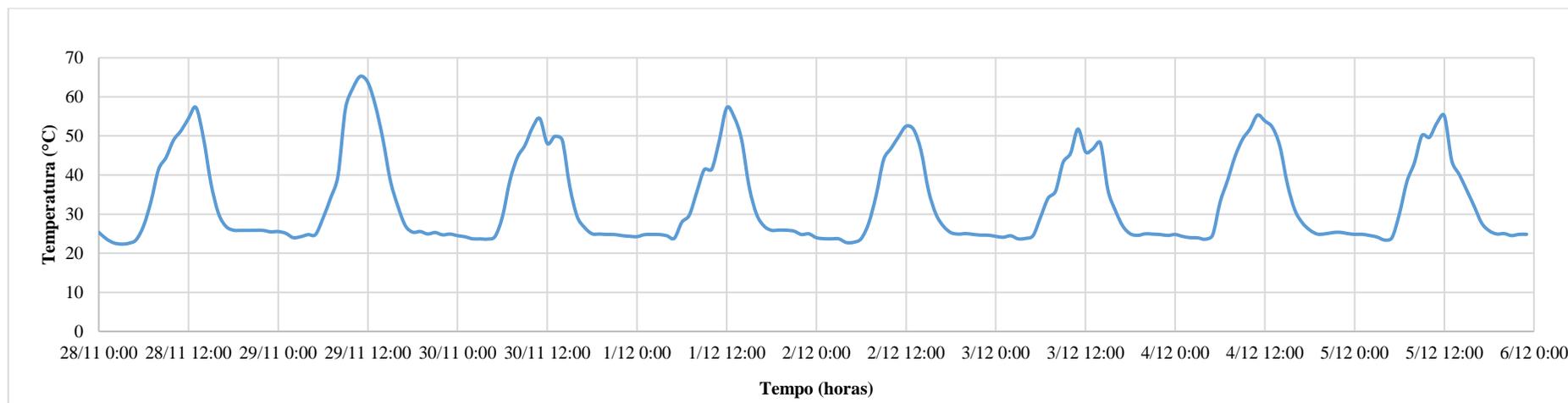
Por fim, na Figura 20 e na Figura 21 são apresentadas as curvas de temperatura (na superfície de um módulo) e irradiância global utilizadas na simulação. Os dados foram obtidos da estação solarimétrica da usina, e correspondem ao período de 28/11/2020 a 05/12/2020.

Figura 20 – Curva de irradiância global no período de 28/11/2020 a 05/12/2020



Fonte: autor.

Figura 21 – Curva de temperatura na superfície dos módulos no período de 28/11/2020 a 05/12/2020



Fonte: autor

### 4.3 Medição de QEE para validação

Nesta seção, serão apresentados alguns conceitos básicos acerca da medição de qualidade de energia elétrica, bem como aos protocolos indicados para a medição de cada parâmetro de acordo com as normas referentes a Qualidade da Energia Elétrica (QEE).

#### 4.3.1 Conceitos gerais

##### 4.3.1.1 Valores elétricos a serem medidos

Segundo a IEC 61000-4-30, as medições podem ser realizadas em sistemas monofásicos ou polifásicos (IEC - INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION, 2008). De acordo com a necessidade, podem ser realizadas medições entre condutores de fase e neutro ou entre condutores de fase e ainda entre condutores de fase ou neutro e terra. Valores instantâneos fase-fase podem ser medidos diretamente ou derivados de valores instantâneos medidos de fase a neutro.

As medições de corrente podem ser realizadas em cada condutor de sistemas de alimentação, incluindo os condutores de neutro e terra.

##### 4.3.1.2 Precisão da base de tempo das medições

Os tempos nos quais os valores dos parâmetros são medidos são controlados com base em um relógio de tempo real – RTC (do inglês, *Real-Time Clock*), dispositivo que faz parte dos instrumentos de medição.

É necessário que o RTC seja extremamente preciso para garantir que dois instrumentos de classe A gerem os mesmos resultados de agregação de 10 min e 2 h quando estiverem medindo o mesmo sinal. Assim, a precisão do RTC é definida em relação ao Tempo Universal Coordenado – UTC (do inglês, *Coordinated Universal Time*).

A IEC 61000-4-30 estabelece que a incerteza do RTC não deve superar  $\pm 20$  ms para 50 Hz ou  $\pm 16,7$  ms para 60 Hz, independentemente do intervalo de tempo total. Para garantir esse nível de desempenho pode ser empregado um procedimento de sincronização periódico aplicado durante uma campanha de medição, ou através de um receptor GPS (Sistema de Posicionamento Global), ou através da recepção de sinais de tempo transmitidos por rádio. Quando nenhuma dessas sincronizações por sinal externo for possível, deve-se garantir uma

incerteza menor que  $\pm 1s$  por período de 24 h. Entretanto, essa exceção não elimina os limites de incerteza por frequência apresentados inicialmente (IEC - INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION, 2008).

#### 4.3.1.3 Agregação de medidas em intervalos de tempo

O intervalo básico de medição das grandezas dos parâmetros (tensão de alimentação, harmônicos, inter-harmônicos e desequilíbrio) deve ser um intervalo de tempo de 10 ciclos para sistemas de potência de 50 Hz ou intervalo de tempo de 12 ciclos para sistemas de potência de 60 Hz. A medição dos 10/12 ciclos deve ser resincronizada a cada tique de 10 min do RTC.

A partir daí os valores de 10/12 ciclos são então agregados em 3 intervalos adicionais:

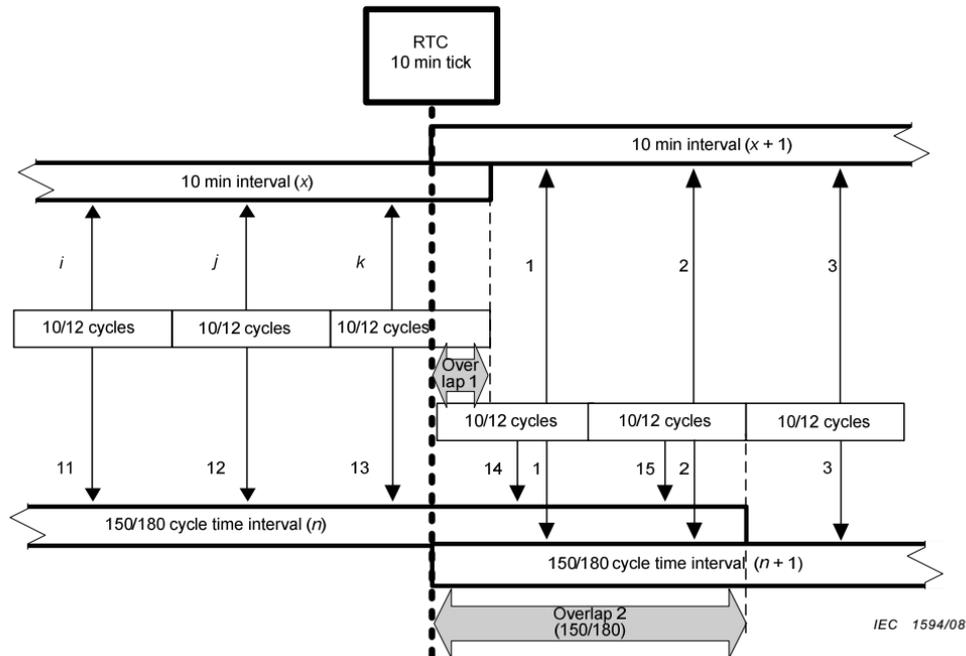
- a) Intervalos de 150 ou 180 ciclos, respectivamente para sistemas de 50 ou 60 Hz.
- b) Intervalos de 10 min
- c) Intervalos de 2 h.

São permitidos outros intervalos de agregação desde que o método utilizado para agregação seja análogo aos descritos na IEC 61000-4-30 para os intervalos citados acima (IEC - INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION, 2008). Para agregação dos valores, deve ser utilizada a raiz quadrada da média aritmética do quadrado dos valores medidos. Para cada agregação há um algoritmo específico.

Na agregação de 150/180 ciclos, os dados são agregados, sem *gap*, através de 15 intervalos de tempo de 10/12 ciclos. A cada tique de 10 min o intervalo de tempo de 150/180 ciclos é resincronizado. Quando um tique de 10 min ocorre, um novo intervalo de tempo de 150/180 ciclos é iniciado e o intervalo de tempo de 150/180 ciclos, que já estava em andamento, continua até sua conclusão. Em decorrência disso pode ocorrer uma sobreposição entre os dois intervalos de tempo de 150/180 ciclos quando a frequência não for exatamente a nominal.

Na agregação de 10 min, o valor agregado deve ser marcado de acordo com o tempo absoluto (por exemplo, 01h10min). A indicação horária correspondente ao valor agregado será o tempo na conclusão do período da agregação. Os dados para o intervalo de agregação de 10 minutos devem ser agregados sem lacunas de intervalos de 10/12 ciclos. Cada intervalo de 10 min deve começar com um tique de 10 min do RTC. O tique de 10 min também é usado para resincronizar os intervalos de 10/12 ciclos e de 150/180 ciclos (Figura 22) (IEC - INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION, 2008).

Figura 22 - Sincronização de agregação de intervalos para instrumentos de medição classe A



Fonte: (IEC - INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION, 2008).

Assim, a agregação em 10 minutos, pode ser formada por mais ou menos intervalos de 150/180 ciclos. Ou seja, se a frequência do sistema permanecer sempre idêntica a nominal, teremos 200 intervalos, porém caso ela seja maior, teremos mais intervalos e consequentemente, se for menor, menos intervalos. Caso o último intervalo antes da passagem do período de 10 minutos termine somente no próximo período, ele será incluído no período anterior e haverá uma pequena repetição de informação no intervalo seguinte (IEC - INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION, 2008).

Por fim, o intervalo de agregação de 2 horas será sempre formado por 12 intervalos de 10 minutos. Os intervalos de agregação de 2 horas não devem possuir lacunas nem sobreposições. Além disso, devem começar a cada intervalo de 2 horas do RTC, numerados de forma par (e.g. 2h00min, 4h00min,...) (IEC - INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION, 2008).

#### 4.3.1.4 Conceito de marcação de dados

A marcação de dados ocorre somente quando acontecem fenômenos como VTCD (Variações de Tensão de Curta Duração) e interrupção, e indica que as medições dos outros parâmetros (frequência, por exemplo) irão apresentar valores não confiáveis. O conceito de

marcação de dados serve justamente para informar que um valor agregado pode ter sido influenciado por um fenômeno diferente do que se esperava verificar. Por exemplo, durante um afundamento, será observada uma variação de harmônicas também, que neste caso foi criada em função do próprio afundamento e não como característica de harmônicas do sistema analisado. A informação marcada deve ser armazenada normalmente, somente sendo indicadas as marcações (IEC - INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION, 2008).

#### **4.3.2 *Recomendações gerais do módulo 8 do PRODIST para medições de QEE***

O módulo 8 do PRODIST (ANEEL, 2018) indica que as leituras devem ser realizadas por meio de equipamentos que operem segundo o princípio da amostragem digital. Além disso, todos os fenômenos de qualidade de energia podem ser medidos utilizando um único instrumento de medição. Tais equipamentos de medição devem ser capazes de permitir no mínimo a apuração das informações a seguir:

- a) valores dos indicadores individuais associados à tensão em regime permanente;
- b) tabela de medição de tensão em regime permanente;
- c) histograma de tensão em regime permanente;
- d) valores dos indicadores associados com a distorção harmônica total de tensão;
- e) valores dos indicadores de distorção harmônica individual de tensão até  $h_{m\acute{a}x}$  (ordem harmônica máxima medida);
- f) valores do fator de desequilíbrio de tensão;
- g) valores dos indicadores de flutuação de tensão;
- h) duração e amplitude dos eventos de variação de tensão de curta duração, indicando a data e hora de início de cada evento.

O conjunto de leituras para gerar os indicadores da qualidade do produto de regime permanente (distorções harmônicas, flutuação de tensão e desequilíbrio de tensão) deve compreender o registro de 1008 (mil e oito) leituras válidas obtidas em intervalos consecutivos (período de agregação) de 10 minutos cada, salvo aquelas que eventualmente sejam expurgadas. No intuito de se obter 1008 (mil e oito) leituras válidas, intervalos adicionais devem ser agregados, sempre consecutivamente (ANEEL, 2018).

O PRODIST 8 (ANEEL, 2018) considera duas situações nas quais deve ser realizado o expurgo de dados:

- a) Para as medições de distorções harmônicas, desequilíbrios de tensão e flutuações de tensão, na ocorrência de variações de tensão de curta duração ou de interrupções de longa duração, o intervalo de medição de 10 (dez) minutos deve ser expurgado e substituído por igual número de leituras válidas;
- b) Para as medições de nível de tensão em regime permanente, na ocorrência de variações temporárias de tensão ou de interrupções de longa duração, o intervalo de medição de 10 (dez) minutos deve ser expurgado e substituído por igual número de leituras válidas, sendo opcional o expurgo de intervalos com variações momentâneas de tensão.

### **4.3.3 Frequência**

As leituras de frequência devem ser obtidas a cada 10 s. Uma vez que o valor da frequência pode não ser exatamente 50 Hz ou 60 Hz a cada intervalo de 10 s, o número de ciclos considerados em cada medição pode não ser um número inteiro. O valor de saída da frequência fundamental é a razão entre o número de ciclos inteiros contados durante o período de 10 s do RTC, dividido pela duração cumulativa dos ciclos completos (IEC - INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION, 2008).

Os intervalos de tempo de medição devem ser não-sobrepostos. Ciclos individuais que se sobrepõem aos tiques de 10s do relógio são descartados. Os intervalos de 10 s devem corresponder aos intervalos de 10 s fechados do relógio (1min10s, 1min20s, ...). Cada intervalo de 10 s deve começar em um tempo absoluto de 10 segundos (IEC - INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION, 2008).

De acordo com o PRODIST (ANEEL, 2018), em condições normais de operação e em regime permanente, os valores de frequência devem estar entre 59,9 Hz e 60,1 Hz.

### **4.3.4 Tensão em regime permanente**

Para a magnitude de tensão em regime permanente devem ser medidos os valores r.m.s em intervalos de 10 ou 12 ciclos, para sistemas com frequência de 50 ou 60 Hz, respectivamente. Os intervalos de 10/12 ciclos devem ser contíguos e não se sobreporem aos intervalos adjacentes (IEC - INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION, 2008).

A agregação de valores segue os padrões da IEC 61000-4-30 (IEC - INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION, 2008), como exposto na seção 4.4.1.3. A incerteza da

medida não deve exceder  $\pm 0,1$  % de  $U_{din}$  na faixa de 10% a 150% de  $U_{din}$ . A tensão  $U_{din}$  corresponde ao valor obtido através do transdutor a partir de sua relação de transformação.

O módulo 8 do PRODIST estabelece os limites adequados, precários e críticos para os níveis de tensão em regime permanente, os indicadores individuais e coletivos de conformidade da tensão elétrica, os critérios de medição, de registro e dos prazos para compensação ao consumidor, caso as medições de tensão excedam os limites dos indicadores (ANEEL, 2018). A Tabela 17 exhibe faixas de classificação de tensões nos barramentos com tensão inferior a 1kV, caso do Ceará. A sigla TL se refere a tensão de leitura.

Tabela 17 - Pontos de conexão em Tensão Nominal igual ou inferior a 1 kV (380/220 V)

<b>Tensão de Atendimento</b>	<b>Faixa de Variação da Tensão de Leitura (Volts)</b>
Adequada	$350 \leq TL \leq 399$ / $202 \leq TL \leq 231$
Precária	$331 \leq TL < 350$ ou $399 < TL \leq 403$ / $191 \leq TL < 202$ ou $231 < TL \leq 233$
Crítica	$TL < 331$ ou $TL > 403$ / $TL < 191$ ou $TL > 233$

Fonte: adaptação de (ANEEL, 2018).

#### 4.3.5 Fator de potência

De acordo com o módulo 8 do PRODIST o fator de potência pode ser obtido através dos valores de potência ou de energia por meio, respectivamente, das equações (5) e (6) (ANEEL, 2018).

$$fp = \frac{P}{\sqrt{P^2 + Q^2}} \quad (5)$$

$$fp = \frac{EA}{\sqrt{EA^2 + ER^2}} \quad (6)$$

Na equação (5), P é a potência ativa e Q é a potência reativa. Na equação (6), EA é a energia ativa e ER é a energia reativa.

Para unidade consumidora ou conexão entre distribuidoras com tensão inferior a 230 kV, o fator de potência no ponto de conexão deve estar compreendido entre 0,92 e 1,00 (um) indutivo ou entre 1,00 e 0,92 capacitivo, de acordo com regulamentação vigente.

#### 4.3.6 Variações de tensão de curta duração (VTCD)

De acordo com o módulo 8 do PRODIST (ANEEL, 2018), uma variação de tensão de curta duração é um desvio significativo na amplitude do valor eficaz da tensão durante um intervalo de tempo inferior a três minutos. A Tabela 18 apresenta a classificação das VTCD.

Tabela 18 - Classificação das variações de tensão de curta duração

<b>Classificação</b>	<b>Denominação</b>	<b>Duração da Variação</b>	<b>Amplitude da tensão (valor eficaz) em relação à tensão de referência</b>
Variação Momentânea de Tensão	Interrupção Momentânea de Tensão	Inferior ou igual a três segundos	Inferior a 0,1 p.u.
	Afundamento Momentâneo de Tensão	Superior ou igual a um ciclo e inferior ou igual a três segundos	Superior ou igual a 0,1 e inferior a 0,9 p.u.
	Elevação Momentânea de Tensão	Superior ou igual a um ciclo e inferior ou igual a três segundos	Superior a 1,1 p.u.
Variação Temporária de Tensão	Interrupção Temporária de Tensão	Superior a três segundos e inferior a três minutos	Inferior a 0,1 p.u.
	Afundamento Temporário de Tensão	Superior a três segundos e inferior a três minutos	Superior ou igual a 0,1 e inferior a 0,9 p.u.
	Elevação Temporária de Tensão	Superior a três segundos e inferior a três minutos	Superior a 1,1 p.u.

Fonte: (ANEEL, 2018).

A norma 1159 do IEEE (Instituto de Engenheiros Eletricistas e Eletrônicos) (IEEE - INSTITUTO DE ENGENHEIROS ELETRICISTAS E ELETRÔNICOS, 2009) define afundamento de tensão (*voltage sag*, em inglês) como um decréscimo entre 0,1 e 0,9 p.u. do valor eficaz da tensão nominal, com duração entre 0,5 ciclo e 1 minuto. Eventos cuja tensão remanescente seja inferior a 0,1 p.u. são considerados pelo IEEE como uma interrupção.

Dentre os motivos causadores, os curtos-circuitos são a causa mais frequente e importantes de VTCD como afundamentos de tensão, em especial no sistema de distribuição, dadas às grandes extensões de linhas aéreas que estão sujeitas a diversos tipos de fenômenos naturais. Nos sistemas de distribuição, geralmente, um fator agravante é a ausência de cabo guarda (HONORATO, 2014).

As faltas podem ser de natureza temporária ou permanente. As faltas temporárias são, em sua grande maioria, decorrentes de descargas atmosféricas, temporais e ventos que, em geral, não provocam danos permanentes ao sistema de isolamento, sendo que o sistema pode ser prontamente restabelecido por meio de religamentos automáticos. As faltas permanentes, ao contrário, são causadas por danos físicos nos elementos de isolamento do sistema, sendo necessária a intervenção de equipes de manutenção (HONORATO, 2014).

#### 4.3.7 Desequilíbrio de tensão

Segundo a definição do PRODIST, módulo 8, o desequilíbrio de tensão é o fenômeno caracterizado por qualquer diferença verificada nas amplitudes entre as três tensões de fase de um determinado sistema trifásico, e/ou na defasagem elétrica de  $120^\circ$  entre as tensões de fase do mesmo sistema (ANEEL, 2018).

Os equipamentos trifásicos operando com tensões desbalanceadas geralmente funcionarão de forma inadequada, podendo sofrer danos e redução da vida útil. Um sistema trifásico ideal, livre de desequilíbrios, considerando a fase A na referência e sequência de fases positiva, é dado em p.u., pelas equações (7) a (9):

$$\overline{V}_A = 1,0 \angle 0^\circ \quad (7)$$

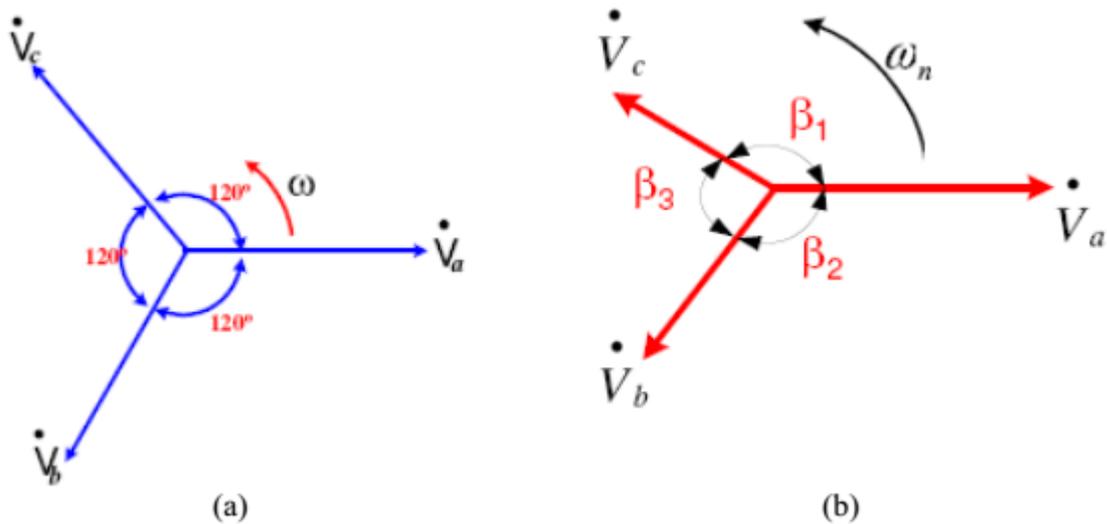
$$\overline{V}_B = 1,0 \angle -120^\circ \quad (8)$$

$$\overline{V}_C = 1,0 \angle 120^\circ \quad (9)$$

A Figura 23 exemplifica os fasores de tensões trifásicas equilibradas e desequilibradas.

Matematicamente, o fator de desequilíbrio de tensão, expresso por FD% na equação (10), é a razão, em porcentagem, entre a magnitude da tensão eficaz de sequência negativa ( $V_{neg}$ ) e magnitude da tensão eficaz de sequência positiva ( $V_{pos}$ ), ambas na frequência fundamental (ANEEL, 2018; IEEE - INSTITUTO DE ENGENHEIROS ELETRICISTAS E ELETRÔNICOS, 2009).

Figura 23 - Representação fasorial de tensão trifásica equilibrada (a) e tensão trifásica desbalanceada (b)



Fonte: (REZENDE; SAMESIMA, 2010).

$$FD\% = \frac{V_{neg}}{V_{pos}} \cdot 100\% \quad (10)$$

Outra forma de quantificar o desequilíbrio é através do índice NEMA, apresentado na equação (11). Pelo índice NEMA, o desequilíbrio ( $VUF\%$ ) é calculado como a razão, em porcentagem, entre o máximo desvio da tensão média ( $\Delta V$ ) e a tensão média ( $V_{méd}$ ):

$$VUF\% = \frac{\Delta V}{V_{méd}} \cdot 100\% \quad (11)$$

#### 4.3.8 Analisador de Energia Embrasul RE8000

Para realizar as medições utilizadas na etapa de validação fez-se uso do analisador de energia Embrasul RE8000, mostrado na Figura 24.

A faixa de medição desse analisador é de 1 a 1000 V para tensão, com resolução de 0,01 V; e de 5 A a 6000 A, com resolução de 0,01 A. A taxa de amostragem do equipamento é de 1024 amostras por ciclo e possui sistema de aquisição de 16 bits (EMBRASUL, 2015).

O RE8000 realiza medição de grandezas primárias e o cálculo de grandezas secundárias, em conformidade com Normas Internacionais e Brasileiras (EMBRASUL, 2015). O analisador

em questão, ainda de acordo com a IEC 61000-4-30 é classificado como um analisador classe A.

Figura 24 - Analisador de energia Embrasul RE8000



Fonte: (EMBRASUL, 2015).

#### **4.3.9 Campanhas de medição**

Seguindo as recomendações descritas nas seções anteriores, foi realizada uma campanha de medição no ponto de conexão da unidade consumidora (Campus das Auroras da UNILAB), onde está localizada a usina fotovoltaica, com a rede elétrica. O analisador de energia monitorou o ponto em questão de 28/11/2020 a 05/11/2020. Os dados foram utilizados para validação das simulações realizadas.

#### **4.3.10 Sistema de monitoramento SICES SOLAR**

A usina fotovoltaica do campus das Auroras possui ainda um sistema de aquisição de dados (*dataloggers*) acoplado aos inversores de cada arranjo. O sistema é desenvolvido pela Sices Solar e, desde que haja conexão com a internet, dados referentes ao sistema como corrente, tensão, potência e energia, são enviados a uma plataforma online, mantida pelo fabricante do sistema, permitindo acesso remoto a tais dados. Esses dados foram utilizados para validação do modelo de geração utilizado, o elemento *PVSystem* do *OpenDSS*, para cada um dos arranjos da usina. Considerou-se o mesmo período de dados apresentado na seção 4.3.9, isto é, de 28/11/2020 a 05/12/2020.

Devido a defeito de fábrica o *datalogger* do arranjo 6 (ver Figura 13) não realizou o monitoramento dos dados, até o momento da aquisição de dados para este trabalho. Uma vez que as características do arranjo 6 são equivalentes às do arranjo 5, os dados do *datalogger* do arranjo 5 foram utilizados para validar a geração do arranjo 6, de forma a suprir a falta dos dados reais de geração deste último arranjo.

#### **4.4 Simulações realizadas**

Nesta seção serão apresentados os tipos de simulação que foram realizados com o sistema descrito, bem como os cenários e particularidades adotados para cada tipo de simulação.

##### **4.4.1 *Análise de variação de tensão em função da inserção de GD fotovoltaica***

Para analisar o impacto da inserção de GD nos níveis de tensão do alimentador ACP01C3 foi realizada uma simulação no tempo, considerando o período de 8 dias com intervalos de 1h, isto é, 192 pontos no tempo simulados.

Para isto, definiram-se 3 cenários de simulação:

- a) Cenário 1 – ausência de geração distribuída. Representa a situação antes da inserção de qualquer usina;
- b) Cenário 2 – inserção da usina fotovoltaica do campus das Auroras. Verificação da influência desta usina em específico nos níveis de tensão alimentador;

Para observar os resultados de cada um dos cenários foram escolhidos 3 pontos distintos ao longo do alimentador: subestação Acarape, barra elétrica do Campus das Auroras e barra elétrica do Campus da Liberdade. O Campus da Liberdade atualmente concentra várias das instâncias administrativas da UNILAB, bem como um dos restaurantes universitários da instituição. Esse campus está localizado a cerca de 1,5 km do Campus das Auroras, e foi escolhido como ponto de observação por fazer parte do mesmo alimentador.

##### **4.4.2 *Análise do impacto causado por faltas utilizando o método de Monte Carlo***

Para analisar o impacto da ocorrência de faltas em pontos de interesse no alimentador ACP01C3 da subestação Acarape, foi utilizado o método estatístico de Monte Carlo. Para isso,

foram usadas as ferramentas computacionais Microsoft Excel 2016 (versão 16.0.4456.1003 64-bits), Python (3.8 64-bit) e *OpenDSS* (versão 9.0.0.3 64-bit build).

#### 4.4.2.1 Método de Monte Carlo

O método Monte Carlo consiste em um procedimento estatístico amplamente aplicado na resolução de sistemas complexos multidimensionais, como por exemplo sistemas de potência. O método é aplicável tanto para problemas estocásticos quanto determinísticos e baseia-se em uma grande quantidade de simulações realizadas iterativamente, em que a cada nova etapa de simulação é atribuído um novo conjunto de valores aleatórios para as variáveis envolvidas no processo. Tais valores aleatórios são gerados baseados em funções de densidade de probabilidade associadas a cada variável (BIÂNGULO, 2016; PARENTE et al., 2015).

Para analisar os impactos das faltas no sistema de distribuição foram utilizados os seguintes passos:

- a) inicialmente considera-se a premissa de que quaisquer afundamentos de tensão no sistema de distribuição são decorrentes da incidência de faltas;
- b) o sistema de distribuição é simulado quantas vezes forem consideradas necessárias para obter um erro considerado aceitável para o método de Monte Carlo;
- c) a cada simulação executada, um evento de falta com características aleatórias é observado no sistema;
- d) para cada simulação as características de tensão dos pontos de interesse são armazenadas para posterior análise;
- e) uma vez obtido o número máximo de iterações é realizado então o tratamento da série de dados obtidas.

As características consideradas para cada falta variam dependendo do nível de detalhamento do estudo em questão. Neste caso, foram consideradas como variáveis aleatórias características das faltas: localização da falta, tipo de falta e impedância da falta.

##### 4.4.2.1.1 Geração de números aleatórios

A geração de números aleatórios é uma tarefa que pode ser suprida por diversas ferramentas computacionais disponíveis como Excel, Matlab, Python, entre diversos outros. Nesse trabalho utilizou-se o Python para tal.

Para caracterizar as faltas foram utilizadas distribuições de probabilidade uniforme e normal, dependendo da necessidade. A Figura 25 apresenta um código simples que gera 1000 valores aleatórios de 0 a 1, sem repetição, considerando uma distribuição de probabilidade uniforme.

Figura 25 - Exemplo de código em Python usado para geração de números aleatórios

```
1  from random import *
2
3  num_simulacoes = 1000
4  result = []
5
6  while len(result) != num_simulacoes:
7      r = uniform(0, 1)
8      if r not in result:
9          result.append(r)
```

Fonte: autor.

#### 4.4.2.1.2 Localização da falta

O local de ocorrência da falta é selecionado considerando uma distribuição de probabilidade uniforme, uma vez que considera-se que em qualquer ponto do sistema pode ocorrer uma falta (DAI; LI; LIU, 2012; PARENTE, 2018).

#### 4.4.2.1.3 Tipo de falta

As faltas mais observadas em sistemas de potência podem ser monofásicas à terra (FT), bifásicas à terra (FFT), bifásicas (FF), as faltas trifásicas (FFF) sendo estes os tipos de falta considerados neste estudo. O tipo de falta é escolhido de acordo com a frequência de ocorrência de cada tipo de falta. Dessa forma, é possível designar o tipo de falta ( $F_{TIPO}$ ) através de (12)(DAI; LI; LIU, 2012).

$$F_{TIPO} = \begin{cases} 1, & x < P_{FFF} \\ 2, & P_{FFF} \leq x < P_{FFF} + P_{FF} \\ 3, & P_{FFF} + P_{FF} \leq x < P_{FFF} + P_{FF} + P_{FFT} \\ 4, & P_{FFF} + P_{FF} + P_{FFT} \leq x \end{cases} \quad (12)$$

em que  $x$  está uniformemente distribuído no intervalo  $[0, 1]$  e  $P_{FFF}$ ,  $P_{FF}$ ,  $P_{FFT}$  e  $P_{FT}$ , são as probabilidades de ocorrência de cada tipo de falta. Na Tabela 19, são apresentados os valores dessas probabilidades encontrados na literatura.

Tabela 19 - Proporção de tipos de falta

<b>Tipo de falta</b>	<b>Monofásica-terra (FT)</b>	<b>Bifásica-terra (FFT)</b>	<b>Fase-fase (FF)</b>	<b>Trifásica (FFF)</b>
Probabilidade (%)	78	10	9	3

Fonte: (GARCIA; ALVES, 2011; HONORATO, 2014).

Para melhor entendimento dos resultados das simulações, ressalta-se que as fases, quando da ocorrência de cada um dos tipos abordados, foram modeladas da seguinte maneira:

- a) Faltas FT: fase A ligada ao terra;
- b) Faltas FFT: fase A ligada ao terra e fase B ligada ao terra;
- c) Faltas FF: fase A ligada à fase B;
- d) Faltas FFF: faltas A, B e C ligadas entre si.

#### 4.4.2.1.4 Resistência de falta

A resistência da falta é definida considerando uma distribuição normal (ou gaussiana). Para tal, foram considerados os valores de média e desvio padrão de, respectivamente,  $5 \Omega$  e  $1\Omega$  (DAI; LI; LIU, 2012).

#### 4.4.2.1.5 Cenários de simulação

Para analisar o impacto da inserção de GD fotovoltaica no alimentador, em relação ao impacto causado pelas faltas, foram considerados três diferentes cenários de simulação:

- a) Cenário 1 – alimentador ACP01C3 baseados nos dados disponíveis e considerando minigeração fotovoltaica no Campus das Auroras.

- b) Cenário 2 – cenário 1 com adição de penetração fotovoltaica de 30% da potência nominal total das cargas instaladas no alimentador. Esta situação, tenta simular uma condição limite na qual a inserção de GD fotovoltaica não causa impactos à operação da concessionária (JOINT, 2013).
- c) Cenário 3 – cenário 1 com adição de penetração fotovoltaica de 50% da potência nominal das cargas instaladas no alimentador. Nesse caso, é simulada a situação na qual a penetração FV ultrapassa o limite de 30% de penetração discutido no item anterior.

Em todos os cenários foram analisados os impactos no momento de máxima geração, isto é, considerou-se que para o momento simulado, os sistemas fotovoltaicos modelados estavam operando no MPP.

Foram escolhidos como pontos de observação no alimentador: a barra de referência do alimentador ACP01C3, a barra elétrica do Campus das Auroras, a barra elétrica do campus da Liberdade e a barra elétrica TAI7553, localizada no município de Pacoti, representando um ponto mais extremo ao final do alimentador.

#### 4.4.2.1.6 Total de simulações

Para simular os impactos das faltas no alimentador ACP01C3, em cada um dos cenários apresentados na seção 3.2.1.5, foi considerado um total de 1000 simulações. A determinação do tempo equivalente de simulação utilizando o método de Monte Carlo no sistema estudado, baseou-se em (DAI; LI; LIU, 2012; MARTINEZ; MARTIN-ARNEDO, 2006). Assim, considerou-se uma frequência de 12 faltas por ano, para 100 km de extensão de rede elétrica. Assim, uma vez que o alimentador estudado possui 161,616 km de extensão, a realização de 1000 simulações equivale a um período de análise de 51 anos. Assim, de acordo com a Tabela 20, o período simulado equivale a um erro menor que 10%.

Tabela 20 -Períodos mínimos de monitoração e erros aceitáveis

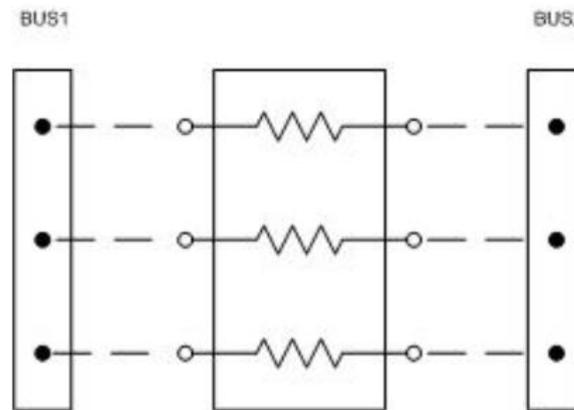
<b>Frequência de ocorrência do afundamento de tensão</b>	<b>Erro de 50%</b>	<b>Erro de 10%</b>
1 por dia	2 semanas	1 ano
1 por semana	4 meses	7 anos
1 por mês	1 ano	30 anos
1 por ano	16 anos	400 anos

Fonte: (HONORATO, 2014)

#### 4.4.2.2 Utilização do método de Monte Carlo no OpenDSS

No *OpenDSS*, as faltas são tratadas como elementos, tais como uma linha ou um transformador, cujos parâmetros podem ser definidos pelo usuário. O objeto de falta (*Fault*) do *OpenDSS*, ilustrado na Figura 26 consiste em um resistor polifásico com dois terminais, sendo que, por padrão, o segundo terminal é conectado ao nó de referência (terra). No entanto, os nós de conexão do segundo terminal do objeto de falta podem ser especificados de acordo com a necessidade do usuário para simular diferentes faltas, tais como as descritas na seção 3.2.1.3. O valor da resistência da falta também pode ser especificado pelo usuário. Quando não é especificado o valor padrão é de  $0,1 \text{ m}\Omega$ , sendo que não é possível declarar uma resistência nula (DUGAN, 2009). A sintaxe de definição das faltas é exemplificada na Figura 27.

No modo de solução Monte Carlo, inicialmente devem ser definidos todos os objetos de falta no circuito estudado e informado o número de simulações que se deseja. Neste caso, como exposto, foi utilizado um total de 1000 faltas. Ao ser emitido o comando de resolução do sistema, no modo de Monte Carlo, o algoritmo do *OpenDSS* então desabilita todas as faltas definidas pelo usuário, reinicia todos os monitores (elementos do *OpenDSS* usados para armazenar resultados a cada passo de simulação) e seleciona uma falta por vez para resolver o circuito. Uma das faltas é habilitada a cada passo e seu valor de resistência é escolhido aleatoriamente seguindo uma distribuição de probabilidade normal (caso o usuário forneça os valores de média e desvio padrão) ou uma distribuição uniforme (caso o valor do desvio padrão não seja fornecido). Uma solução direta é então realizada, na qual as cargas são consideradas impedâncias constantes. Os resultados são então armazenados nos monitores e o próximo passo se inicia. Uma vez concluído o total de simulações, os resultados podem ser exportados em formato csv (valores separados por vírgula, do inglês *Comma-separated values*) e tratados como necessário.

Figura 26 - Modelo geral do objeto de falta do *OpenDSS*

Fonte: (DUGAN, 2009).

Figura 27 - Exemplo de declaração de objetos de falta no *OpenDSS*

```

1 New Fault.Falta1 phases=1 Busl=acp01c3.1 r=5 %stddev=1
2 New Fault.Falta2 phases=1 Busl=d_d_saa2036.1 r=5 %stddev=1
3 New Fault.Falta3 phases=1 Busl=126306000.1 r=5 %stddev=1
4 New Fault.Falta4 phases=2 Busl=126305800.1.2 r=5 %stddev=1

```

Fonte: autor.

#### 4.4.3 Análise de desbalanceamento de tensão causado por inserção de fontes FV

##### 4.4.3.1 Premissas

Para a análise de desequilíbrio de tensão considerou-se uma situação limite em relação à geração fotovoltaica no alimentador, considerando a situação descrita pelo cenário 2 da seção 4.4.2.1.5, ou seja, 30% da potência nominal das cargas no alimentador. Além disso, para considerar a observação da situação mais impactante ao sistema, foram observados os valores de tensão referentes ao período no qual há a maior produção fotovoltaica, isto é, considerando a operação dos elementos *PVSystem* no ponto de máxima potência.

##### 4.4.3.2 Cenários

Consideradas as premissas da seção anterior, foram analisados três diferentes cenários, levando em conta a inserção desproporcional de geração fotovoltaica entre as fases da rede de distribuição estudada. Esta situação busca representar, na simulação, os efeitos da expansão de conexões monofásicas de GD fotovoltaica. Ressalva-se que a minigeração do Campus das

Auroras é mantida equilibrada, isto é, a potência gerada pela mesma é dividida igualmente entre as fases em todos os cenários. Os cenários são descritos na Tabela 21.

Tabela 21 - Descrição dos cenários da análise de desequilíbrio de tensão

<b>Cenários</b>	<b>Distribuição de geração fotovoltaica (%)</b>		
	<b>Fase A</b>	<b>Fase B</b>	<b>Fase C</b>
1	0	0	0
2	50	25	25
3	70	20	10

Fonte: autor.

Como na análise descrita na seção 4.4.2.1.5 foram escolhidos como pontos de observação: a barra de referência do alimentador ACP01C3, a barra elétrica do Campus das Auroras, a barra elétrica do campus da Liberdade e a barra elétrica TAI7553, localizada no município de Pacoti, representando um ponto mais extremo ao final do alimentador.

## 5 RESULTADOS E DISCUSSÃO

Nesta seção serão apresentados os resultados obtidos através das simulações realizadas bem como a análise de tais resultados.

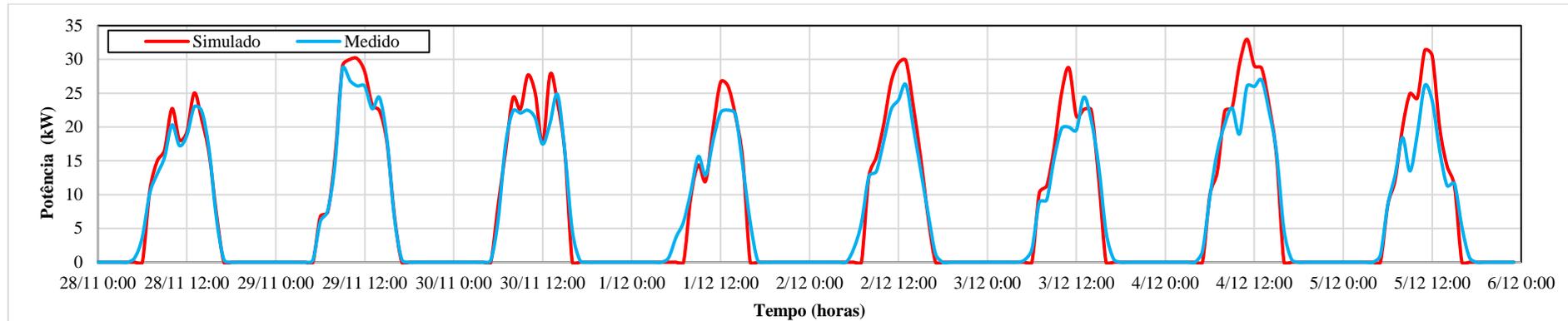
### 5.1 Resultados da análise de impactos da inserção GD fotovoltaica nos perfis de tensão

Inicialmente foram analisadas as saídas dos elementos *PVSystem* para cada um dos 6 arranjos conectados à barra elétrica do Campus das Auroras. Os dados obtidos com a simulação foram comparados aos dados monitorados pelos *dataloggers* conectados aos inversores da usina. Da Figura 28 a Figura 32 são apresentados os dados simulados e reais de potência gerada, respectivamente, para os arranjos 1 a 6. A Figura 33 apresenta o comparativo entre os dados de potência total de saída simulados e medidos, para a usina fotovoltaica do Campus das Auroras. Como abordado na seção 4.3.10, para análise do arranjo 6 foram utilizados os dados reais de geração do arranjo 5, devido a indisponibilidade de dados reais sobre o arranjo 6 até o momento de aquisição de dados deste trabalho.

Na Figura 28, observa-se ao longo dos dias simulados, uma pequena diferença entre a potência de saída medida e a potência de saída simulada no arranjo 1, sendo esta última superior. Tal diferença deve-se a um problema de funcionamento detectado no inversor do arranjo 1. O mal funcionamento de um dos *coolers* do equipamento está acarretando uma limitação na potência fornecida pelo mesmo, fazendo com que esta seja menor que a esperada.

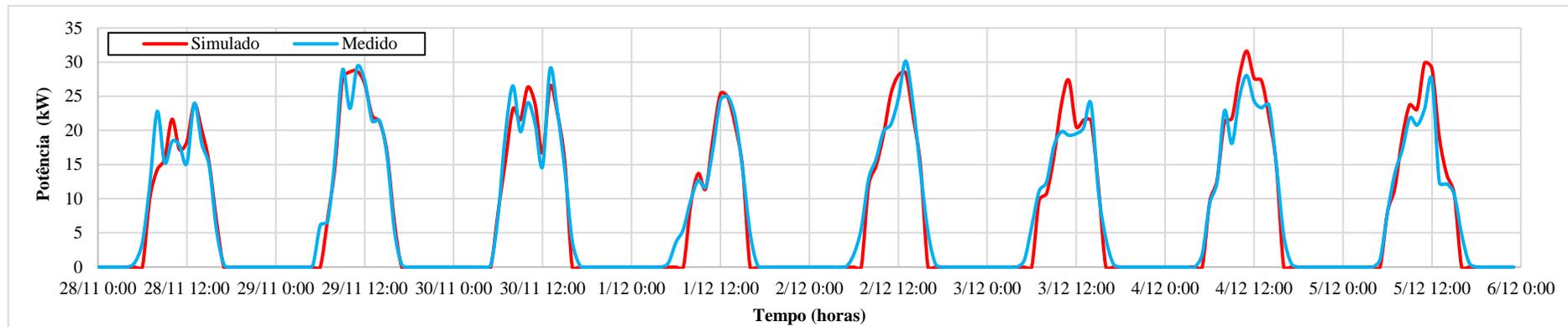
Em geral, observa-se um bom ajuste entre as curvas, apresentadas da Figura 28 a Figura 32, sendo que as principais diferenças entre elas são observadas nos momentos de pico de geração. Além disso, observa-se também, em alguns casos, diferenças nas curvas nos momentos de início e final da geração diária. Essa diferença é mais notável, em especial, nos dados do dia 01/12/2020, em todas as curvas de potência gerada pelos arranjos apresentadas. Essa divergência, provavelmente, é decorrente das diferenças entre as informações de eficiência do inversor e dos módulos fotovoltaicos informadas pelos fabricantes e a curva real de eficiência do sistema em condições de baixa potência de saída.

Figura 28 – Comparação entre valores simulados e medidos da potência de saída (CA), em kW, do arranjo 1



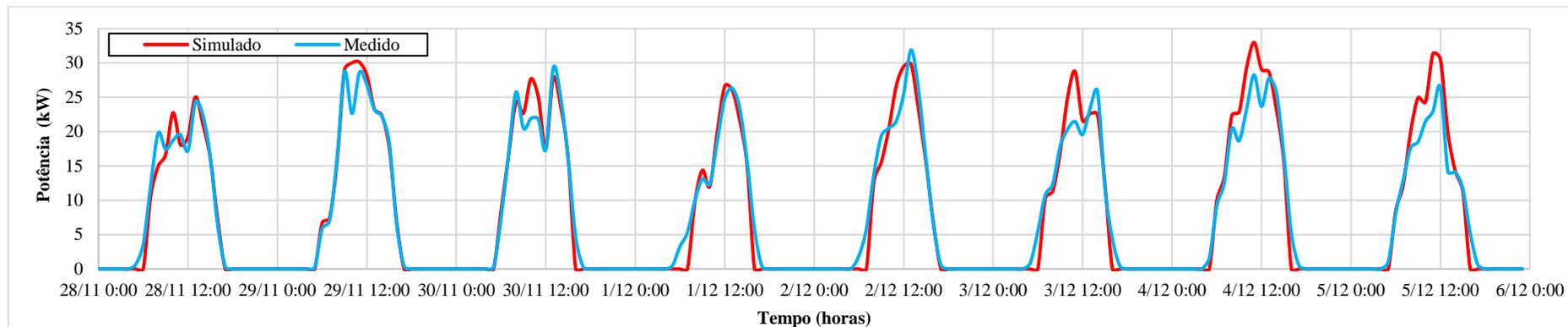
Fonte: autor.

Figura 29 - Comparação entre valores simulados e medidos da potência de saída (CA), em kW, do arranjo 2



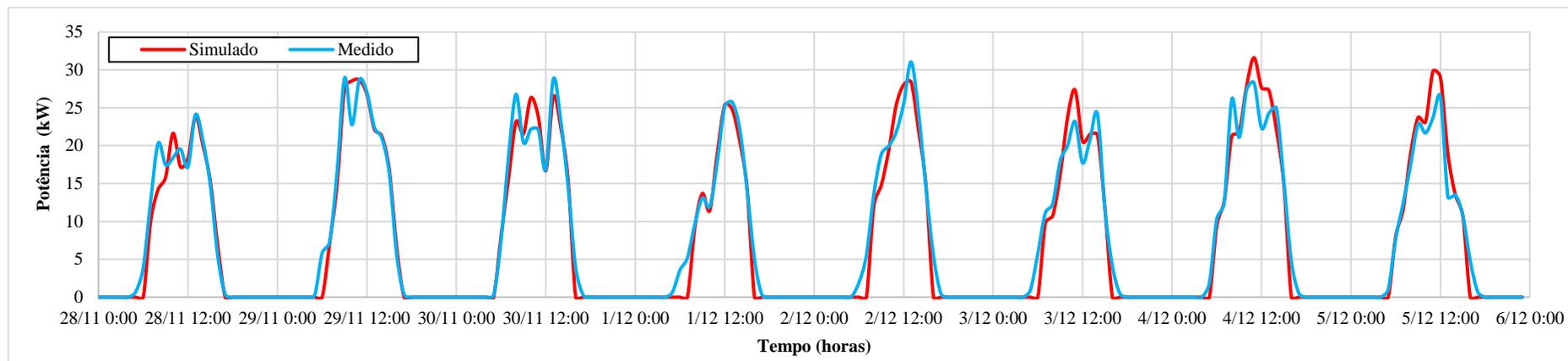
Fonte: autor.

Figura 30 - Comparação entre valores simulados e medidos da potência de saída (CA), em kW, do arranjo 3



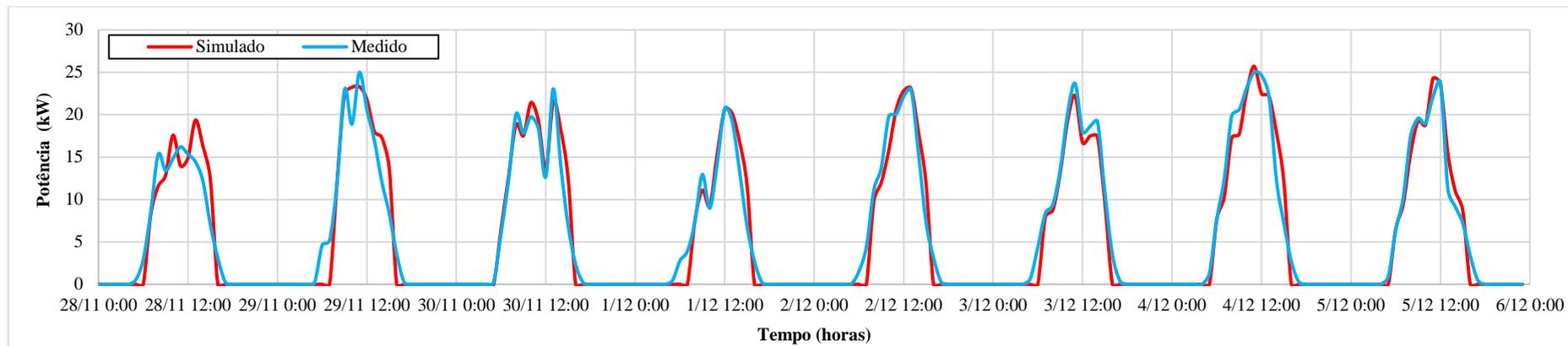
Fonte: autor.

Figura 31 - Comparação entre valores simulados e medidos da potência de saída (CA), em kW, do arranjo 4



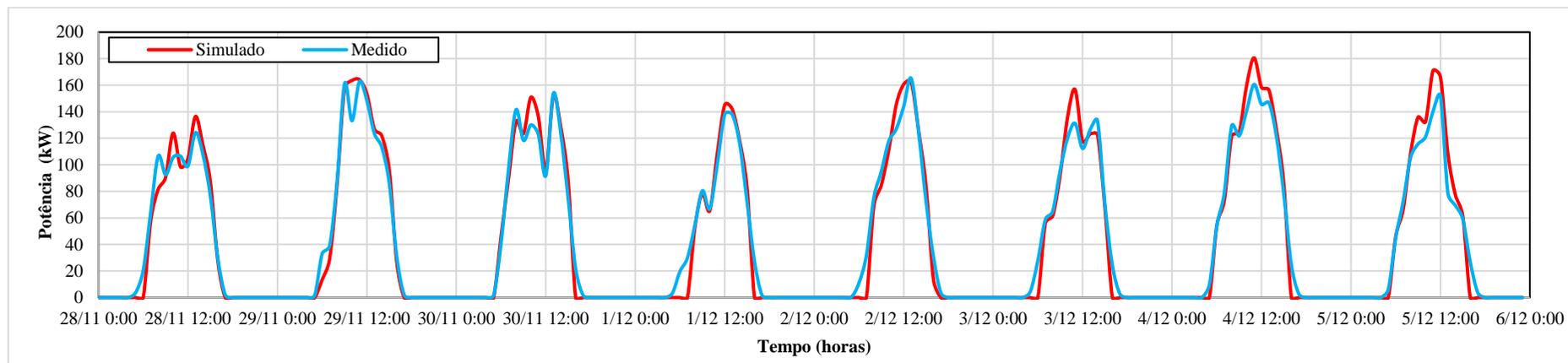
Fonte: autor.

Figura 32 - Comparação entre valores simulados e medidos da potência de saída (CA), em kW, dos arranjos 5 e 6



Fonte: autor.

Figura 33 - Comparação entre valores simulados e medidos da potência total de saída (CA), em kW, da UFV do Campos das Auroras



Fonte: autor.

As Figura 34 e Figura 35 apresentam, respectivamente, a curva de carga para a subestação Acarape e a curva de potência ativa no campus das Auroras considerando o cenário 1. Para o cenário 2, considerando a inserção da usina fotovoltaica no Campus das Auroras, a Figura 36 apresenta a curva de carga da subestação Acarape. Observa-se a alteração na potência fornecida pela subestação ao longo do dia, em função da inserção da geração fotovoltaica. Nos momentos de picos de geração, horários próximos ao meio-dia (em todos os dias do período simulado) constatam-se as maiores reduções na potência fornecida pela subestação ao alimentador.

A Figura 37 apresenta o comparativo de valores medidos e simulados para a curva de potência ativa no Campus das Auroras considerando o cenário 2. Observando a curva de valores simulados na Figura 37 e comparando-a com a Figura 35 fica evidente a alteração da curva durante o período de geração (aproximadamente de 5:30 e 17:30) com considerável diminuição da potência absorvida do alimentador. Nos dias não úteis (28/11, 29/11 e 05/12) do período analisado observa-se, para o cenário 2 (Figura 37) que os resultados da simulação indicam injeção de energia na rede.

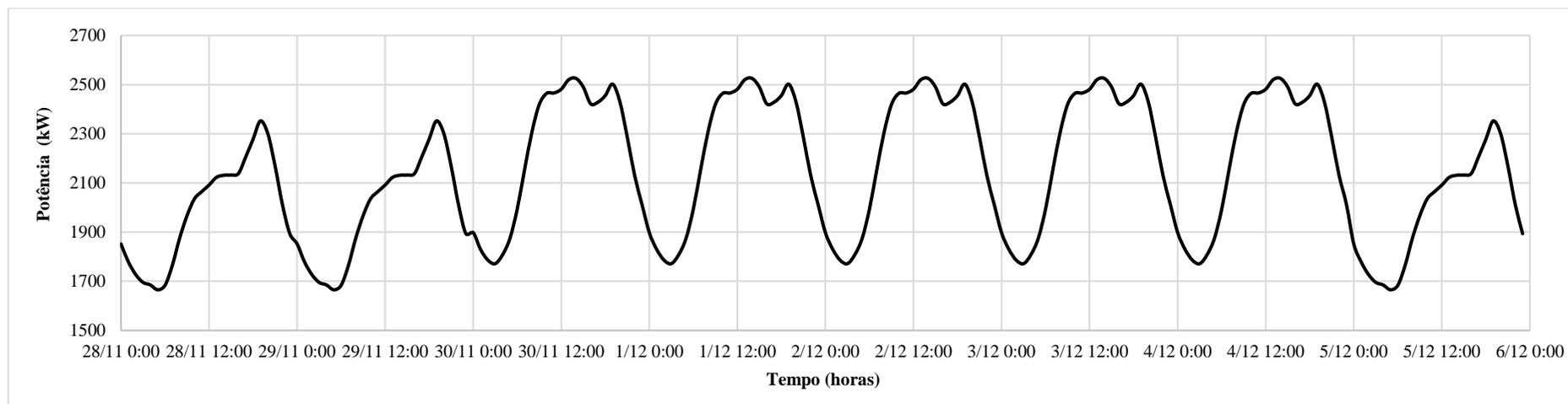
Ainda na Figura 37, é possível observar a curva de valores medidos, obtidos através de um analisador de energia. É visível a distinção entre as magnitudes das potências simulada e medida. Isso se deve à característica excepcional na qual foi realizada a campanha de medição da qual foram obtidos tais dados. O período de medição ocorreu no contexto da pandemia do COVID-19, período esse no qual diversas instituições de ensino superior no Brasil, incluindo a UNILAB, mantiveram suas atividades reduzidas ou suspensas. Dessa forma, a carga elétrica no Campus das Auroras no período de medição foi mínima e proveniente apenas de aparelhos de funcionamento obrigatório, como por exemplo: aparelhos de ar-condicionado dos racks de equipamentos de TI (Tecnologia da Informação) e almoxarifados de reagentes; refrigeradores e freezers de laboratórios didáticos e de pesquisa. Como as curvas de carga utilizadas na simulação foram de um período sem tais particularidades, ao comparar as curvas observa-se tal distinção. Ainda assim, é possível verificar que o formato da curva de potência medida é bastante similar aos resultados de simulação referentes a dias não úteis.

Na Figura 38, observa-se a comparação entre os níveis de tensão na barra do campus das Auroras para os dois cenários de simulação considerados. Em todos os momentos da simulação, os níveis de tensão se mantiveram dentro dos limites estabelecidos pela ANEEL (entre 0,93 e 1,05 p.u.). Adicionalmente, nota-se uma pequena elevação da tensão no cenário 2, nos momentos em que há geração fotovoltaica na usina.

Comparando os valores simulados de tensão no campus das Auroras com os valores medidos, na Figura 39, observa-se que os valores reais para o período de análise são superiores aos valores simulados. Além disso, levando em conta os valores medidos, há uma variação dos níveis de tensão entre as fases do sistema, o que não ocorre no caso dos valores simulados uma vez que foi suposto que as cargas são balanceadas entre as fases. Constata-se ainda a ocorrência de um afundamento de tensão no início do dia 30/11 e dois eventos, na fase C do sistema, de transgressão do limite superior de tensão estabelecido pela ANEEL. Pode-se inferir que esta é a fase com a maior parte de cargas ociosas no campus das Auroras durante o período no qual realizou-se a medição, uma vez que em todo o período as tensões na fase C apresentam os maiores valores entre as três fases.

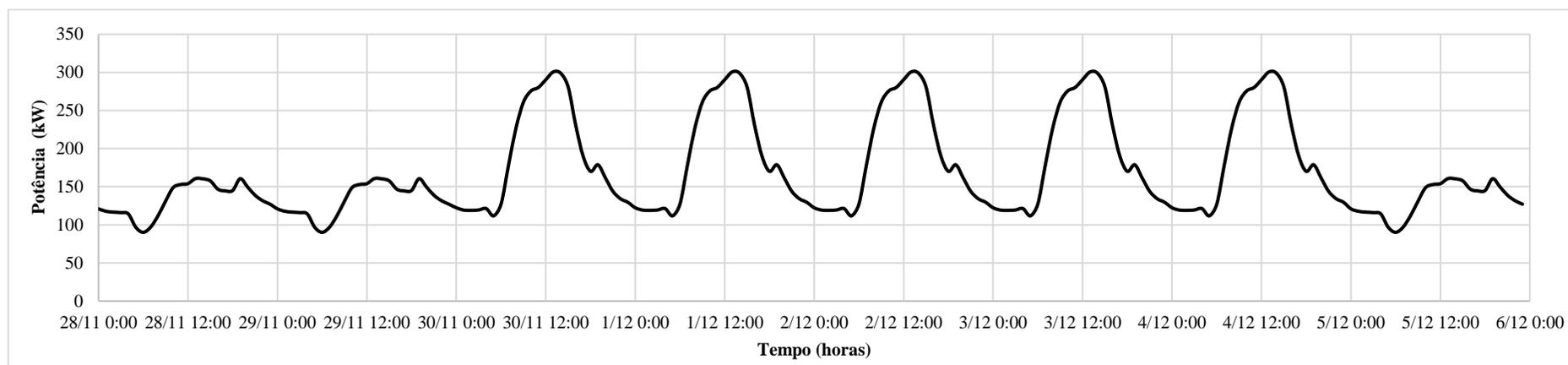
Por fim, na Figura 40, são apresentados os níveis de tensão no Campus da Liberdade para os cenários 1 e 2. Para esta barra, também não houveram transgressões para os limites de tensão adequada propostos pela ANEEL (ANEEL,2018), em nenhum dos cenários.

Figura 34 – Curva de carga da Subestação Acarape para o cenário 1



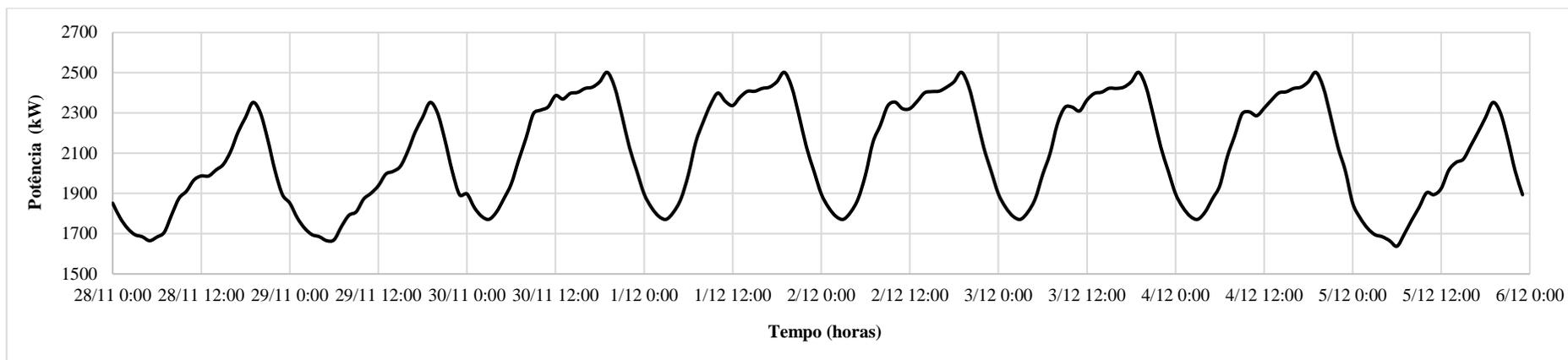
Fonte: autor.

Figura 35 – Potência ativa no Campus das Auroras para o cenário 1



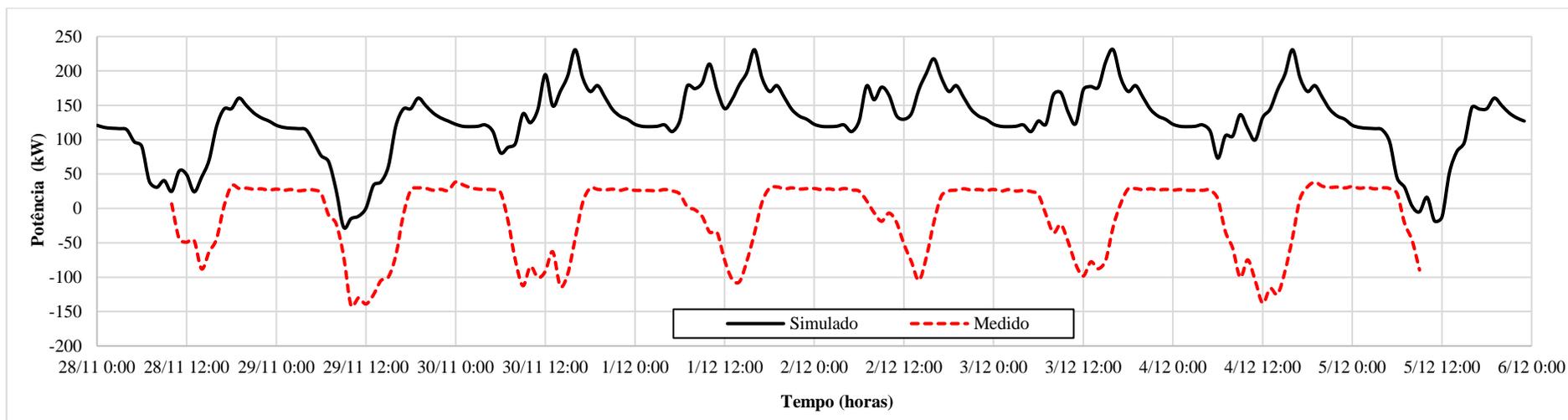
Fonte: autor.

Figura 36 - Curva de carga da Subestação Acarape para o cenário 2



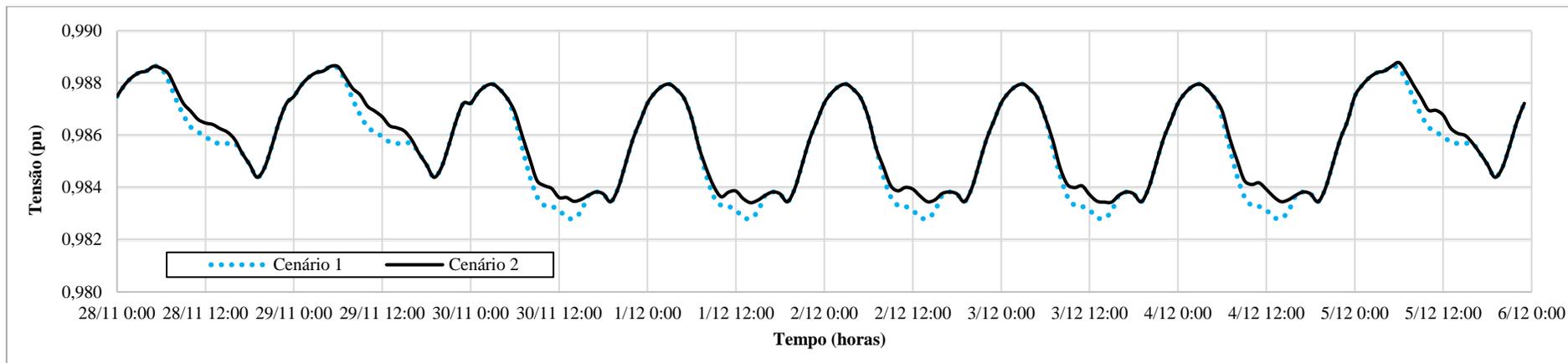
Fonte: autor.

Figura 37 – Comparativo entre valores simulados e reais de Potência Ativa no Campus das Auroras para o cenário 2



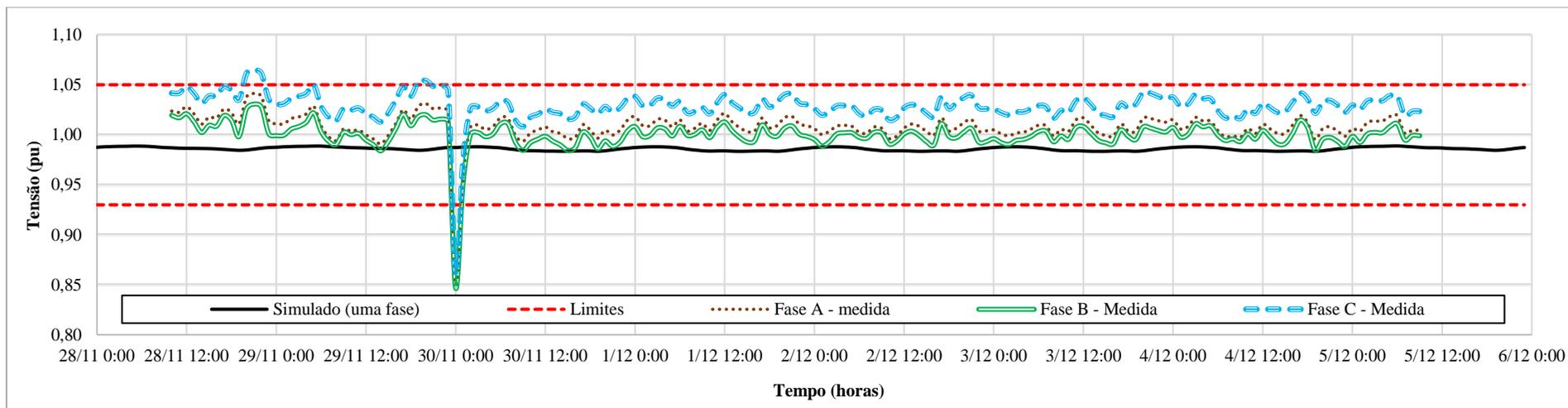
Fonte: autor.

Figura 38 – Comparativo entre níveis de tensão no campus das Auroras, para os cenários 1 e 2.



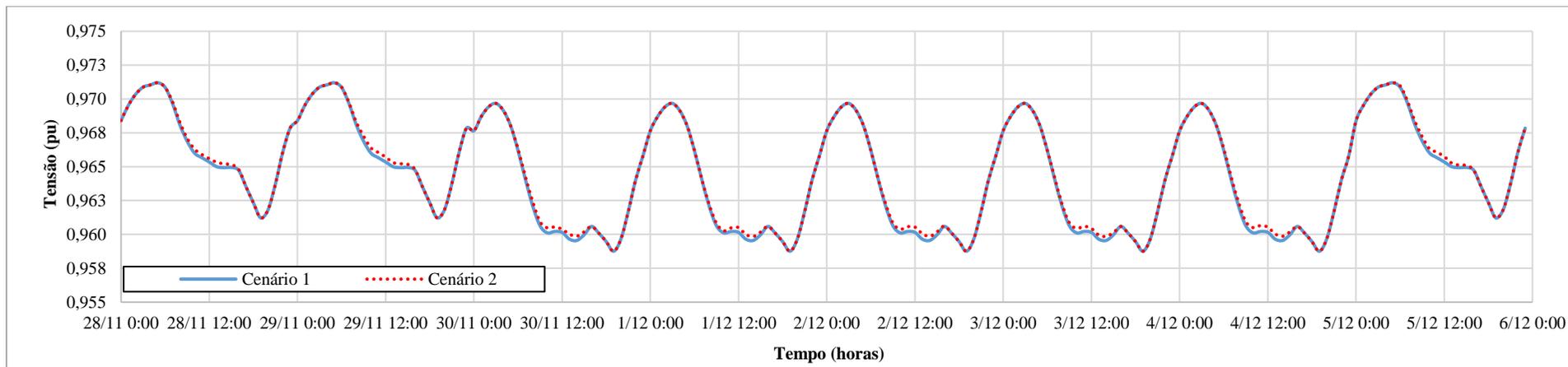
Fonte: autor.

Figura 39 – Comparativo de tensões, em p.u., medidas e simuladas na barra do campus das Auroras, considerando o cenário 2



Fonte: autor.

Figura 40 – Comparativo entre níveis de tensão no campus da Liberdade, para os cenários 1 e 2



Fonte: autor.

## 5.2 Resultados da simulação de Monte Carlo

Nesta seção, serão apresentados os resultados das simulações de faltas utilizando o método de Monte Carlo no *OpenDSS* para cada um dos cenários descritos em 4.4.2.1.5.

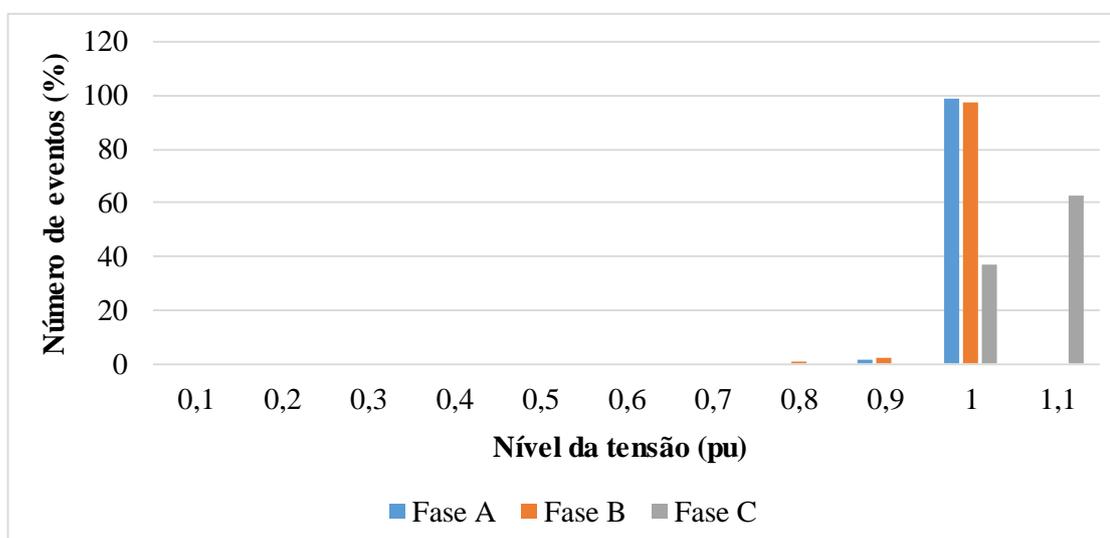
### 5.2.1 Barra de referência do alimentador ACP01C3

A Figura 41 apresenta a frequência das variações de tensão observadas na barra de referência do alimentador ACP01C3, durante a simulação de faltas utilizando o método de Monte Carlo e considerando o cenário 1. Observa-se que não são verificados grandes impactos em decorrência das faltas na barra de referência do alimentador. O afundamento mais severo registrado na simulação tem magnitude de 0,71 p.u. e foi observado na fase B. Também não foram observadas ocorrências de elevações de tensão (*swells*) acima de 1,1 p.u.

Em todas as figuras da seção 5.2, referentes aos resultados das simulações de Monte Carlo, os valores do eixo horizontal referem-se aos limites superiores de intervalos de 0,1 p.u.

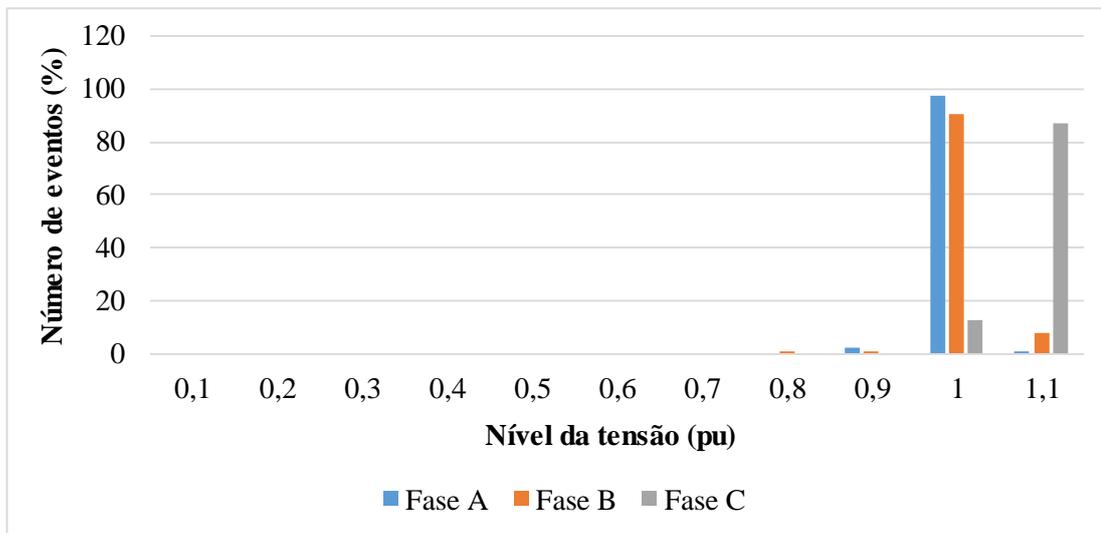
Na Figura 42, tem-se a frequência de variação das tensões na barra de referência do alimentador, para o cenário 2, isto é, a inserção de GD no alimentador equivalente a 30% da potência nominal das cargas no alimentador. Similar ao cenário 1, não foram observados impactos severos decorridos das faltas simuladas neste ponto do sistema. O afundamento mais severo foi de 0,72 p.u., na fase B e nenhuma tensão superou a faixa de 1,1 p.u.

Figura 41 - Frequência de variações de tensão por nível de tensão - Barra de referência do alimentador ACP01C3 – Cenário 1



Fonte: autor.

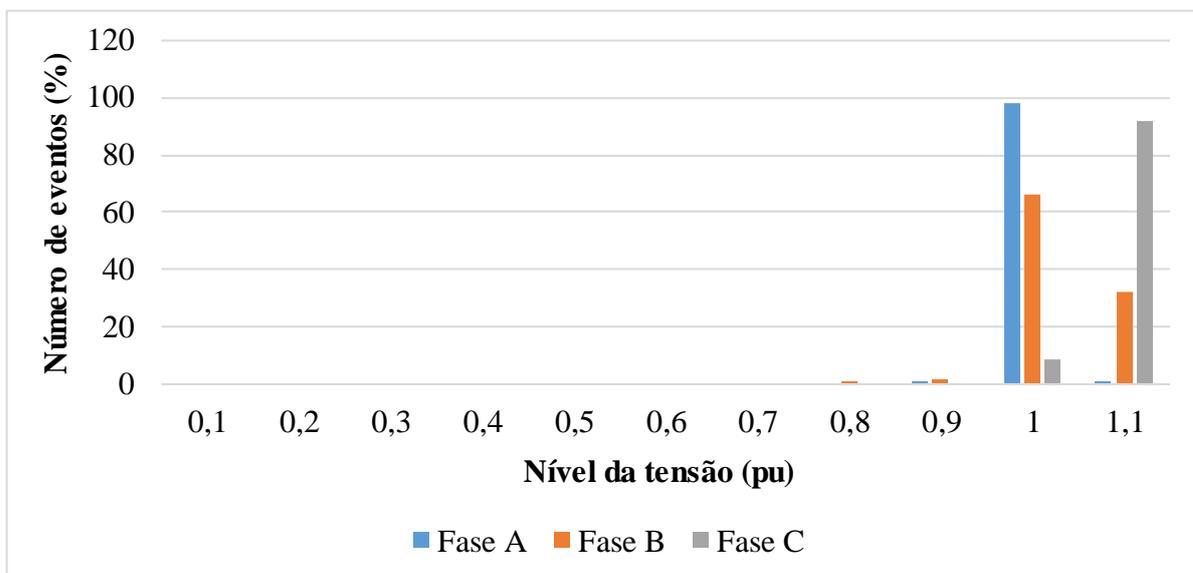
Figura 42 - Frequência de variações de tensão por nível de tensão - Barra de referência do alimentador ACP01C3 – Cenário 2



Fonte: autor.

A Figura 43 apresenta a frequência das variações de tensão na barra de referência do alimentador ACP01C3, considerando as características do cenário 3, no qual a geração fotovoltaica alcança o patamar de 50% de penetração. O comportamento da tensão nesta barra manteve o padrão observado nos dois cenários anteriores, mantendo a ocorrência de poucos eventos de afundamento, sendo o mais severo destes de magnitude de 0,72 p.u., na fase B e não ultrapassando a faixa de tensões de 1,1 p.u.

Figura 43 - Frequência de variações de tensão por nível de tensão - Barra de referência do alimentador ACP01C3 – Cenário 3



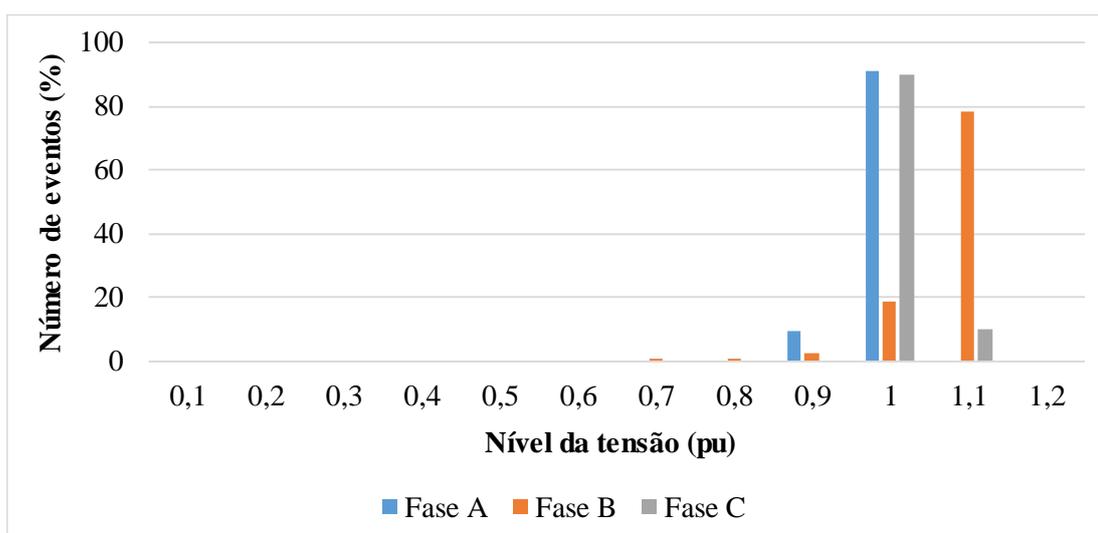
Fonte: autor.

### 5.2.2 Barra do campus das Auroras

Na Figura 44, é apresentada a frequência das variações de tensão na barra do campus das Auroras, considerando o cenário 1. A linha que liga o campus das Auroras à barra da subestação Acarape tem um comprimento total de 2,203 km. São observados poucos eventos de afundamento de tensão, sendo que o evento de maior severidade foi de 0,64 p.u. na fase B. Nessa barra também não foram observadas elevações de tensão. Esse ponto do sistema está consideravelmente próximo à subestação e, uma vez que a distribuição de probabilidade atribuída à localização das faltas é do tipo uniforme, pode-se afirmar que a maioria das faltas simuladas estão em pontos a jusante desta barra, diminuindo assim a severidade dos impactos em decorrência das faltas simuladas. Além disso, a presença da geração fotovoltaica nessa mesma barra, colabora para manter a tensão em níveis mais elevados, colaborando assim para diminuir a severidade dos afundamentos experimentados nesse ponto.

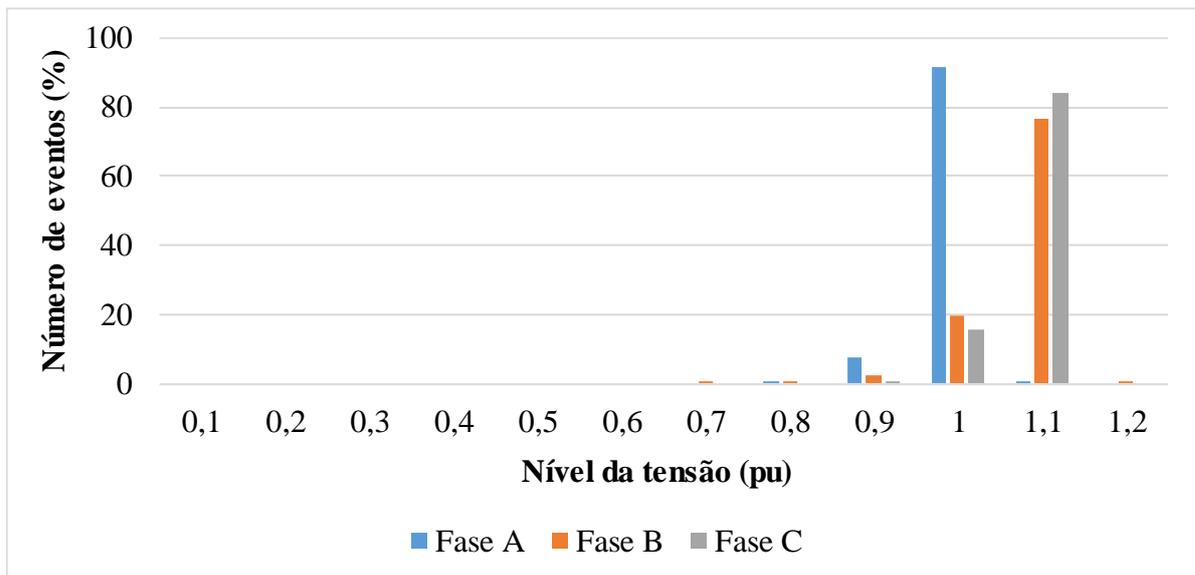
Por sua vez, a Figura 45 apresenta a variação das tensões para a barra do campus das Auroras, no cenário 2. Os resultados mantiveram o mesmo comportamento observado no cenário 1, exceto pela ocorrência de poucos eventos de elevação de tensão com magnitude máxima de 1,104 p.u., na fase B.

Figura 44 - Frequência de variações de tensão por nível de tensão - Campus das Auroras – Cenário 1



Fonte: autor.

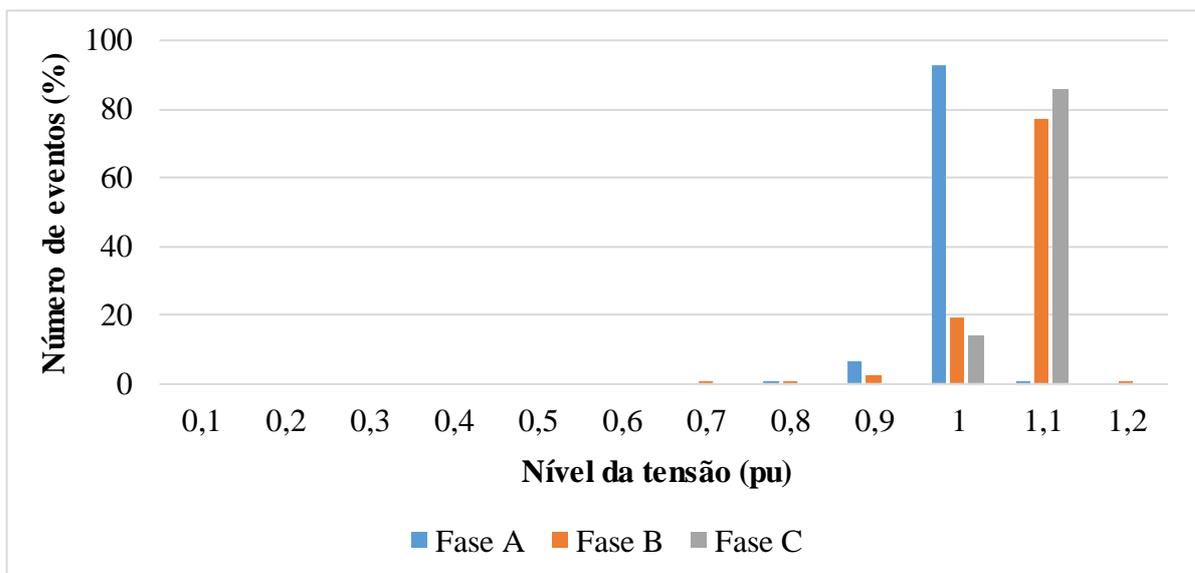
Figura 45 - Frequência de variações de tensão por nível de tensão - Campus das Auroras – Cenário 2



Fonte: autor.

A frequência da variação de tensões no Campus das Auroras, para o cenário 3, é observada na Figura 46. Neste caso, o evento de afundamento de tensão de maior severidade ocorreu na fase B e teve magnitude de 0,64 p.u., ao passo que a maior elevação de tensão foi de 1,11 p.u. também na fase B.

Figura 46 - Frequência de variações de tensão por nível de tensão - Campus das Auroras – Cenário 3



Fonte: autor.

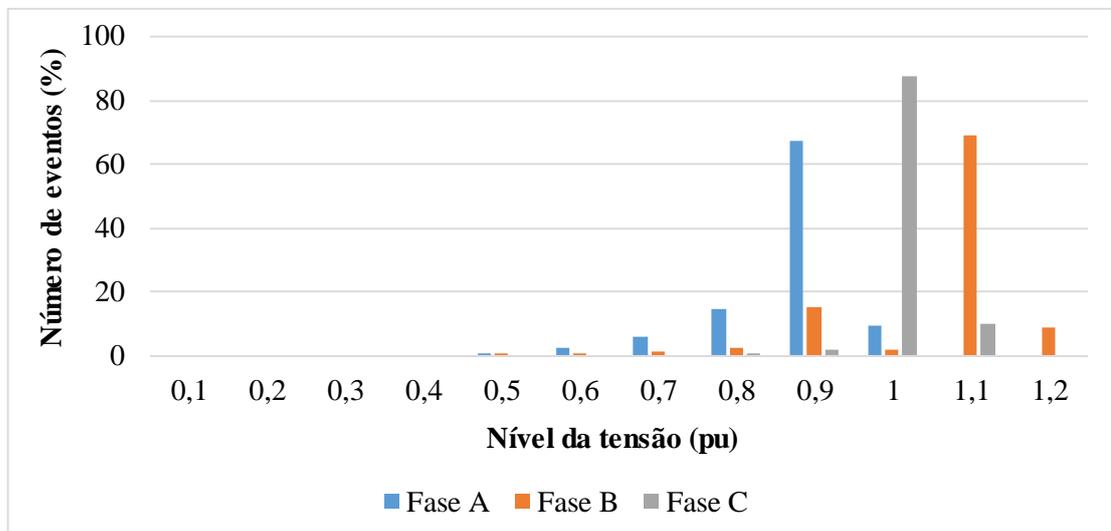
### 5.2.3 Barra do campus da Liberdade

Na Figura 47 é apresentada a frequência da variação de tensão na barra do campus da Liberdade, levando em consideração o cenário 1. A linha que interliga as barras dos campi da Liberdade e das Auroras tem comprimento total de 4,354 km. Há uma quantidade considerável de afundamentos de tensão, de pouca severidade, correspondente a 60% dos valores de tensão da fase A. Nesse caso, observam-se afundamentos de tensão de magnitude de 0,44 p.u., na fase A. Além disso, observam-se elevações de tensão na fase B de até 1,18 p.u.

A Figura 48 mostra a frequência da variação da tensão na barra do campus da Liberdade para o cenário 2. Observa-se, em comparação ao cenário 1, que ocorre uma diminuição dos eventos tanto de afundamentos como de elevações de tensão, em todas as fases, o que indica que a inserção de geração fotovoltaica, pelo menos neste nível de penetração (30%), auxilia no controle da tensão quando há incidência de faltas. Para este caso, o afundamento mais severo foi de 0,45 p.u., na fase A e a maior elevação de tensão foi de 1,22 p.u. na fase B.

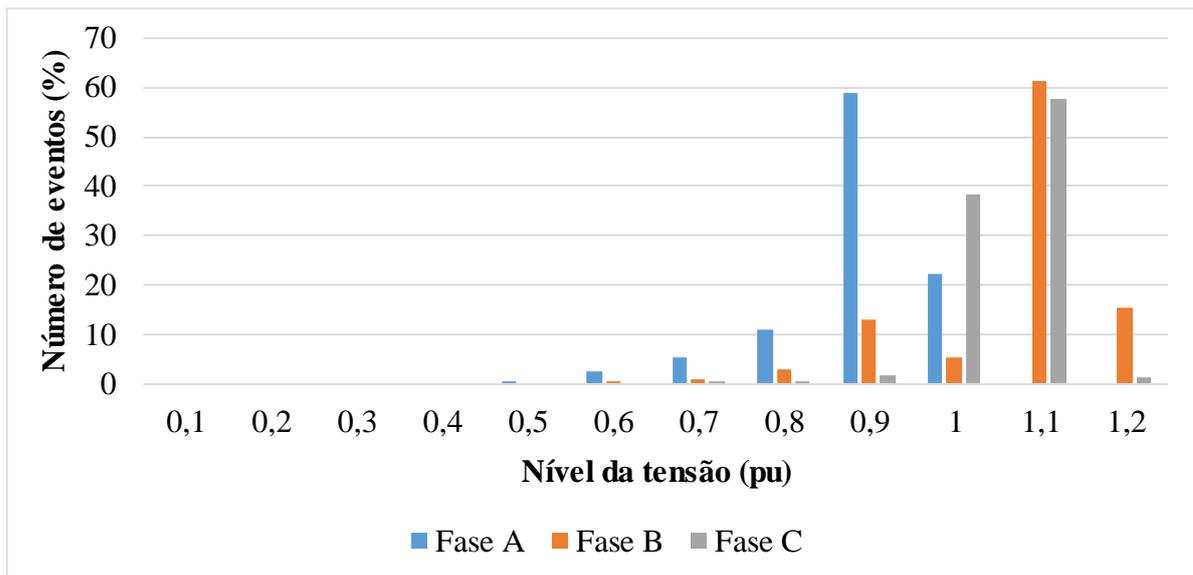
Na Figura 49, a variação das tensões na barra do campus da Liberdade é apresentada, para o cenário 3. O comportamento observado entre cenário 2 e o cenário 1, referente à menor incidência de afundamentos se repete para este caso, comparando-se o cenário 3 e cenário 2. O afundamento de maior severidade teve magnitude de 0,55 p.u. No entanto, as elevações de tensões ocorrem com mais frequência e o valor máximo observado foi de 1,23 p.u., o maior dos três cenários, para esta barra.

Figura 47 - Frequência de variações de tensão por nível de tensão - Campus da Liberdade – Cenário 1



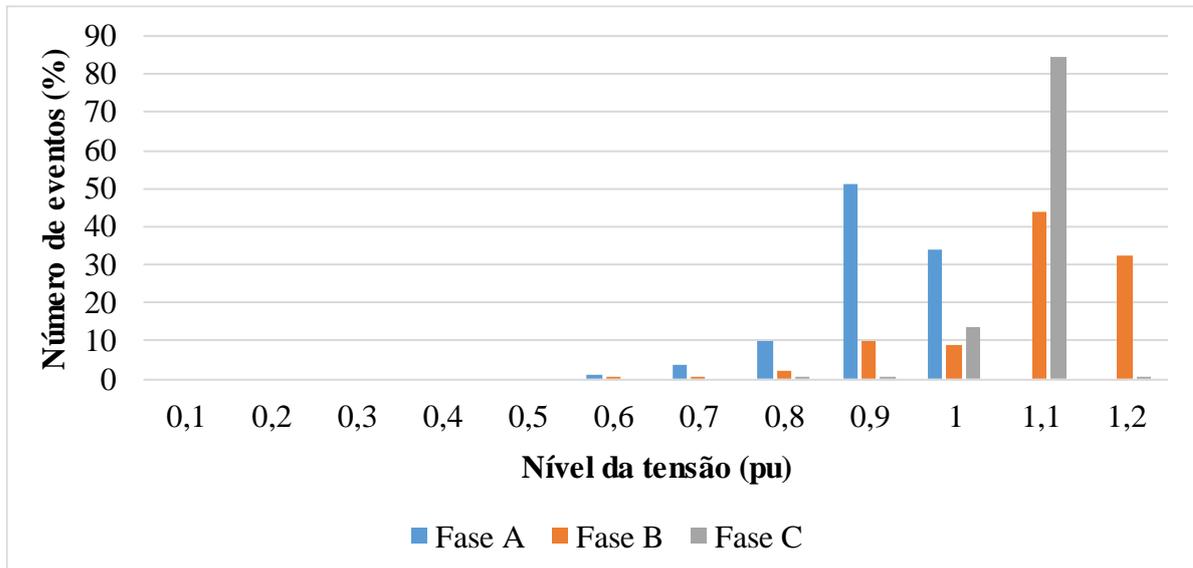
Fonte: autor.

Figura 48 - Frequência de variações de tensão por nível de tensão - Campus da Liberdade – Cenário 2



Fonte: autor.

Figura 49 - Frequência de variações de tensão por nível de tensão - Campus da Liberdade – Cenário 3



Fonte: autor.

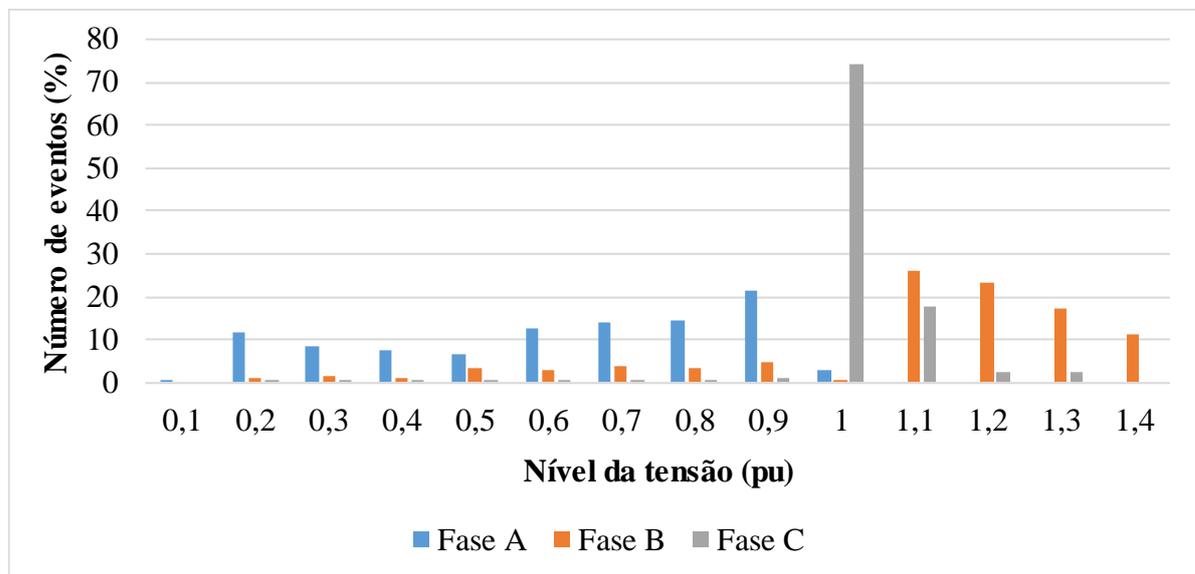
#### 5.2.4 Barra TAI755 – ponto extremo ao final do alimentador

A Figura 50, apresenta a frequência de variação de tensão no último caso analisado no cenário 1, correspondendo a um ponto extremo ao final do alimentador (Barra TAI7553 – Pacoti-CE). A barra em questão é interligada à barra da subestação por uma linha de

comprimento total de 27,522 km. Neste caso, fica bastante claro que os pontos mais a jusante do alimentador são atingidos por afundamentos mais severos que em outros pontos, uma vez que sofrem o efeito acumulado de todas as faltas que ocorrem à montante. Observam-se afundamentos em todas as fases, com magnitudes variando de 0,1 a 0,9 p.u. Neste caso, observa-se ainda a presença de interrupções (tensões menores que 1,0 p.u.) na fase A, com magnitude de 0,81 p.u. Há ocorrência de elevações de tensão nas fases B e C, com valores máximos para estas fases de, respectivamente, 1,32 e 1,25 p.u.

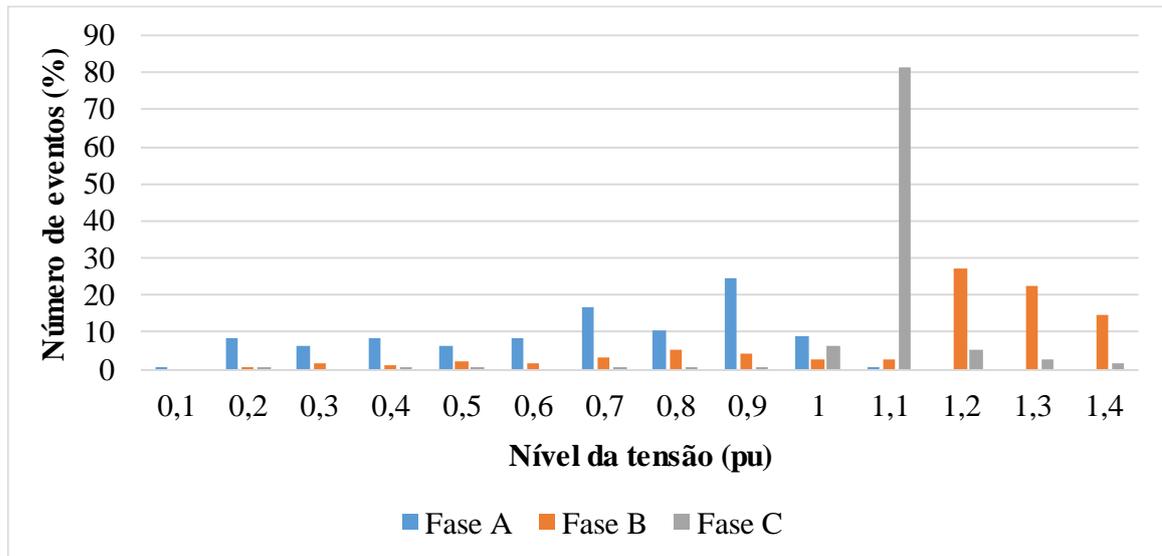
A Figura 51 mostra a frequência de variações de tensão para a barra TAI7553, equivalente a ponto ao final do alimentador, considerando o cenário 2. Observa-se que a inserção de geração fotovoltaica, proporciona uma diminuição da quantidade total de afundamentos, de aproximadamente 6,5% em relação ao cenário 1. Entretanto, ainda são observados afundamentos em todas as faixas de magnitudes, bem como eventos de interrupção (observados na fase A). Em contrapartida, há um aumento de 48,5% do total de casos de elevação de tensão em relação ao cenário 1. Para o cenário 2, a magnitude máxima das elevações ocorre na fase B, com um valor de 1,44 p.u.

Figura 50 - Frequência de variações de tensão por nível de tensão - Barra TAI7553 (Pacoti - CE) – Cenário 1



Fonte: autor.

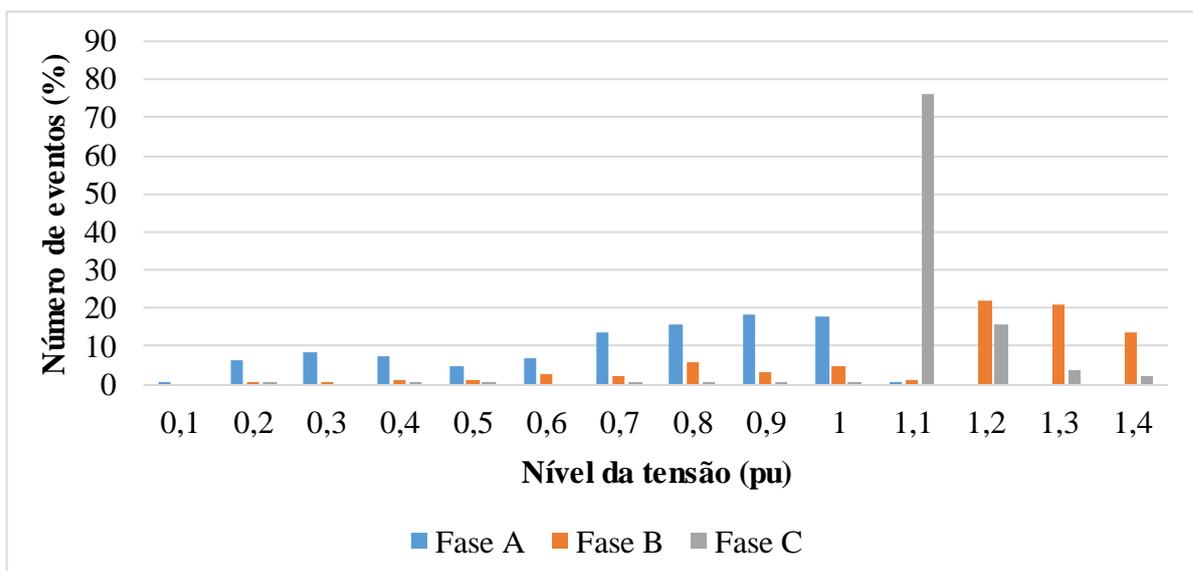
Figura 51 - Frequência de variações de tensão por nível de tensão - Barra TAI7553 (Pacoti - CE) – Cenário 2



Fonte: autor.

A Figura 52 mostra a frequência de variações de tensão para a barra TAI7553, ponto ao final do alimentador, considerando o cenário 3. Comparando o cenário 3 ao cenário 2, manteve-se o comportamento já observado entre os cenários 2 e 1, com uma diminuição da quantidade total de afundamentos de tensão, aumento do número de elevações de tensões e incidência de eventos de interrupção na fase A. A maior elevação observada foi de 1,51 p.u. na fase B.

Figura 52 - Frequência de variações de tensão por nível de tensão - Barra TAI7553 (Pacoti - CE) – Cenário 3



Fonte: autor.

### 5.3 Resultados da análise de desequilíbrio de tensão

Para cada um dos três cenários considerados foram calculados o fator de desequilíbrio, descrito no módulo 8 do PRODIST, apresentado na equação (10) e o índice NEMA, equivalente à equação (11). O resumo dos referidos cálculos estão disponíveis na Tabela 22.

Em nenhum dos casos analisados, o fator de desequilíbrio superou o limite de 2,0% proposto por ambas as metodologias de cálculo (ANEEL, 2018; PAULILO, 2005). Observa-se ainda que conforme as cargas são distribuídas de forma cada vez menos uniformes, o fator de desequilíbrio apresenta valor mais elevado.

Adicionalmente, nota-se que quanto mais à jusante da subestação, maior é o desequilíbrio observado, considerando os cenários 2 e 3, ou seja, quando há geração fotovoltaica inserida de forma não uniforme entre as fases do sistema. Esse comportamento não é observado no cenário 1, no qual o ponto extremo do alimentador representado pela barra TAI7553 apresentou o menor valor de desequilíbrio.

Tabela 22 - Fator de desequilíbrio para os cenários estudados utilizando metodologias do PRODIST e índice NEMA

Localização correspondente	Fator de desequilíbrio (%)					
	Cenário 1		Cenário 2		Cenário 3	
	PRODIST	NEMA	PRODIST	NEMA	PRODIST	NEMA
Barra de referência do alimentador	0,00092	0,00086	0,14740	0,14020	0,33010	0,29280
Campus das Auroras - UNILAB	0,00112	0,00102	0,17970	0,17400	0,40250	0,36790
Campus da Liberdade - UNILAB	0,00228	0,00219	0,39030	0,38900	0,87410	0,87370
Barra TAI7553 (Pacoti-CE)	0,00041	0,00041	0,84950	0,81920	1,89900	1,89600

Fonte: autor.

## 6 CONCLUSÕES

Utilizando o *OpenDSS* para modelar o alimentador ACP01C3 da subestação Acarape foi possível analisar o efeito de diferentes cenários de inserção de GD fotovoltaica nos níveis de tensão, bem como os impactos causados pela ocorrência de faltas e também em termos de desequilíbrio de tensão.

A partir de seus resultados, foi possível realizar uma análise em termos de cargas e níveis de tensão considerando diferentes cenários. De acordo com os resultados das simulações, a inserção de GD fotovoltaica no Campus das Auroras não impacta, pelo menos de forma negativa, nos níveis de tensão em regime permanente nos pontos analisados (Campi da Liberdade e das Auroras). Além disso, conclui-se que o alimentador tem capacidade para receber maiores níveis de inserção de GD fotovoltaica, uma vez que em nenhuma das simulações realizadas os valores de tensão sequer superaram a marca de 1,0 p.u., ou seja, razoavelmente aquém do limite superior permitido pela ANEEL.

Observou-se que a presença de geração fotovoltaica colabora para o controle dos impactos causados na tensão por faltas em outros pontos do alimentador. Nota-se ainda que em determinados pontos mais afastados da subestação, considerando o estudo de faltas realizado pelo método de Monte Carlo, há um aumento dos níveis de tensão, evidenciado pela diminuição da quantidade de eventos de afundamento de tensão e pelo aumento dos casos correspondentes a fenômenos de elevação de tensão.

Deve-se ressaltar, entretanto, que as simulações resultaram em um número maior que o esperado de eventos de elevações de tensão, uma vez que, na prática, este tipo de distúrbio é bem menos frequente que a ocorrência de afundamentos. Esse fato pode ser decorrente dos valores de impedância aplicados nesta análise (valores aleatórios com distribuição de probabilidade normal, com média de  $5 \Omega$  e desvio padrão de  $1 \Omega$ ). Tais valores podem ter sido muito altos, considerando que no Brasil o tipo de aterramento utilizado é o solidamente aterrado.

No entanto, chama-se atenção para o fato de que os resultados podem refletir uma situação na qual o aterramento do sistema apresenta algum tipo de defeito e, em caso de incidência de faltas, podem ser observados os eventos de elevação de tensão. Os impactos de elevações de tensão são mais severos que os observados em afundamentos, impactando negativamente tanto os consumidores quanto à concessionária. Eventos VTCD, em geral, ocasionam interrupção de produção em clientes industriais, bem como a redução da vida útil ou má operação de equipamentos da rede elétrica. Entretanto, a severidade das elevações de

tensão deve-se principalmente a sua capacidade de causar inutilização total de equipamentos (principalmente aqueles com componentes eletrônicos).

Quanto a análise de desequilíbrio de tensão, constatou-se que mesmo em condições consideradas extremas de distribuição não uniforme de geração fotovoltaica entre as fases do sistema, os índices de desequilíbrio obtidos estão dentro dos valores permitidos. No entanto, tais valores podem ser maiores que os calculados, uma vez que se assumiu apenas a presença de cargas balanceadas na simulação, dada a disponibilidade de dados.

Um ponto especial refere-se à validação dos dados, uma vez que dada a situação incomum na qual o estudo foi realizado (durante a pandemia do COVID-19) a campanha de medição obteve resultados que não representam o comportamento cotidiano do sistema medido (campus das Auroras), ao passo em que os dados relativos às cargas do alimentador foram organizados com base em um período anterior a situação de pandemia. Dessa forma, ao confrontar os dados simulados e medidos observaram-se as divergências já discutidas.

Em trabalhos futuros, pretende-se simular maiores níveis de inserção de GD fotovoltaica no alimentador, considerando mecanismos de regulação de tensão, bem como analisar o impacto em outros pontos mais ao final do alimentador. Além disso, sugere-se para trabalhos futuros: utilização de outros modelos para a geração fotovoltaica em alternativa ao *PVSystem* do *OpenDSS*, como, por exemplo, modelos baseados em predição de dados através do uso de redes neurais; realizar análises do impacto de faltas no sistema de distribuição de modo que seja possível aferir o impacto específico gerado por cada tipo de falta considerado (monofásica, bifásica, trifásica) e; analisar o impacto na rede de distribuição causado por harmônicos gerados pelos inversores.

## REFERÊNCIAS

ABB. **ABB String Inverters PRO-33.0-TL-OUTD 33kW**, 2014.

ALMADA, J. B. **Modelagem, controle e gerenciamento da operação de microrredes com fontes renováveis**. [s.l.] Universidade Federal do Ceará, 2013.

ANEEL. **Resolução Normativa nº 482**. [s.l.: s.n.]. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>>. Acesso em: 19 jan. 2019.

ANEEL. Resolução Normativa nº 794/2017. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional**, v. 8, p. 88, 2018.

ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **PRODIST**. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/prodist>>. Acesso em: 31 jan. 2019.

ANZANELLO JÚNIOR, J. D. **ANÁLISE DE MICROGERAÇÃO FOTOVOLTAICA EM UM SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO UTILIZANDO O OPENDSS**. Porto Alegre: Universidade Federal do Rio Grande do Sul, 2016.

ARAMIZU, J.; VIEIRA, J. C. M. **Analysis of PV generation impacts on voltage imbalance and on voltage regulation in distribution networks**. IEEE Power & Energy Society General Meeting. **Anais...Vancouver: IEEE, 2013** Disponível em: <<https://ieeexplore.ieee.org/document/6672822>>. Acesso em: 15 mar. 2020

BIÂNGULO, L. S. DA S. **Avaliação de perdas na presença de cargas não lineares na rede elétrica utilizando o software opendss**. Brasília: universidade de Brasília - UnB, 2016.

CANADIAN SOLAR. **Datasheet CanadianSolar CS6U 315/320/325/330P**, 2016. Disponível em: <<https://download.aldo.com.br/pdfprodutos/Produto34226IdArquivo4451.pdf>>. Acesso em: 12 nov. 2020

DAI, S.; LI, Q.; LIU, S. **Voltage sag assessment of distribution network with distributed generations**. 2012 Power Engineering and Automation Conference. **Anais...Wuhan: IEEE, set. 2012** Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/document/6612423/>>

DIAS, C. F. DOS S. **Análise dos Impactos da Geração Distribuída em um Alimentador de Média Tensão Utilizando o Software OpenDSS**. Fortaleza: Universidade Federal do Ceará, 2019.

DUGAN, R. **OpenDSS FaultStudy Mode.pdf** KnoxvilleElectrotek Concepts, , 2009.

DUGAN, R. C.; MONTENEGRO, D. **Reference Guide: The Open Distribution System Simulator (OpenDSS) Program Revision: 7.6.5, Build 60+**. Palo Alto: EPRI, 2018.

EGUIA, P. et al. **Use of Generic Dynamic Models for Photovoltaic Plants**. International Conference on Renewable Energy and Power Quality. **Anais...La Coruña: 2017** Disponível em: <[https://www.researchgate.net/publication/316590600\\_Use\\_of\\_Generic\\_Dynamic\\_Models\\_f](https://www.researchgate.net/publication/316590600_Use_of_Generic_Dynamic_Models_f)>

or\_Photovoltaic\_Plants>. Acesso em: 15 jan. 2019

EMBRASUL. **Manual de Instalação e Operação do Analisador de Qualidade de Energia RE8000**. 1. ed. Porto Alegre: Embrasul, 2015.

ENEL DISTRIBUIÇÃO CEARÁ. **Dados do alimentador ACP01C3**, 2020.

EPRI. **OpenDSS PVSystem Element Model. Version 1**. [s.l: s.n.].

EPRI. **OpenDSS PVSystem and InvControl Element Models**. 1. ed. [s.l.] EPRI, 2020.

FREITAS, P. R. R. DE. **Modelos avançados de análise de redes elétricas inteligentes utilizando o software OpenDSS**. São Paulo: Universidade de São Paulo, 2015.

GARCIA, C. P.; ALVES, M. F. Dimensionamento de Compensadores Série Considerando a Frequência de Ocorrência dos Afundamentos. **Anais do IX CBQEE**, n. July, p. 255–259, 2011.

HONORATO, K. DA S. **Simulações Estocásticas de Variações de Tensão de Curta Duração em Sistemas de Distribuição**. Itajubá: Universidade Federal de Itajubá, 2014.

IEC - INTERNATIONAL ELETROTECHNICAL COMMISSION. **IEC 61000 Electromagnetic compatibility (EMC) Part 4-30: TESting and measurement techniques - Power quality measurement methods**. Genebra: [s.n.].

IEEE - INSTITUTO DE ENGENHEIROS ELETRICISTAS E ELETRÔNICOS. **IEEE Std 1159TM-2009 - IEEE Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality**. [s.l: s.n.].

JOINT, B. G. I. G. White Paper on TRANSACTIVE ENERGY RETAIL APPLICATIONS. p. 1–5, 2013.

KAGAN, N.; OLIVEIRA, C. C. B. DE; ROBBA, E. J. **Introdução aos Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica**. 2. ed. São Paulo: Blucher, 2010.

KALOGIROU, S. **Engenharia de Energia Solar: processos e sistemas**. 2. ed. Rio de Janeiro: Elsevier, 2016.

LAZAR, R. D.; CONSTANTIN, A. **Voltage balancing in lv residencial networks by means of three phase pv inverters**. 27th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition. **Anais...**2012

MARTIGNONI, A. **Transformadores**. 8. ed. São Paulo: Globo, 1991.

MARTINEZ, J. A.; MARTIN-ARNEDO, J. Voltage Sag Studies in Distribution Networks — Part III : Voltage Sag Index Calculation. v. 21, n. 3, p. 1689–1697, 2006.

MASSIGNAN, J. A. D. **Estimação de demanda em tempo real para sistemas de distribuição radiais**. São Carlos: Universidade de São Paulo, 2016.

MEDEIROS, R. et al. **Impactos da Geração Distribuída Fotovoltaica na Qualidade de**

**Energia em Rede de Distribuição de Energia Elétrica.** 11th International Conference on Industry Applications. **Anais...**Juiz de Fora: 2014

MELO, L. S.; CAMPINA, U. F. DE; SILVA, A. D. C. **Study of the Behavior of an Electric Power Distribution System under the Influence of Photovoltaic Generation.** VII Simposio Brasileiro de Sistemas Eletricos (SBSE). **Anais...**Niterói: IEEE, 2018

MIT. **The future of solar energy: an interdisciplinary MIT study.** 1. ed. Cambridge: [s.n.].

MULENGA, E. **Impacts of integrating solar PV power to an existing grid Case Studies of Mölndal and Orust energy distribution (10/0.4 kV and 130/10 kV) grids.** Gothenburg: Chalmers University of Technology, 2015.

ONS. **ONS - Operador Nacional do Sistema.** Disponível em: <<http://www.ons.org.br/>>. Acesso em: 19 mar. 2019.

PARENTE, D. et al. **AVALIAÇÃO DE AFUNDAMENTOS DE TENSÃO PARA A REDE DO CAMPUS DO PICI,** 2015.

PARENTE, D. P. **Análise da estabilidade de sistemas elétricos de potência usando modelos genéricos de fontes eólica solar fotovoltaica.** [s.l.] Universidade Federal do Ceará, 2018.

PAULA, G. R. DE. **Modelagem e Análise Estática de um Alimentador Real da CPFL Paulista.** São Carlos: Universidade de São Carlos, 2016.

PAULILO, G. Capítulo III Desequilíbrios de tensão. **O Setor Elétrico,** p. 42–48, 2005.

PEREIRA, F. A. DE S.; OLIVEIRA, M. Â. S. **Curso técnico instalador de energia solar fotovoltaica.** 2. ed. Porto: Publindústria, 2015.

PINHO, J. T.; GALDINO, M. A. **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos.** Rio de Janeiro: CEPEL - CRESESB, 2014.

RADATZ, P. et al. **Assessing maximum DG penetration levels in a real distribution feeder by using OpenDSS.** Proceedings of International Conference on Harmonics and Quality of Power, ICHQP. **Anais...**Belo Horizonte: IEEE, 2016Disponível em: <<https://ieeexplore.ieee.org/document/7783416>>. Acesso em: 15 jan. 2020

REZENDE, P. H. O.; SAMESIMA, M. I. **EFEITOS DO DESEQUILÍBRIO DE TENSÕES DE SUPRIMENTOS NOS MOTORES DE INDUÇÃO TRIFÁSICO.** 2010Disponível em: <<http://www.seer.ufu.br/index.php/horizontecientifico/article/view/4473/11857#:~:text=Motores de Indução%3A Estudos demonstraram,do motor de indução trifásico.&text=Por isso a rede deve,que 1%25 devem ser corrigidos.>>>. Acesso em: 15 abr. 2020

RÜTHER, R. **Edifícios solares fotovoltaicos: o potencial da geração solar fotovoltaica integrada a edificações urbanas e interligada à rede elétrica pública no Brasil.** 1. ed. Florianópolis: UFSC/LABSOLAR, 2004.

SMITH, J. W.; DUGAN, R.; SUNDERMAN, W. **Distribution modeling and analysis of high penetration PV.** IEEE Power and Energy Society General Meeting. **Anais...**Detroit, MI: IEEE,

2011Disponível em: <<https://ieeexplore.ieee.org/document/6039765>>. Acesso em: 14 abr. 2020

SOLANKI, S. K.; RAMACHANDRAN, V.; SOLANKI, J. **Steady state analysis of high penetration PV on utility distribution feeder**. Proceedings of the IEEE Power Engineering Society Transmission and Distribution Conference. **Anais...**Orlando, FL: IEEE, 2012. Disponível em: <<https://ieeexplore.ieee.org/document/6281716>>

SON, F. P. **ESTIMATIVA DE PRODUÇÃO ENERGÉTICA DO SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO DO CAMPUS DAS AURORAS DA UNILAB E A SUA CONTRIBUIÇÃO NA REDUÇÃO DO CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA**. Acarape: Universidade da Integração Internacional da Lusofonia Afro-Brasileira, 2018.

SOUTHERN CALIFORNIA EDISON. **2019 Static Load Profiles**. Disponível em: <<https://www.sce.com/regulatory/load-profiles/2019-static-load-profiles>>. Acesso em: 4 mar. 2020.

TAVARES, M. J. D. S. **Análise do impacto da geração distribuída fotovoltaica com diferentes níveis de penetração em alimentadores de distribuição em média tensão utilizando OpenDSS**. Fortaleza: Universidade Federal do Ceará, 2018.

TELLO-MAITA, J.; MARULANDA, A.; PAVAS, A. **Simulation of Modern Distribution Systems Using Matlab and OpenDSS**. 2019 FISE-IEEE/CIGRE Conference - Living the Energy Transition (FISE/CIGRE). **Anais...**Medellin: IEEE, 2019Disponível em: <<https://ieeexplore.ieee.org/document/8984949>>. Acesso em: 25 mar. 2020

VILLALVA, M.; GAZOLI, J. **Energia solar fotovoltaica: conceitos e aplicações**. 1. ed. São Paulo: Erica, 2012.

WEG. **Transformadores de Distribuição a Óleo**. Disponível em: <[https://www.weg.net/catalog/weg/BR/pt/Geração%2C-Transmissão-e-Distribuição/Transformadores-e-Reatores-a-Óleo/Transformadores-de-Distribuição-a-Óleo/c/GTD\\_TO\\_TOD](https://www.weg.net/catalog/weg/BR/pt/Geração%2C-Transmissão-e-Distribuição/Transformadores-e-Reatores-a-Óleo/Transformadores-de-Distribuição-a-Óleo/c/GTD_TO_TOD)>. Acesso em: 3 mar. 2020.