

UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA MARIA  
CENTRO DE TECNOLOGIA  
CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

Viviane Luíse Silva de Lima

**METODOLOGIA PARA ANÁLISE DE UMA REDE DE DISTRIBUIÇÃO  
UTILIZANDO OPENDSS E PYTHON PARA OBTENÇÃO DE IMPACTOS  
DEVIDO À INSERÇÃO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA FOTOVOLTAICA**

Santa Maria, RS  
2021

Viviane Luíse Silva de Lima

**METODOLOGIA PARA ANÁLISE DE UMA REDE DE DISTRIBUIÇÃO UTILIZANDO  
OPENDSS E PYTHON PARA OBTENÇÃO DE IMPACTOS DEVIDO À INSERÇÃO DE  
GERAÇÃO DISTRIBUÍDA FOTOVOLTAICA**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Curso de Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Santa Maria (UFSM, RS), como requisito parcial para obtenção do grau de **Bacharel em Engenharia Elétrica**. Defesa realizada por videoconferência.

ORIENTADOR: Prof. Daniel Pinheiro Bernardon

Santa Maria, RS  
2021

---

©2021

Todos os direitos autorais reservados a Viviane Luíse Silva de Lima. A reprodução de partes ou do todo deste trabalho só poderá ser feita mediante a citação da fonte.

End. Eletr.: [viviansdelima@gmail.com](mailto:viviansdelima@gmail.com)

**Viviane Luíse Silva de Lima**

**METODOLOGIA PARA ANÁLISE DE UMA REDE DE DISTRIBUIÇÃO UTILIZANDO  
OPENDSS E PYTHON PARA OBTENÇÃO DE IMPACTOS DEVIDO À INSERÇÃO DE  
GERAÇÃO DISTRIBUÍDA FOTOVOLTAICA**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Curso de Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Santa Maria (UFSM, RS), como requisito parcial para obtenção do grau de **Bacharel em Engenharia Elétrica**.

**Aprovado em 3 de setembro de 2021:**

---

**Daniel Pinheiro Bernardon, Dr. (UFSM)**  
(Orientador)

---

**Roberta Razzolini Biazzi, Ma. (UFSM) (videoconferência)**

---

**Gustavo Cordeiro dos Santos, Bel. (UFSM)**

Santa Maria, RS  
2021

## RESUMO

### **METODOLOGIA PARA ANÁLISE DE UMA REDE DE DISTRIBUIÇÃO UTILIZANDO OPENDSS E PYTHON PARA OBTENÇÃO DE IMPACTOS DEVIDO À INSERÇÃO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA FOTOVOLTAICA**

AUTORA: Viviane Luíse Silva de Lima  
ORIENTADOR: Daniel Pinheiro Bernardon

Este trabalho busca identificar os possíveis impactos causados devido à inserção de geração distribuída fotovoltaica em um sistema de distribuição real. Este estudo baseia-se na metodologia de Monte Carlo em que são gerados diversos cenários com variação na localização e na penetração das gerações distribuídas (GD), além de variar o perfil de consumo diário dos consumidores. A análise é feita utilizando o software de simulação Open Distribution System Simulator (OpenDSS) juntamente com a linguagem de programação Python, utilizando a interface Component Object Model (COM) como forma de conexão entre o código de programação e o software. A partir disso, é possível observar que para determinados níveis de penetração as perdas do sistema se tornam menores, no entanto, em níveis mais elevados estas perdas podem aumentar. Também é observado que quando se tem uma quantidade muito elevada de geração, pode-se haver o aumento da tensão, gerando sobretensões na rede. Além disso, o carregamento dos condutores diminuem conforme é inserida a GD na rede. Por fim, percebe-se que a inserção da geração distribuída fotovoltaica pode trazer resultados positivos ou negativos, dependendo do seu nível de penetração.

**Palavras-chave:** Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica. Geração Distribuída. Sistemas Fotovoltaicos. Método de Monte Carlo. OpenDSS. Python. Perdas Técnicas. Sobretensão. Carregamento.

## ABSTRACT

### METHODOLOGY FOR ANALYSIS OF A DISTRIBUTION NETWORK USING OPENDSS AND PYTHON TO OBTAIN IMPACTS DUE TO THE INSERTION OF DISTRIBUTED PHOTOVOLTAIC GENERATION

AUTHOR: Viviane Luíse Silva de Lima

ADVISOR: Daniel Pinheiro Bernardon

This work seeks to identify the possible impacts caused by the insertion of distributed photovoltaic generation in a real distribution system. This study is based on the Monte Carlo methodology in which several scenarios are generated with variation in the location and penetration of distributed generations (GD), in addition to varying the daily consumption profile of consumers. The analysis is performed using the simulation software Open Distribution System Simulator (OpenDSS) together with the programming language Python, using the Component Object Model (COM) interface as a way of connecting the programming code and the software. From this, it is possible to observe that for certain penetration levels the system losses become smaller, however, at higher levels these losses can increase. It is also observed that when there is a very high amount of generation, there may be an increase in voltage, generating overvoltages in the network. In addition, the loading of conductors decreases as the DG is inserted into the network. Finally, it is clear that the inclusion of distributed photovoltaic generation can bring positive or negative results, depending on its level of penetration.

**Keywords:** Electricity Distribution Systems. Distributed generation. Photovoltaic Systems. Monte Carlo method. OpenDSS. Python. Technical losses. Overvoltage. Overload.

## LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 – Espectro da radiação solar. ....	21
Figura 2.2 – Curva típica de irradiância. ....	21
Figura 2.3 – Composição do sistema fotovoltaico. ....	22
Figura 3.1 – Curva de geração do consumidor BT_58030808 ....	26
Figura 3.2 – Curva de carga do consumidor BT_58030808. ....	26
Figura 3.3 – Fluxograma das etapas de simulação ....	28
Figura 3.4 – Função distribuição acumulada ....	30
Figura 3.5 – Fluxograma para a criação das curvas de carga. ....	31
Figura 3.6 – Exemplo de declaração do sistema fotovoltaico. ....	35
Figura 3.7 – Declaração dos parâmetros da geração fotovoltaica. ....	37
Figura 3.8 – Exemplo de declaração de curva de carga. ....	37
Figura 3.9 – Exemplo de declaração de monitor. ....	37
Figura 3.10 – Inicialização da interface COM. ....	39
Figura 3.11 – Indicação do arquivo DSS a ser analisado. ....	39
Figura 3.12 – Declaração das interfaces a serem utilizadas. ....	39
Figura 3.13 – Definição do modo de simulação. ....	40
Figura 3.14 – Definição do modo de simulação. ....	40
Figura 4.1 – Perdas técnicas percentuais obtidas nas simulações ....	42
Figura 4.2 – Tensões máximas e mínimas obtidas na simulação. ....	43
Figura 4.3 – Quantidade de barras com ocorrência de sobretensão. ....	44
Figura 4.4 – Quantidade de ocorrências de carregamento. ....	45

## LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 2.1 – Potência instalada em MW de geração distribuída por ano no Brasil. ...	17
Gráfico 3.1 – Curva de eficiência do inversor. ....	35
Gráfico 3.2 – Fator de Correção vs Temperatura. ....	36
Gráfico 3.3 – Curva de radiação diária. ....	36
Gráfico 3.4 – Curva de temperatura diária. ....	36



## LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1 – Classificações das faixas de tensões.....	19
Tabela 2.2 – Potência instalada em kW por tipo de geração no Brasil.....	20
Tabela 3.1 – Potência total da geração fotovoltaica em relação aos fatores de penetração.....	27

## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

<i>ANEEL</i>	Agência Nacional de Energia Elétrica
<i>BT</i>	Baixa Tensão
<i>CGH</i>	Centrais Geradoras Hidrelétricas
<i>COM</i>	Component Object Model
<i>EOL</i>	Centrais Geradoras Eólicas
<i>FDA</i>	Função Distribuição Acumulada
<i>GD</i>	Geração Distribuída
<i>MT</i>	Média Tensão
<i>ODS</i>	Objetivos de Desenvolvimento Sustentável
<i>ONU</i>	Organização das Nações Unidas
<i>OpenDSS</i>	Open Distribution System Simulator
<i>PRODIST</i>	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
<i>UFV</i>	Centrais Geradoras Fotovoltaicas
<i>UTE</i>	Centrais Geradoras Termelétricas

## SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO</b> .....	<b>12</b>
1.1	OBJETIVOS .....	14
1.2	ORGANIZAÇÃO E ESTRUTURA DO TRABALHO .....	14
<b>2</b>	<b>REFERENCIAL TEÓRICO</b> .....	<b>15</b>
2.1	SISTEMA ELÉTRICO DE POTÊNCIA .....	15
2.2	GERAÇÃO DISTRIBUÍDA .....	16
<b>2.2.1</b>	<b>Fluxo de potência reverso</b> .....	<b>17</b>
<b>2.2.2</b>	<b>Perdas técnicas</b> .....	<b>18</b>
<b>2.2.3</b>	<b>Variação da tensão</b> .....	<b>19</b>
2.3	SISTEMA DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA .....	20
2.4	MÉTODO DE MONTE CARLO .....	22
<b>3</b>	<b>METODOLOGIA</b> .....	<b>24</b>
3.1	CLASSIFICAÇÃO METODOLÓGICA .....	24
3.2	CRITÉRIOS METODOLÓGICOS .....	24
<b>3.2.1</b>	<b>Variáveis estocásticas</b> .....	<b>25</b>
3.3	DESCRIÇÃO DO ALGORITMO DESENVOLVIDO .....	27
<b>3.3.1</b>	<b>Geração dos perfis de carga</b> .....	<b>30</b>
<b>3.3.2</b>	<b>Obtenção das perdas técnicas</b> .....	<b>32</b>
<b>3.3.3</b>	<b>Obtenção dos níveis de tensão</b> .....	<b>32</b>
<b>3.3.4</b>	<b>Obtenção do carregamento</b> .....	<b>33</b>
3.4	IMPLEMENTAÇÃO DA METODOLOGIA UTILIZANDO OPENDSS .....	33
3.5	IMPLEMENTAÇÃO DA METODOLOGIA UTILIZANDO PYTHON .....	38
<b>3.5.1</b>	<b>Análise das perdas técnicas</b> .....	<b>39</b>
<b>3.5.2</b>	<b>Análise dos níveis de tensão</b> .....	<b>40</b>
<b>3.5.3</b>	<b>Análise do carregamento</b> .....	<b>40</b>
<b>4</b>	<b>RESULTADOS</b> .....	<b>42</b>
<b>5</b>	<b>CONSIDERAÇÕES FINAIS</b> .....	<b>46</b>
	<b>REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS</b> .....	<b>47</b>

## 1 INTRODUÇÃO

Há um aumento anual na demanda por energia elétrica no Brasil. O consumo total de energia elétrica no Brasil no mês de dezembro de 2020 foi de 41.884 GWh, tendo um aumento de 2,8% em comparação ao mesmo mês de 2019, além disso, apresentou o maior consumo registrado para o mês de dezembro desde 2004 (EPE, 2021).

No entanto, esse aumento no consumo de energia elétrica faz com que haja um crescimento na utilização de fontes não renováveis, pois representa a maior parcela da matriz energética brasileira e mundial. Na matriz energética brasileira tem-se um consumo de energia não renováveis (carvão, petróleo e gás natural) de aproximadamente 52,4%, enquanto que o consumo mundial é de 81,2% (IEA, 2018).

Um valor bastante elevado na utilização de combustíveis fósseis contribui para o agravamento do efeito estufa, fenômeno responsável pelo aquecimento global. Além dos danos ao meio ambiente, essa fonte de energia que é usada excessivamente está se esgotando rapidamente, pois é um recurso que pode demorar milhões de anos para se restituir. Tal fato torna cada vez mais difícil o atendimento da demanda total exigida hoje e futuramente. (PINTO, 2018)

[...] combustíveis fósseis e suas emissões de gases de efeito estufa provocam mudanças drásticas no clima. Atender às necessidades da economia e proteger o meio ambiente é um dos grandes desafios para o desenvolvimento sustentável. Nesse sentido, o ODS 7 reconhece a importância e traça metas focadas na transição energética, de fontes não renováveis e poluidoras, para fontes renováveis limpas [...] (AGENDA, 2030)

A Agenda 2030, instaurada pela Organização das Nações Unidas (ONU), busca, através do Objetivo 7, "Assegurar o acesso confiável, sustentável, moderno e a preço acessível à energia para todos." (ONU, 2015). Dessa forma, destaca-se a importância do acréscimo de geração de energia com fontes renováveis como forma de suprir o crescimento da demanda e conseqüentemente reduzir a emissão dos gases de efeito estufa. Segundo McKinsey & Company (2021), até 2035 estima-se que mais de 50% da geração de energia no mundo será proveniente de fontes renováveis.

Dentre as fontes de energia renováveis que se destacam está a energia solar. O Sol apresenta diversas vantagens quando utilizado para geração de energia, visto que é uma

fonte inesgotável. A transmissão da energia solar em direção a Terra é feita através da radiação eletromagnética de ondas curtas. Esta radiação pode ser convertida em energia útil (eletricidade) utilizando-se de tecnologias de células fotovoltaicas. (JUNIOR; REIS, 2016).

Os sistemas fotovoltaicos contêm células solares capazes de converter a energia solar diretamente em eletricidade. Cada célula solar é composta por camadas de material semicondutor. Quando a radiação solar incide sobre uma célula solar é gerado um potencial elétrico (tensão) através das camadas de material semicondutor. Esse potencial é responsável pela circulação de corrente elétrica por um circuito externo quando este é fechado. (JUNIOR; REIS, 2016)

A fonte de energia solar é abundante e seu uso na geração de eletricidade não apresenta risco de poluição (PINTO, 2018). Segundo Junior e Reis (2016) os sistemas fotovoltaicos possuem grande durabilidade podendo chegar até 25 anos de vida útil. Pinto (2018) afirma que em lugares remotos e de difícil acesso é vantajoso o uso de sistemas de geração de energia fotovoltaica, não sendo necessários gastos com redes de transmissão. Outra vantagem é que esse sistema exige o mínimo de manutenção.

No Brasil, por ser um país tropical, a utilização de geração de energia solar é viável em praticamente todo o território. No entanto, esse sistema pode apresentar algumas desvantagens como o custo de investimento inicial elevado. Além de possuir intermitência de geração, sendo que a produção de energia pode variar conforme a situação climática, dependendo se está chovendo ou nevando, por exemplo. Além disso, nesse tipo de geração, a energia não pode ser produzida durante os períodos da noite, apenas durante o dia. (PINTO, 2018).

Aliado ao avanço da geração solar está a possibilidade de geração mais próxima dos centros de consumo. Um sistema descentralizado com geração de energia localizada perto das cargas é característica da Geração Distribuída (MOREIRA, 2019). Segundo Reis (2011) "Ela pode pertencer a um autoprodutor, um produtor independente de energia elétrica, à própria concessionária, ou a parcerias dos mesmos.". Dentre as vantagens apresentadas pela GD estão a diminuição nos investimentos em transmissão e distribuição, maior confiabilidade e qualidade de energia, além de ser possível atender às áreas remotas que possuam pouca densidade de carga (REIS, 2011).

Contudo, a inserção de gerações próximas ao consumidor pode gerar maior complexidade do planejamento e na operação do sistema elétrico, visto que, o mesmo foi pro-

jetado para operar de forma centralizada. Além disso, a geração distribuída pode causar diversos impactos como níveis de curto circuito, níveis de tensão, fluxo de potência, confiabilidade, ilhamento, harmônicos, entre outros. (BOREM; VASCONCELOS, 2016). Dessa forma, com o aumento da geração distribuída fotovoltaica é necessário buscar entender os possíveis impactos causados por esta.

## 1.1 OBJETIVOS

O objetivo principal do presente trabalho é analisar os impactos resultantes devido à inserção de geração fotovoltaica em um sistema elétrico de distribuição. Tem-se como intuito utilizar a metodologia de Monte Carlo para a alocação das gerações nas cargas e para a variação dos perfis de consumo dos consumidores. Este método é aplicado utilizando a linguagem de programação Python e o *software* Open Distribution System Simulator através da interface Component Object Model . A finalidade dessa implementação é que seja possível verificar as variações e violações de tensão, as perdas técnicas e o carregamento de condutores ao final das simulações feitas pelos *softwares* utilizados.

## 1.2 ORGANIZAÇÃO E ESTRUTURA DO TRABALHO

Este trabalho está organizado em cinco capítulos. No primeiro é feita a contextualização e ambientação do tema, identificando o problema a ser examinado e os objetivos a serem atendidos, além de apresentar a justificativa e a importância do desenvolvimento da pesquisa. O segundo capítulo contém uma revisão de literatura acadêmica, abordando os assuntos mais importantes para o desenvolvimento do estudo. A classificação quanto a natureza, a abordagem, aos objetivos e aos procedimentos é apresentada no capítulo três, sendo mostrado também o cenário a ser analisado e as etapas desenvolvidas na pesquisa. No capítulo quatro são expostos os dados coletados e é feita uma discussão quanto aos resultados obtidos. Por fim, no capítulo cinco são feitas as conclusões a respeito dos objetivos alcançados e da consequência da pesquisa, das suas contribuições para a academia e para empresas, das suas limitações e dos possíveis estudos futuros.

## 2 REFERENCIAL TEÓRICO

Neste capítulo serão abordados os conceitos relevantes para a realização da pesquisa exposta neste trabalho, além de resultados pertinentes apresentados por outros autores. Então, serão apresentados conceitos como a composição do sistema elétrico, a geração distribuída e seus impactos, o sistema de geração fotovoltaico e o método de Monte Carlo.

### 2.1 SISTEMA ELÉTRICO DE POTÊNCIA

O sistema elétrico de potência tem como objetivo disponibilizar energia elétrica de qualidade aos consumidores de forma eficiente. Tal sistema engloba, de forma geral, a geração, a transmissão e a distribuição de energia elétrica. (BARROS; BORELLI; GEDRA, 2014). A geração é responsável por transformar determinada forma de energia em energia elétrica através das usinas elétricas. Na transmissão, é onde ocorre o transporte da energia gerada em alta tensão, com o objetivo de chegar ao destino com as perdas reduzidas. Por fim, na distribuição, a tensão é reduzida à níveis que o consumidor possa usufruir, ou seja, é nesta etapa que é entregue a energia elétrica aos usuários. (BARROS; BORELLI; GEDRA, 2014)

A geração de energia consiste nas centrais geradoras em que alguma forma específica de energia será convertida em energia elétrica. Dentre algumas usinas existentes, destacam-se: hidráulica, térmica a vapor, a gás, eólica e fotovoltaica. (ROBBA et al., 2020). Grande parte das gerações utilizam máquinas elétricas rotativas, geradores síncronos ou alternadores para realizar a conversão de energia. (OLIVEIRA et al., 2000)

O sistema de transmissão possui como função principal o transporte da energia elétrica desde a geração até o centro de consumo. Como as distâncias a serem percorridas nesse percurso são normalmente muito longas se faz necessário a elevação da tensão, com o objetivo de reduzir as perdas por efeito Joule. A transmissão é composta basicamente por subestações transformadoras e linhas de transmissão que fazem o transporte da energia. As subestações transformadoras são divididas em elevadora e abaixadora, sendo

a primeira responsável por elevar a tensão da transmissão, e a segunda responsável por rebaixar a tensão para a distribuição. (ROBBA et al., 2020)

As linhas da rede de transmissão chegam até as estações transformadoras de distribuição, onde o nível de tensão é rebaixado para valores adequados para a rede de distribuição. Tais tensões ainda não são pertinentes para o consumo direto dos consumidores, devido a isso, são instalados transformadores nos postes do sistema. Além disso, a rede de distribuição pode ser dividida em rede primária, com tensões entre 2,3 kV e 44 kV, e secundária, de 110 V a 440 V. Na primária normalmente irão conectadas unidades consumidores com uma potência mais elevada, enquanto na secundária são ligadas cargas normalmente residenciais e de comércio pequenos. (BARROS; BORELLI; GEDRA, 2014)

## 2.2 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Um sistema elétrico com geração distribuída é caracterizado pela geração de energia elétrica localizada próxima dos centros de consumo, sem a necessidade de linhas de transmissão e de distribuição para levar a energia até o consumidor final (MOREIRA, 2019). A inserção de GD na rede vem sendo cada vez mais atraente. Isso por conta da redução de custos em transmissão e distribuição, da maior qualidade e confiabilidade de energia e da possibilidade de atender áreas remotas (REIS, 2011). A geração distribuída pode ser dividida em micro geração, quando a potência instalada for menor ou igual a 75 kW, ou mini geração quando potência instalada for superior a 75 kW e menor ou igual a 5 MW. (ANEEL, 2012)

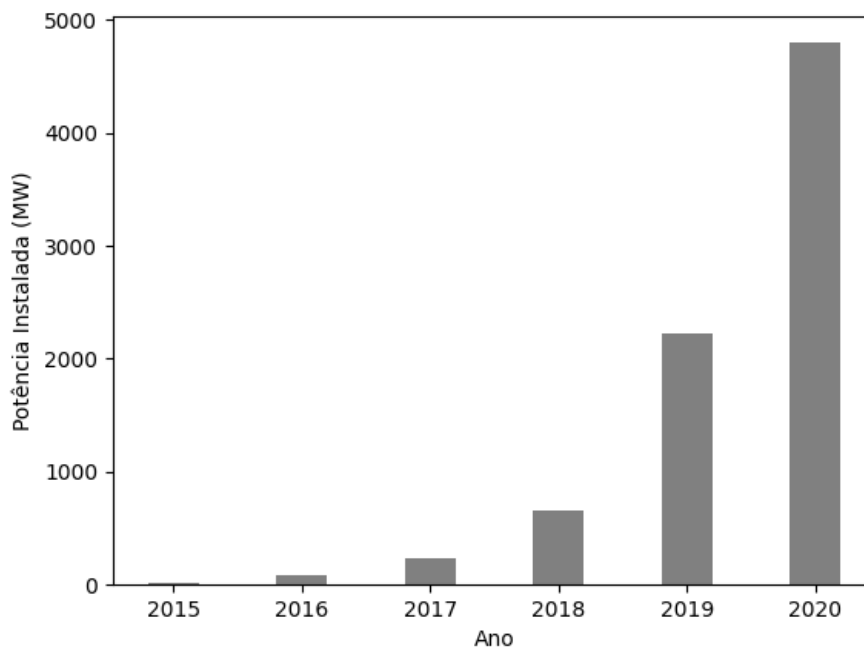
A Resolução Normativa da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) N° 482/2012 permitiu que o consumidor brasileiro pudesse gerar a sua própria energia elétrica, fornecendo o excedente para a rede de distribuição. A energia ativa injetada no sistema pela unidade consumidora é "emprestada" à distribuidora de forma que o cliente gera créditos de energia que podem ser consumidos quando for necessário dentro de um prazo estipulado. A Resolução Normativa (RN) N° 482 traz informações a respeito da implementação da micro geração e mini geração distribuída nos sistemas de distribuição, da compensação de energia e entre outras considerações. Esta RN foi posteriormente revisada e atualizada



para a Resolução Normativa N° 687/2015. (ANEEL, 2012)

A geração distribuída inserida no sistema elétrico brasileiro vem aumentando ano após ano, conforme é possível verificar no Gráfico 2.1. O Brasil já possui mais de 5 GW de potência instalada em geração distribuída (ANEEL, 2021). No entanto, como o sistema elétrico não foi projetado para operar com geração descentralizada, a adoção de uma geração distribuída pode trazer diversos impactos relacionados à fluxo reverso, carregamento das linhas, perdas no alimentador e bem como variações de tensão.

Gráfico 2.1 – Potência instalada em MW de geração distribuída por ano no Brasil.



Fonte: Adaptado de ANEEL (2021)

### 2.2.1 Fluxo de potência reverso

De forma geral, a energia elétrica flui no sentido da subestação em direção ao consumidor. Entretanto, quando se tem a inserção de geração distribuída no sistema, a potência gerada pela GD poderá, em alguns momentos do dia, ser maior do que a consumida pela carga a qual está conectada. Nesses casos, a energia excedente é injetada na rede de distribuição, podendo se distribuir pelo sistema local ou então em casos com

geração muito elevada, fluir no sentido da carga para a subestação. Tal fenômeno que inverte o sentido do fluxo de energia é conhecido como fluxo reverso. (CORREA, 2020).

No caso da geração solar, o pico de energia produzida ocorre durante o período do dia, momento em que normalmente há carga média por parte do consumidor. Este fato propicia a ocorrência de fluxo reverso nesses instantes, visto que a potência produzida excederá a consumida. (KATIRAEI; AGUERO, 2011).

No estudo realizado por Vieira et al. (2018) foi realizada a inserção de geração distribuída fotovoltaica em um sistema de distribuição. Como resultado, eles perceberam cenários com aumento no carregamento dos alimentadores e nas perdas técnicas. Isso acontecia devido ao fluxo de potência reverso causado pela potência de geração ter sido maior que a consumida pela carga.

### **2.2.2 Perdas técnicas**

As perdas técnicas no sistema de distribuição de energia variam de acordo com a corrente elétrica que passa nos condutores e nos equipamentos, ou seja, devido ao carregamento dos mesmos (DIAS, 2019). Ao reduzir o carregamento do alimentador é possível diminuir as perdas técnicas. Através da introdução da geração distribuída em determinados níveis de penetração, permite-se que haja a diminuição da corrente que é transportada do alimentador para a carga. No entanto, se a penetração de GD for muito elevada, poderá resultar em um fluxo de potência reverso, aumentando a corrente que flui no sistema e conseqüentemente as perdas técnicas (KATIRAEI; AGUERO, 2011).

Na pesquisa realizada por Nascimento et al. (2019) foi analisada a operação de dois alimentadores de distribuição, considerando a inserção de GD com níveis de penetração e localizações distintas. Percebeu-se, através do estudo, que a geração distribuída poderia contribuir para a redução das perdas, assim como poderia haver o aumento da mesma no sistema de distribuição, dependendo dos níveis de penetração da geração.

### 2.2.3 Variação da tensão

Em um sistema de distribuição convencional, mesmo sem geração distribuída, ocorre a variação de tensão em suas barras (PALUDO, 2014). Nesse caso, as quedas de tensão ocorrem no sentido do fluxo da subestação para a carga, ou seja, quanto mais próximo dos centros de consumo, menor se tornam os valores de tensão. No entanto, com o aumento da inserção da geração distribuída, as tensões nas barras conectadas às gerações se tornam elevadas, diminuindo as quedas e podendo gerar, até mesmo, sobretensões. (CORREA, 2020). Este fato poderá afetar significativamente a qualidade de energia em casos que a tensão ultrapasse os limites de tensão impostos pela regulamentação da ANEEL.

De acordo com o Módulo 8 dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST), que trata da qualidade da energia elétrica, a tensão a ser contratada junto a distribuidora nos pontos de conexão pelos acessantes atendidos em tensão nominal de operação inferior a 1 kV deve situar-se entre 0,92 pu e 1,05 pu da tensão nominal de operação do sistema no ponto de conexão. Dessa forma, a Tabela 2.1 mostra os valores limites que representam os valores de tensão adequada, precária e crítica.

Tabela 2.1 – Classificações das faixas de tensões.

Tensão de Atendimento (TA)	Faixa de Variação da Tensão de Leitura (pu)
Adequada	$0,92 \leq TL \leq 1,05$
Precária	$0,87 \leq TL < 0,92$ ou $1,05 < TL \leq 1,06$
Crítica	$TL < 0,87$ ou $TL > 1,06$

Fonte: Adaptado de PRODIST - Módulo 8.

Na pesquisa realizada por Gusnanda, Sarjiya e Putranto (2019) considerou-se uma rede real para análise e a inserção de gerações fotovoltaicas distribuídas. Nesta pesquisa foram visualizados os impactos através da alocação dessas gerações no centro e no final do alimentador, realizando a variação da penetração da GD. Através do estudo percebeu-se que os perfis de tensão podem sofrer elevação de acordo com a penetração e a localização da geração fotovoltaica. A pesquisa concluiu que houve melhoramento do perfil de tensão, não havendo diminuição da tensão e nem sobretensão devido à inserção de geração distribuída.

### 2.3 SISTEMA DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA

A Tabela 2.2 apresenta os valores de potência instalada das gerações distribuídas a cada ano no Brasil, sendo separada pelos tipos de fontes de geração. Percebe-se que a geração fotovoltaica é a geração que mais cresce, além de ser a que possui mais representatividade dentro das fontes de energia de geração distribuída.

Tabela 2.2 – Potência instalada em kW por tipo de geração no Brasil.

	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
CGH	0	0	825	1305	325,64	12219	5417	4729	4000
EOL	0	20,4	32,2	62,6	5039,4	5117,5	28,28	44,46	4619,99
UFV	467,22	1474,26	2592,92	9695,14	46760,91	127716,91	399271,83	1528306,38	2538060,26
UTE	0	0	110	719,36	10448,82	11631	17929,7	27793,86	27094,08

Fonte: Adaptado de ANEEL (2021)

Conforme é indicado por Balfour, Shaw e Nash (2019) os sistemas fotovoltaicos podem apresentar diversas vantagens em detrimento de outros tipos de geração, como: menor ocorrência de blecautes devido a falhas de energia, custos de operação e manutenção baixos e maior eficiência em altas altitudes devido à maior radiação solar. No entanto, também existem algumas desvantagens que são destacadas, como o alto investimento inicial necessário para a aquisição dos sistemas fotovoltaicos e a variabilidade do recurso solar. Existem alguns conceitos básicos que envolvem a energia solar fotovoltaica, como a radiação solar, que é transmitida pelo Sol sob forma de ondas eletromagnéticas. Estas ondas possuem diferentes frequências e comprimentos de onda, estando todas presentes no espectro da radiação solar, apresentado na Figura 2.1. É possível aproveitar a energia transportada pelas ondas eletromagnéticas para a geração de energia elétrica, sendo que quanto maior a sua frequência, maior é a energia propagada. (VILLALVA, 2012)

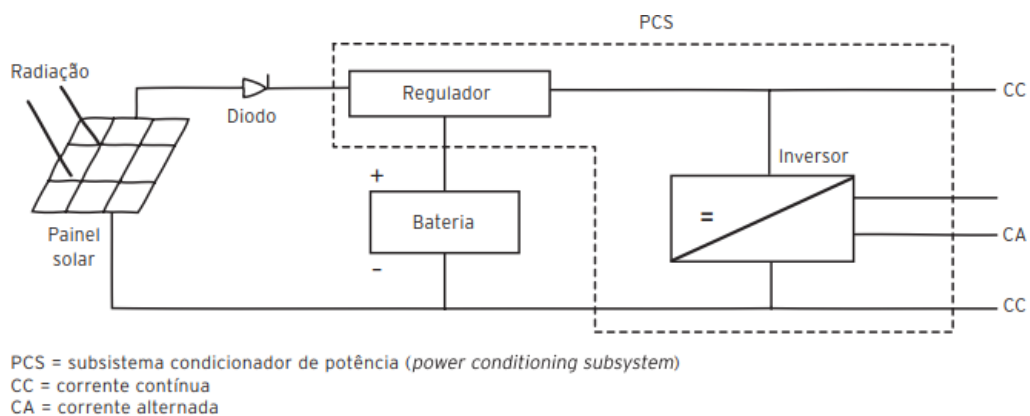
A grandeza responsável pela quantificação da radiação é a irradiância que representa a potência por área na unidade  $W/m^2$ . O valor padrão utilizado no mercado é de  $1000 W/m^2$ , sendo a sua medida muito útil para a verificação da eficiência dos dispositivos e sistemas fotovoltaicos. Na Figura 2.2 está representado um perfil típico de irradiância solar ao longo de um dia. Ao calcular o valor da área abaixo da curva será obtida a insolação que representa a energia recebida do Sol durante o dia por unidade de área na unidade de  $Wh/m^2$ . Tal variável é muito relevante para realizar o dimensionamento dos sistemas fotovoltaicos. (VILLALVA, 2012)



a tecnologia fotovoltaica. (REIS, 2011).

O sistema fotovoltaico é composto, de forma geral, pelo conjunto de módulos fotovoltaicos, regulador de tensão, sistema de armazenamento de energia e inversor. A Figura 2.3 ilustra a composição desse sistema. Estes podem ser divididos em sistemas autônomos e sistemas conectados à rede elétrica. Os sistemas autônomos são aqueles que não são conectados à rede de distribuição, sendo utilizados normalmente em áreas remotas ou em áreas urbanas quando na utilização em iluminação externa, placa sinalizadora, entre outros. Normalmente, esses sistemas apresentam outras formas de gerar energia, em que os geradores necessitam estar integrados entre si. Por outro lado, os sistemas conectados à rede, geralmente não precisam de formas de armazenamento, pois funcionam de forma complementar a energia que vem da rede. (REIS, 2011)

Figura 2.3 – Composição do sistema fotovoltaico.



Fonte: Reis (2011)

## 2.4 MÉTODO DE MONTE CARLO

O método de Monte Carlo foi criado por dois matemáticos, John von Neumann e Stanislaw Ulam, entre os anos de 1947 e 1949. No ano de 1949 foi publicado um artigo com o nome "The Monte Carlo Method" que tratava sobre o método desenvolvido. Além disso, como forma de curiosidade, o nome dado ao método está relacionado com a cidade Monte Carlo, situada no Mônaco, devido à sua fama quanto aos cassinos e jogos de azar que apresentam bastante aleatoriedade. (METROPOLIS, 1987).

De acordo com Yoriyaz (2015) "[...] o método de Monte Carlo é uma ferramenta ma-

temática comumente utilizada em diversos segmentos da ciência e da engenharia para simular problemas que podem ser representados por processos estocásticos.". A simulação de Monte Carlo representa a implementação computacional baseada no método de Monte Carlo. Esta simulação consiste na repetição da simulação e da amostragem dos dados de entrada, analisando estatisticamente os dados de saída resultantes. (RAYCHAUDHURI, 2008). É notório que quanto mais iterações forem realizadas, mais próximos dos valores reais estarão os resultados.

Na implementação da simulação deve-se primeiramente definir a densidade estatística em relação às entradas. Em seguida, amostram-se, de forma aleatória, os valores de entrada de cada distribuição. Com estes valores definidos, é realizada a simulação a qual gera os valores de saída. Depois de repetidas simulações, analisam-se estatisticamente os resultados obtidos e com essa estimativa é possível traçar as ações a serem tomadas para solucionar os problemas encontrados. (RAYCHAUDHURI, 2008).

A simulação de Monte Carlo pode ser utilizada em diversas aplicações como finanças, matemática, física e engenharia (RAYCHAUDHURI, 2008). Além disso, segundo Manso e Silva (2004), esta pode ser dividida em três métodos: sequencial, pseudo-sequencial e não sequencial. Na simulação sequencial, os estados dos componentes são amostrados sequencialmente, e a cronologia dos eventos é considerada na simulação (DIAS, 2014). Devido a isso, a aplicação desta metodologia requer um maior esforço computacional quando comparada a pseudo-sequencial e não sequencial (MANSO; SILVA, 2004).

Na simulação pseudo-sequencial, a amostragem dos estados do sistema é feita de forma não sequencial e a análise das simulações é feita sequencialmente nos estados após os estados do sistema falhado (MELLO; PEREIRA; SILVA, 1994). Este método é uma alternativa para reduzir o esforço computacional. De acordo com os mesmos autores, esta simulação pode ser vinte a trinta vezes mais rápida que a simulação sequencial. Na simulação não sequencial, os estados do sistema são obtidos através de amostragem aleatória do espaço de estados, sendo a cronologia dos eventos irrelevante para este método (DIAS, 2014). Este fato permite que o esforço computacional seja reduzido em relação à simulação sequencial, como mencionado no caso da pseudo-sequencial.

### 3 METODOLOGIA

Neste capítulo será explicado o caráter metodológico adotado, ou seja, a classificação quanto a natureza, a abordagem, aos objetivos e aos procedimentos realizados na pesquisa. Além disso, será mostrado também o cenário a ser analisado, o algoritmo desenvolvido e a sua implementação nos softwares utilizados.

#### 3.1 CLASSIFICAÇÃO METODOLÓGICA

Segundo Gil (2002), a pesquisa básica tem como objetivo gerar conhecimentos sem uma aplicação prática imediata. Diante disso, o estudo em questão se caracteriza como tal, visto que, possui como finalidade prever e compreender melhor determinados fenômenos relacionados à introdução de geração distribuída no sistema de distribuição elétrico. Em relação à abordagem, foi utilizada a quantitativa, pois de acordo com Miguel (2012) tem como base a utilização da linguagem matemática e da objetividade para a obtenção, mensuração e análise dos dados.

Os objetivos da pesquisa são de caráter explicativo, pois segundo Gil (2002) irá "[...] identificar os fatores que determinam ou que contribuem para a ocorrência dos fenômenos.". Por fim, o procedimento realizado é experimental, visto que, apresenta um objeto de estudo em que são selecionadas as variáveis que são capazes de influenciá-lo, além de haver a definição de formas de controle e de observação dos efeitos que a variável produz em tal objeto.(GIL, 2002).

#### 3.2 CRITÉRIOS METODOLÓGICOS

O método utilizado neste trabalho baseia-se na metodologia de Monte Carlo, fazendo-se uso da simulação computacional para a sua implementação. Tal ferramenta se caracteriza pela repetição das simulações e dos sorteios das variáveis com o objetivo de gerar diversos cenários para análise. Destaca-se que quanto mais possibilidades forem geradas,



mais precisos estarão os resultados. (JUNIOR; TABOSA; COSTA, 2011). Os fatores que foram sujeitos à aleatoriedade foram os perfis de carga e as barras com geração distribuída. A implementação da metodologia é realizada através da utilização da linguagem de programação Python e do software de simulação OpenDSS. A interface Component Object Model é a responsável por fazer a comunicação entre estes dois softwares.

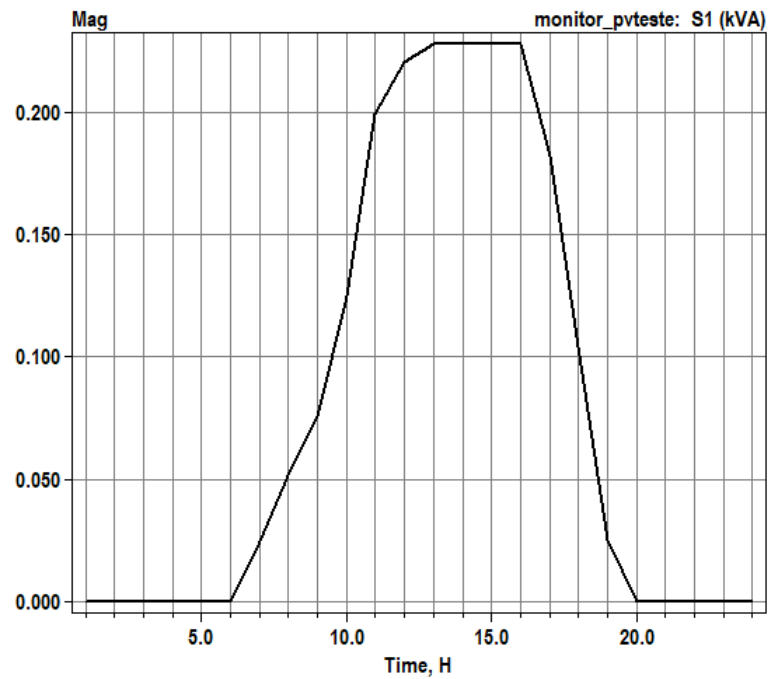
Vale destacar que o objetivo da aplicação da metodologia está em analisar os impactos que o sistema de distribuição estudado pode estar sujeito quando há determinados níveis de geração distribuída fotovoltaica inserida na rede. Os principais pontos a serem observados neste estudo são em relação às perdas técnicas, os níveis de tensão e o carregamento. A ideia principal é entender o que acontece com esses três fatores conforme se aumenta a quantidade de potência advinda dos sistemas fotovoltaicos.

### **3.2.1 Variáveis estocásticas**

O perfil de geração fotovoltaica considerado neste estudo tem caráter determinístico, sem considerar possíveis variações na sua curva. No entanto, o processo de alocação dessas gerações nas barras das cargas é feito de forma estocástica, ou seja, são sorteados quais consumidores estarão recebendo-a. Outro critério probabilístico utilizado na análise são as curvas de cargas, em que são gerados diferentes perfis variando-se os perfis originais dos consumidores, considerando que haja algum tipo de variação no seu consumo de energia elétrica.

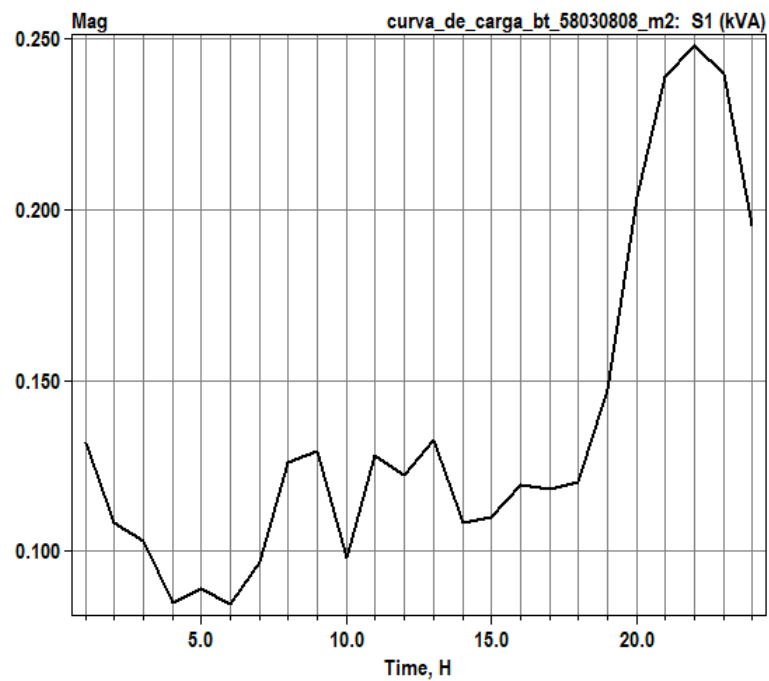
A partir dessas definições, o formato do perfil de geração padrão utilizado nas gerações fotovoltaicas está representado na Figura 3.1. Todas as cargas recebem gerações com este mesmo formato, mudando apenas a potência que varia de acordo com cada carga. O valor de potência foi definido de acordo com o valor da potência pico demandado pela carga em questão. Como exemplo, o perfil de carga representado na Figura 3.2 é do consumidor correspondente que irá receber a geração com o perfil demonstrado na Figura 3.1. Assim, os parâmetros foram escolhidos de forma a considerar uma geração em um dia ensolarado sem muitas nuvens, ignorando a possibilidade de sombreamentos dos módulos fotovoltaicos e presumindo uma ótima geração do sistema.

Figura 3.1 – Curva de geração do consumidor BT\_58030808



Fonte: Própria autora.

Figura 3.2 – Curva de carga do consumidor BT\_58030808.



Fonte: Própria autora.

### 3.3 DESCRIÇÃO DO ALGORITMO DESENVOLVIDO

Inicialmente, para a aplicação da metodologia desenvolvida, define-se o número de simulações que serão realizadas a cada fator de penetração. Nesse caso em específico, optou-se por 300 simulações, pois de acordo com Lustosa et al. (2004 apud JUNIOR; TABOSA; COSTA, 2011) para se ter uma amostra representativa a simulação de Monte Carlo deve ser replicada mais de cem vezes, não havendo limite máximo de simulações. Então, tal quantidade de simulação foi definida considerando o limite de processamento do computador utilizado.

Após isso, determina-se o tamanho do passo dos valores de inserção de geração distribuída fotovoltaica. O fator de penetração representa a quantidade de potência que está sendo injetada a partir das gerações inseridas. Nesta análise, escolheu-se um passo de 10%, considerando desde 0% até 100% de penetração. A potência total advinda da geração fotovoltaica, de acordo com os percentuais, varia conforme indica a Tabela 3.1, sendo tais valores de acordo com a potência total das cargas.

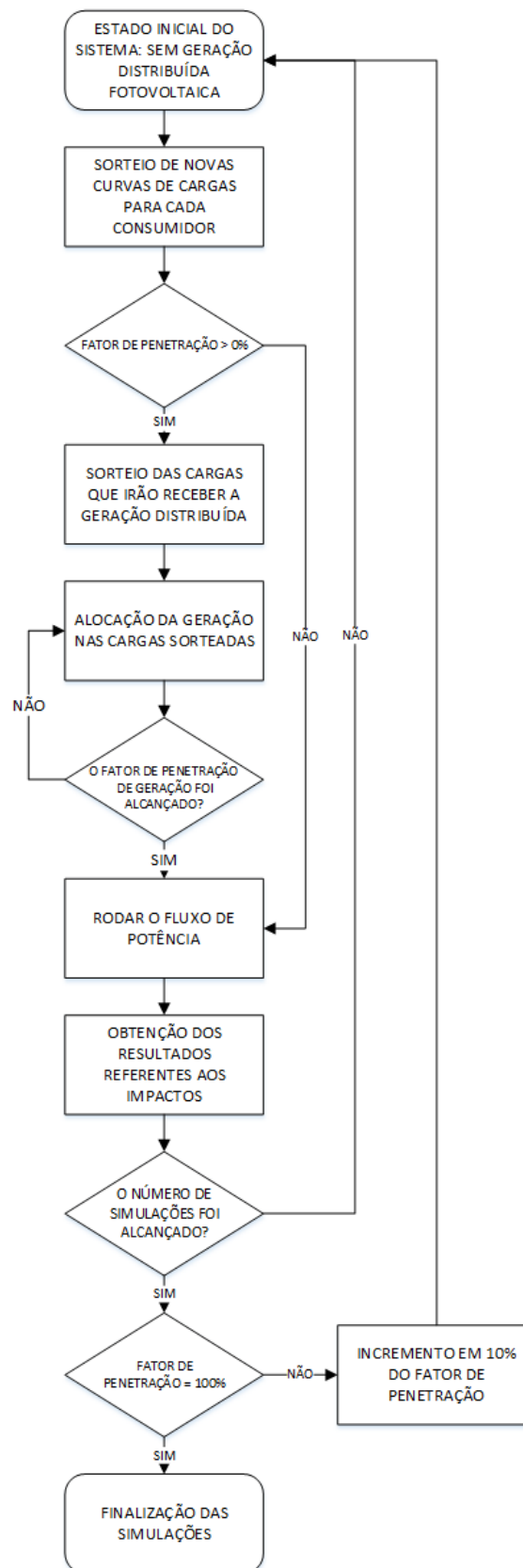
Tabela 3.1 – Potência total da geração fotovoltaica em relação aos fatores de penetração.

Fator de Penetração (%)	Potência Total da Geração Distribuída (kW)
10	391,537
20	783,075
30	1.174,613
40	1.566,151
50	1.957,689
60	2.349,227
70	2.740,764
80	3.132,302
90	3.523,840
100	3.915,378

Fonte: Própria autora.

O fluxograma indicado na Figura 3.3 ilustra todo o processo da simulação do código elaborado em Python. Inicialmente, o sistema de distribuição analisado está com todas as gerações distribuídas fotovoltaicas desabilitadas.

Figura 3.3 – Fluxograma das etapas de simulação



Fonte: Própria autora.

**Etapa 1** - Primeiramente, é feito o sorteio das curvas de cargas para todos os consumidores do sistema elétrico em análise. Todas as 30 variações para cada uma das cargas foram previamente geradas conforme será explicado na subseção 3.3.1. Seleciona-se a primeira carga do sistema e sorteia-se, através da geração de uma variável aleatória, qual das curvas variantes será associada à carga selecionada. Em seguida, seleciona-se a próxima carga do sistema e repete-se o processo, percorrendo todas as cargas do sistema. Esse procedimento é feito para todas as cargas. Dessa forma, é possível considerar de forma estocástica a possibilidade de uma pequena variação no perfil de consumo dessas cargas.

**Etapa 2** - Verifica-se o valor do fator de penetração. Caso esse valor seja igual à 0%, ou seja, 0% de potência advinda das GD, então não deve ser inserida nenhuma geração fotovoltaica no sistema. Caso isso ocorra, a próxima etapa será a realização do fluxo de potência. Porém, se o fator de penetração for maior que 0%, significa que deverá ser inserida as fotovoltaicas, sendo a sua potência total limitada pelo fator de penetração, conforme foi verificado na Tabela 3.1. Neste caso, a próxima etapa será o sorteio de quais cargas estarão recebendo a geração.

**Etapa 3** - Com base na potência total de geração fotovoltaica determinada pelo fator de penetração, são selecionadas aleatoriamente as cargas que irão receber a GD. A partir disso, são habilitadas as fotovoltaicas conectadas aos consumidores sorteados até chegar na geração determinada pelo fator de penetração. Ressalta-se que se o fator de penetração for igual à zero, a etapa de alocação das gerações não é realizada.

**Etapa 4** - Realização do fluxo de potência e obtenção dos resultados de acordo com cada impacto. Os itens 3.3.2, 3.3.3 e 3.3.4 explicam como foi realizada a obtenção desses resultados.

Ao final, todas as gerações fotovoltaicas são desabilitadas e todo o processo explicado anteriormente é repetido diversas vezes de acordo com o número de simulações definido. No momento em que as simulações são finalizadas, o fator de penetração é incrementado e repete-se o processo para o próximo valor de potência de geração até que o fator chegue a 100%.

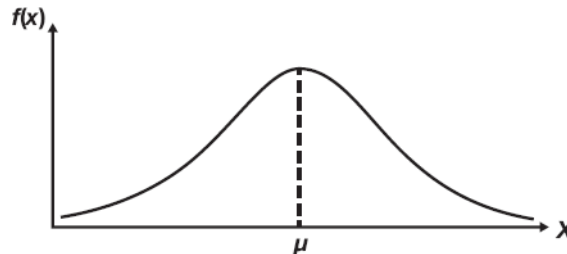
### 3.3.1 Geração dos perfis de carga

Com o objetivo de considerar a possibilidade de variação do perfil de carga dos consumidores, foram geradas curvas de cargas variantes da curva base presente no sistema dado. Para isso, utilizou-se uma função distribuição acumulada (FDA) para cada carga e em cada hora. Optou-se por criar 30 perfis variantes para cada curva de carga original.

A cada hora da curva de carga foi criado uma FDA, utilizando o valor horário presente na curva como o valor médio e usando um desvio padrão de 0,1. Para a criação das funções de distribuição utilizou-se a Equação 3.1, em que  $\sigma$  é o desvio padrão,  $\mu$  é a média. Além disso, estas curvas de distribuição acumulada possuem um formato semelhante ao mostrado na Figura 3.4. A quantidade de pontos utilizada para a criação dessas curvas foi de 100 pontos, sendo que o valor do eixo x variou de  $\mu - 4\sigma$  até  $\mu + 4\sigma$ .

$$f(x) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} e^{-0,5\left(\frac{x-\mu}{\sigma}\right)^2} \quad (3.1)$$

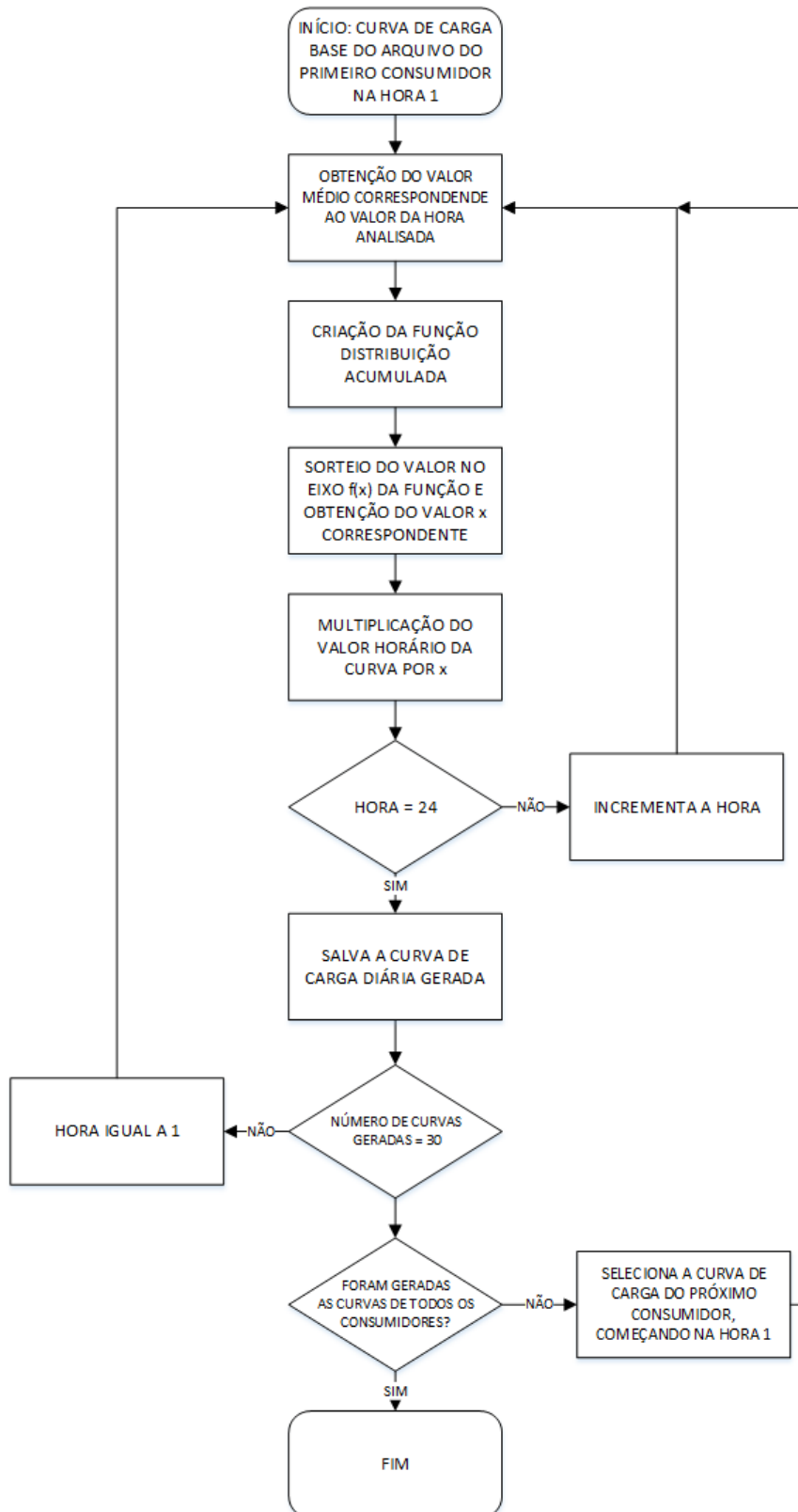
Figura 3.4 – Função distribuição acumulada



Fonte: Oliveira (2017)

Com o objetivo de gerar um valor novo a cada hora, sorteia-se um valor no eixo de  $f(x)$  e obtém-se o valor de  $x$  correspondente. Após isso, o valor encontrado é multiplicado pelo valor base daquela hora específica na curva da carga que está sendo realizado o novo perfil. Após fazer isso nas 24 h, é começado novamente da hora 0 até 24 e feito 30 vezes para gerar os 30 perfis de carga. Para cada consumidor do sistema de distribuição foi realizado o mesmo procedimento detalhado anteriormente. Conforme indica a segunda etapa do fluxograma apresentado na Figura 3.3, em cada uma das simulações uma dessas 30 curvas geradas era sorteada. O fluxograma apresentado na Figura 3.5 exemplifica melhor a forma como as curvas foram geradas.

Figura 3.5 – Fluxograma para a criação das curvas de carga.



Fonte: Própria autora.

### 3.3.2 Obtenção das perdas técnicas

Com o objetivo de obter os valores das perdas técnicas considerando o período de maior geração das fotovoltaicas, aplica-se o fluxo de potência das 10 h às 16 h com um passo de 1 h. A cada simulação, as perdas técnicas percentuais são adquiridas. Tal valor é encontrado fazendo a porcentagem das perdas ativas em relação a potência total das cargas, de acordo com a Equação 3.2.

$$p_i = \frac{100 \cdot P_{Perdas}}{P_{cargas}} \quad [\%] \quad (3.2)$$

Sendo  $p_i$  a perda percentual de acordo com cada simulação,  $P_{Perdas}$  as perdas ativas e  $P_{cargas}$  a potência ativa total das cargas. Ao final de todas as simulações, é realizado a média dos valores obtidos de acordo com cada fator de penetração, conforme indica a Equação 3.3.

$$perdas = \frac{\sum_{i=1}^N p_i}{N} \quad [\%] \quad (3.3)$$

Em que  $perdas$  é o valor médio percentual das perdas para determinado fator de penetração e  $N$  é o número de simulações. Assim, identificam-se os níveis de perdas referentes a cada fator de penetração.

### 3.3.3 Obtenção dos níveis de tensão

Em cada uma das simulações são observados os níveis de tensão das barras com cargas. Tal análise é feita de hora em hora, para isso, realiza-se o fluxo de potência com tamanho de passo de 1h das 0 h às 24 h. De todas as 16.868 cargas são selecionados, a cada simulação, o maior e o menor valor de tensão apresentado. Dessa forma, é possível verificar se está havendo violação de tensão, em um período diário, em algum nível de penetração aplicado.

Além de obter os valores máximos e mínimos das tensões das barras analisadas, obtém-se também a quantidade de barras em que está ocorrendo sobretensão. Então, a cada simulação são adquiridas, em relação as 16.868 cargas, quantas barras tiveram ocorrência de sobretensão. Com isso, analisa-se como essas situações variam conforme



a penetração da geração distribuída fotovoltaica.

### 3.3.4 Obtenção do carregamento

Neste caso, para obter a quantidade de ocorrências de carregamento considerando o período de maior geração das fotovoltaicas, aplica-se o fluxo de potência das 10 h às 16 h com um passo de 1 h. A cada simulação é verificado o valor da corrente em cada linha do sistema e comparado com a corrente limite do condutor dada pelo LineCode da linha. Caso a corrente encontrada passe este limite é considerado uma ocorrência de carregamento. Ao final de todas as simulações foi realizado a média das ocorrências a cada fator de penetração.

## 3.4 IMPLEMENTAÇÃO DA METODOLOGIA UTILIZANDO OPENDSS

Conforme mencionado, a implementação da metodologia será realizada utilizando o software OpenDSS e a linguagem de programação Python. O OpenDSS funciona como o software principal onde está representada toda a rede elétrica, sendo responsável pela execução dos comandos relacionados ao circuito. Já a programação em Python é utilizada como uma mediadora, fazendo a comunicação com o software, enviando comandos para este de forma rápida e facilitada.

A rede de energia elétrica que está sendo estudada foi disponibilizada pela CEEE-D (Equatorial) e pertence a um alimentador da cidade de Tramandaí, Rio Grande do Sul. As curvas de cargas utilizadas representam um dia útil do mês de janeiro, pois representa o período de carga alta com o carregamento máximo do alimentador. Tal rede é composta de 9.775 barras, 16.868 cargas conectadas na baixa tensão (BT) e 26 na média tensão (MT) e está operando em 60 Hz. Ao realizar o fluxo de potência considerando um ciclo diário, obteve-se perdas ativas de 119,531 kW (4,273%). Quanto às tensões, a máxima apresentada é de 1 pu e a mínima de 0,86747 pu, ou seja, não houve ocorrência de sobretensão, apenas de subtensão.

Um dos primeiros elementos declarado no arquivo da rede é o elemento circuito (Circuit) que funciona como uma fonte de tensão, apresentando a magnitude de tensão

de fornecimento e a primeira barra do sistema. Após a definição do circuito, os arquivos DSS disponibilizados possuem o cadastro dos elementos de transporte de energia (PD), como linhas (Line), reatores (Reactor) e transformadores (Transformer), e de elemento de conversão de energia (PC) como cargas, além da declaração de outros elementos de suporte como curvas de carga (LoadShape), parâmetros de linha (LineCode) e medidor de energia (EnergyMeter). Além desses elementos que já vieram definidos no OpenDSS, foi necessário realizar a modelagem e a definição dos sistemas de geração distribuída (PVSystem), das variações das curvas de carga e dos monitores (Monitor) para medição das tensões e das correntes.

A declaração das gerações fotovoltaica é feita através do comando PVSystem no OpenDSS. A Figura 3.6 mostra um exemplo de sistema cadastrado. Para isso, é necessário identificar o nome da geração, além dos seguintes parâmetros:

- phases: número de fases.
- conn: tipo de conexão.
- bus1: barra em que a geração está conectada.
- kv: tensão nominal
- kVA: potência em kVA do inversor.
- irradi: valor de irradiação em  $\text{kW/m}^2$  relacionado com a effcurve.
- Pmpp: potência máxima nominal do painel fotovoltaico para uma irradiância de  $1,0 \text{ kW/m}^2$  e para uma temperatura escolhida.
- temperature: valor de temperatura relacionado com a P-TCurve.
- PF: fator de potência nominal para a potência de saída.
- %cutin: potência de ativação percentual da classificação kVA do inversor.
- %cutout: potência de corte percentual da classificação kVA do inversor.
- effcurve: eficiência em pu pela potência nominal kVA em pu, sendo que a potência de saída do inversor é descontada pelo multiplicador obtido a partir desta curva.
- P-TCurve: pmp em pu pela curva de temperatura

- Daily: formato do perfil base da geração em 24 h.
- Tdaily: formato do perfil base da temperatura em 24 h.

Figura 3.6 – Exemplo de declaração do sistema fotovoltaico.

```
New PVSystem.PV_bt_ipiprs_80159602_m2 phases=1 conn=wye bus1=80159601.1.2
~ kv=0.22 kVA=0.062351 irrads=.98 Pmpp=0.0784500282 temperature=25 PF=1
~ %cutin=0.1 %cutout=0.1 effcurve=MyEff P-TCurve=MyPVst Daily=MyIrrad
~ TDaily=MyTemp
```

Fonte: Própria autora.

Dessa forma, para definir o perfil da geração é necessário determinar as curvas de eficiência do inversor (Gráfico 3.1), do fator de correção de acordo com a temperatura (Gráfico 3.2), de radiação diária (Gráfico 3.3) e de temperatura diária (Gráfico 3.4). Os valores utilizados como base foram escolhidos através do manual do EPRI (2011). O cadastro de cada uma dessas curvas é feito como mostra a Figura 3.7.

Gráfico 3.1 – Curva de eficiência do inversor.

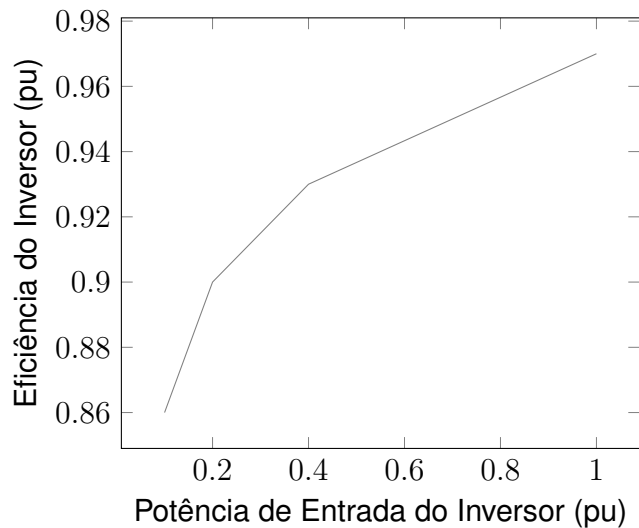


Gráfico 3.2 – Fator de Correção vs Temperatura.

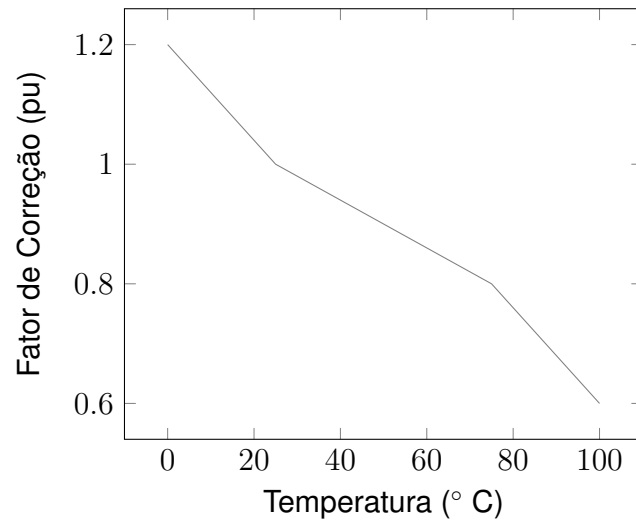


Gráfico 3.3 – Curva de radiação diária.

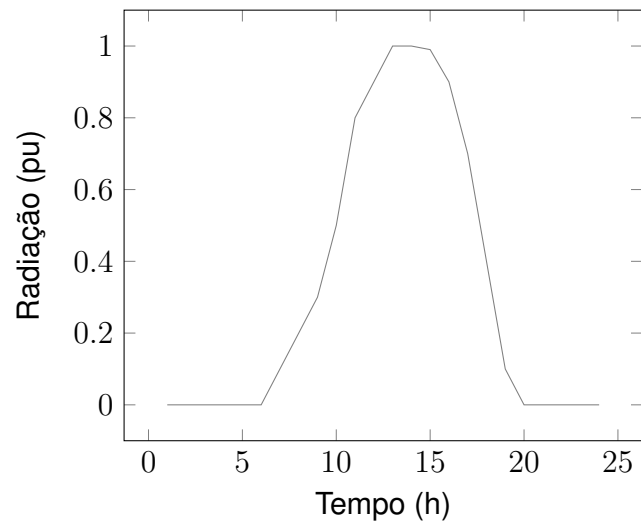


Gráfico 3.4 – Curva de temperatura diária.

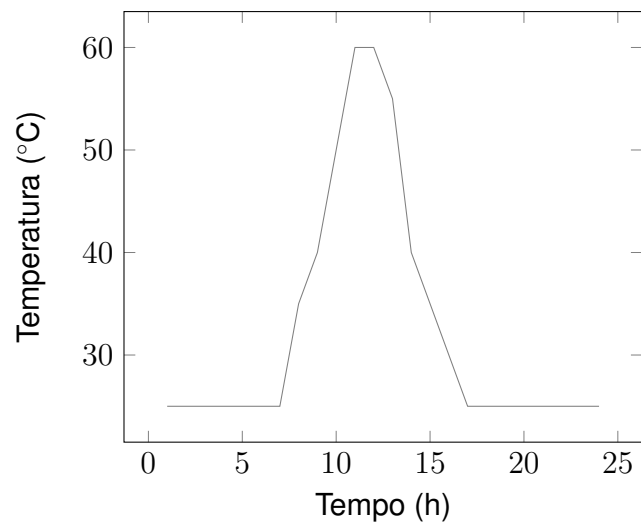


Figura 3.7 – Declaração dos parâmetros da geração fotovoltaica.

```
New XYcurve.MyPVst npts=4 xarray=[0 25 75 100] yarray=[1.2 1 .8 .6]
New Loadshape.MyIrrad npts=24 interval=1
~ mult=[0 0 0 0 0 0 .1 .2 .3 .5 .8 .9 1.0 1.0 .99 .9 .7 .4 .1 0 0 0 0 0]
New XYcurve.MyEff npts=4 xarray=[.1 .2 .4 1] yarray=[.86 .9 .93 .97]
New tshape.MyTemp npts=24 interval=1
~ temp=[25 25 25 25 25 25 25 25 35 40 45 50 60 60 55 40 35 30 25 25 25 25 25 25]
```

Fonte: Própria autora.

Na Figura 3.8 está um exemplo genérico de como as curvas de cargas foram cadastradas no OpenDSS. Definiu-se um nome para a curva e o número máximo de pontos (npts) que será apresentado no vetor que representa os valores do perfil de carga. Além disso, é definido o intervalo de tempo (interval) e o vetor (mult) com os valores que definem a curva e serão multiplicados pela potência ativa gerando a curva de carga. A partir da declaração dos perfis, estes podem ser associados a determinados consumidores.

Figura 3.8 – Exemplo de declaração de curva de carga.

```
New "LoadShape.Nome_da_LoadShape" npts=12 interval=1.0
~ mult=(0.49 0.47 0.46 0.47 0.46 0.46 0.48 0.55 0.61 0.75 0.76 0.88)
```

Fonte: Própria autora.

A Figura 3.9 mostra como os monitores do sistema foram declarados. Em que *monitor\_voltage10002* é nome dado ao monitor, em *element* é colocado o nome do elemento o qual o monitor estará conectado, no *terminal* é inserido o número do terminal do elemento em que está conectado e no *mode* é definido o modo dependendo de que grandezas vão ser obtidas, nesse caso, foi utilizado o modo 0 para obter valores de tensão e corrente pelo monitor. Os medidores foram alocados em todas as barras das cargas presentes no sistema.

Figura 3.9 – Exemplo de declaração de monitor.

```
New monitor.monitor_voltage10002 element=load.mt_33287147_m1 terminal=1 mode=0
```

Fonte: Própria autora.

Após definido todos os arquivos necessários do sistema elétrico no OpenDSS começou-se a ser implementada a metodologia de Monte Carlo através do Python e da interface COM, tal processo será explicado melhor na Seção 3.5. Ao final das simulações são exportados os dados resultantes referentes às perdas, tensão e carregamento.

### 3.5 IMPLEMENTAÇÃO DA METODOLOGIA UTILIZANDO PYTHON

Primeiramente, para aplicação da metodologia, realiza-se a conexão entre o código elaborado em Python e o OpenDSS, com o objetivo de poder efetuar a comunicação entre os dois meios. A interface COM, responsável por essa associação, é inicializada conforme indicam os comandos mostrados na Figura 3.10. Além disso, também é necessário indicar o arquivo DSS que estará sendo analisado, tal processo é feito conforme a Figura 3.11. Em seguida, são criadas as interfaces que serão utilizadas ao longo do código de programação. A Figura 3.12 mostra a sua declaração. São algumas dessas:

- Interface Text: possibilita o envio de comandos para o OpenDSS através de string utilizando a propriedade Command.
- Interface Circuit: utilizada para retornar interfaces como Load, Lines, Solution e ActiveCktElement. Também foi utilizada, através da propriedade Losses, para obter as perdas totais no circuito.
- Interface Solution: classe utilizada para executar o fluxo de potência de acordo com o modo de solução definido através da propriedade Solve.
- Interface Loads: empregada para obter informações e gerar comandos referentes as cargas do circuito. Alguns das propriedades utilizados nessa classe foram:
  - Count: retorna o número de objetos Load ativos no circuito;
  - First: define o primeiro elemento Load como ativo;
  - Next: define o próximo elemento Load como ativo;
  - Name: retorna o nome do elemento Load ativo.
- Interface CktElement: utilizado com o propriedade Powers para retornar o valor de potência em cada condutor de cada terminal do elemento selecionado.

- Interface Monitors: permite a manipulação dos dados obtidos com os monitores declarados. As propriedades utilizados foram:
  - SaveAll: salva todos os buffers do Monitor em seus respectivos fluxos de arquivos;
  - Name: retorna o nome do monitor ativo;
  - Element: retorna o nome completo do elemento que está sendo monitorado;
  - Channel: retorna a matriz que contém os valores medidos.

Figura 3.10 – Inicialização da interface COM.

```
class DSS():
    def __init__(self, end_modelo_DSS):
        self.end_modelo_DSS = end_modelo_DSS
        self.dssObj = win32com.client.Dispatch("OpenDSSEngine.DSS")
```

Fonte: Própria autora.

Figura 3.11 – Indicação do arquivo DSS a ser analisado.

```
objeto = DSS(r"C:\Arquivos\TCC\ArquivoAlimentador\TRA\Master_DU01_5707_TRA_7_-----1-----")
```

Fonte: Própria autora.

Figura 3.12 – Declaração das interfaces a serem utilizadas.

```
self.dssText = self.dssObj.Text
self.dssCircuit = self.dssObj.ActiveCircuit
self.dssSolution = self.dssCircuit.Solution
self.dssLoads = self.dssCircuit.Loads
self.dssCktElement = self.dssCircuit.ActiveCktElement
self.dssMonitors = self.dssCircuit.Monitors
self.dssLines = self.dssCircuit.Lines
```

Fonte: Própria autora.

### 3.5.1 Análise das perdas técnicas

Com o objetivo de obter os valores das perdas técnicas considerando o período de maior geração das fotovoltaicas, aplica-se o fluxo de potência das 10 h às 16 h com um

passo de 1 h. A Figura 3.13 ilustra a função criada no código de programação utilizando a linguagem Python para definir o modo de simulação diário que será utilizado no OpenDSS.

Figura 3.13 – Definição do modo de simulação.

```
def solve_DSS_daily(self):
    self.dssText.Command = "set mode = daily"
    self.dssText.Command = "set number = 7"
    self.dssText.Command = "set stepsize = 1h"
    self.dssText.Command = "set hour = 9"
    self.dssSolution.Solve()
```

Fonte: Própria autora.

### 3.5.2 Análise dos níveis de tensão

A análise dos níveis de tensão é feita de hora em hora, para isso, realiza-se o fluxo de potência com tamanho de passo de 1h das 0 h às 24 h. A Figura 3.14 ilustra a função criada no código de programação utilizando a linguagem Python para definir o modo de simulação diário que será utilizado no OpenDSS.

Figura 3.14 – Definição do modo de simulação.

```
def solve_DSS_daily(self):
    self.dssText.Command = "set mode = daily"
    self.dssText.Command = "set number = 24"
    self.dssText.Command = "set stepsize = 1h"
    self.dssText.Command = "set hour = 0"
    self.dssSolution.Solve()
```

Fonte: Própria autora.

### 3.5.3 Análise do carregamento

Neste caso, para obter a quantidade de ocorrências de carregamento considerando o período de maior geração das fotovoltaicas, aplica-se o fluxo de potência das 10 h às 16 h com um passo de 1 h. A Figura 3.13 ilustra a função criada no código de programação

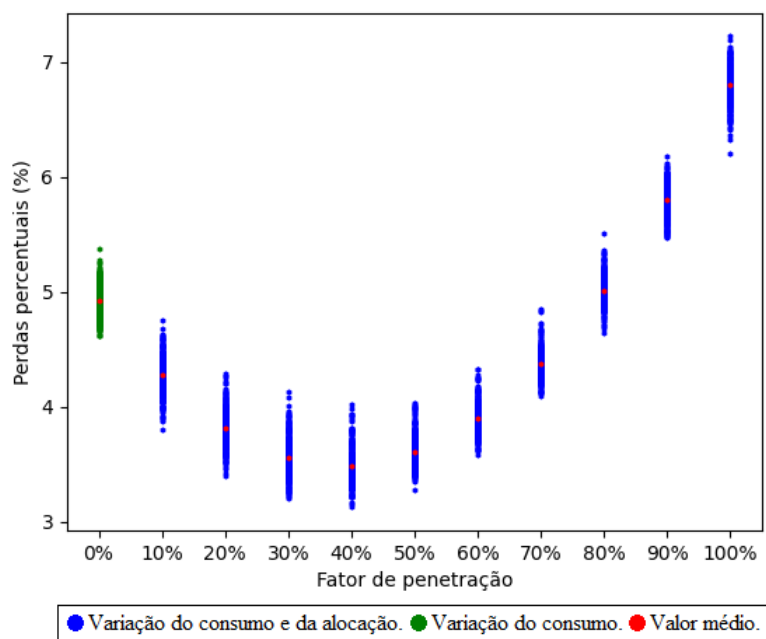


utilizando a linguagem Python para definir o modo de simulação diário que será utilizado no OpenDSS.

## 4 RESULTADOS

Através da análise estocástica utilizando o método de Monte Carlo variou-se os perfis de carga, os consumidores com geração distribuída fotovoltaica e a potência total de geração inserida. A partir disso, foi possível realizar um estudo a respeito dos impactos que surgem na rede quando há determinados níveis de conexão de geração distribuída. Observando a Figura 4.1, os pontos em azul representam todos os valores de perdas técnicas obtidos em cada um dos cenários simulados, e os em vermelho representam a média desses valores para cada fator de penetração. Destaca-se que quando não havia geração distribuída na rede, as perdas técnicas estavam em torno de 4,9%.

Figura 4.1 – Perdas técnicas percentuais obtidas nas simulações



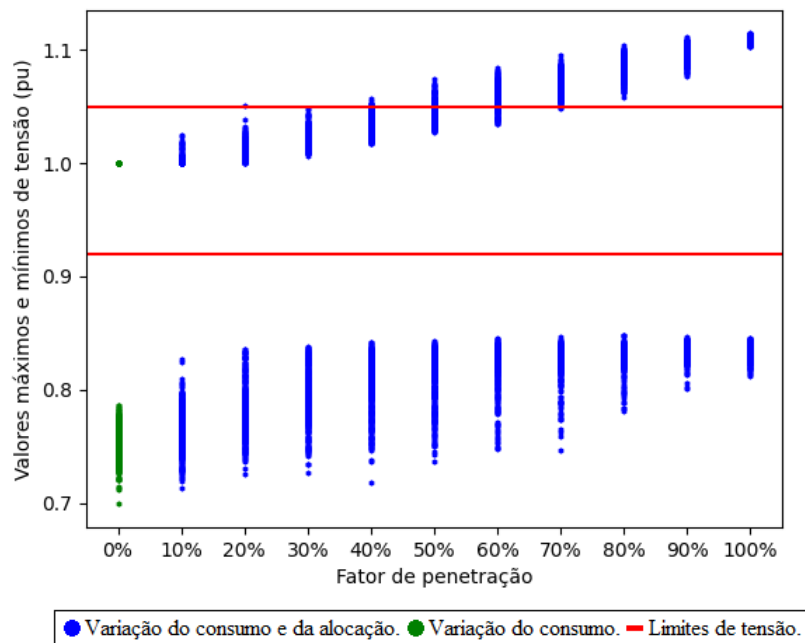
Fonte: Própria autora.

Com o aumento da penetração da geração, os valores de perdas passam a diminuir, chegando a um valor mínimo em 40% de potência de geração e em torno 3,4% de perdas. A partir desse ponto, as perdas começam a aumentar conforme aumenta a quantidade de geração distribuída fotovoltaica, chegando a valores superiores ao caso sem GD. Os valores de perdas começam a exceder o caso base a contar de 80% de geração fotovol-

taica inserida. Com isso, evidencia-se que a inserção de geração fotovoltaica para o caso analisado pode contribuir para a redução das perdas até certo ponto de penetração, no momento em que passa a ter um valor muito alto de geração, estas começam a contribuir para um aumento das perdas.

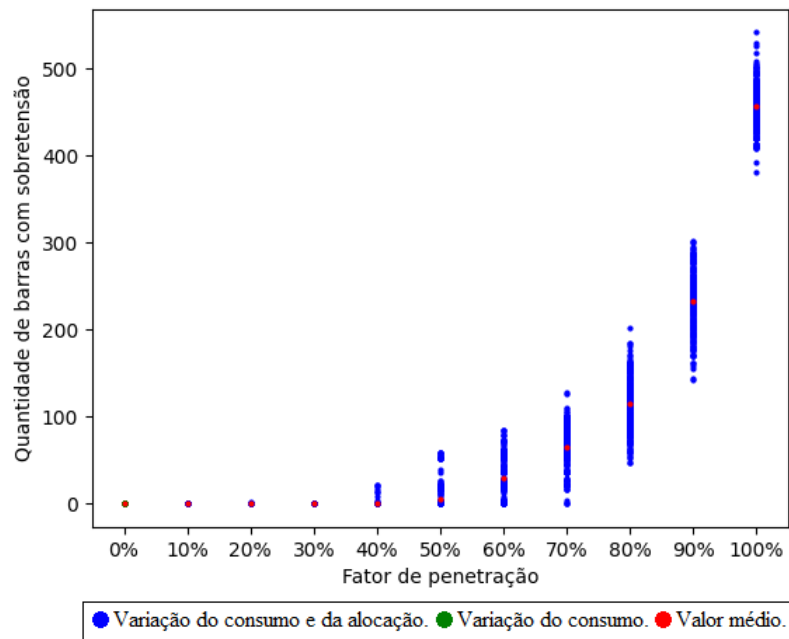
A Figura 4.2 mostra nos pontos em azul os valores máximos e mínimos de tensão encontrados nas barras das cargas para cada um dos cenários simulados. A linha vermelha indica os limites máximos e mínimos segundo o Modulo 8 do PRODIST para ocorrência de sobretensão e subtensão. Observa-se que a partir de 40% de penetração começam a surgir valores de tensão superiores a 1,05 pu, ou seja, começam haver sobretensões. Nota-se que esse fator de penetração está em consonância com o que foi observado nos casos das perdas técnicas. Juntamente com o analisado nesse gráfico em específico, está o ilustrado na Figura 4.3 que apresenta a quantidade de barras em que está havendo a ocorrência das sobretensões. Infere-se que quanto mais aumenta-se a penetração da geração, mais barras vão apresentando sobretensões. Por fim, conclui-se que a partir de certo ponto de inserção de geração distribuída, podem ocorrer sobretensões devido à elevada potência de geração inserida.

Figura 4.2 – Tensões máximas e mínimas obtidas na simulação.



Fonte: Própria autora.

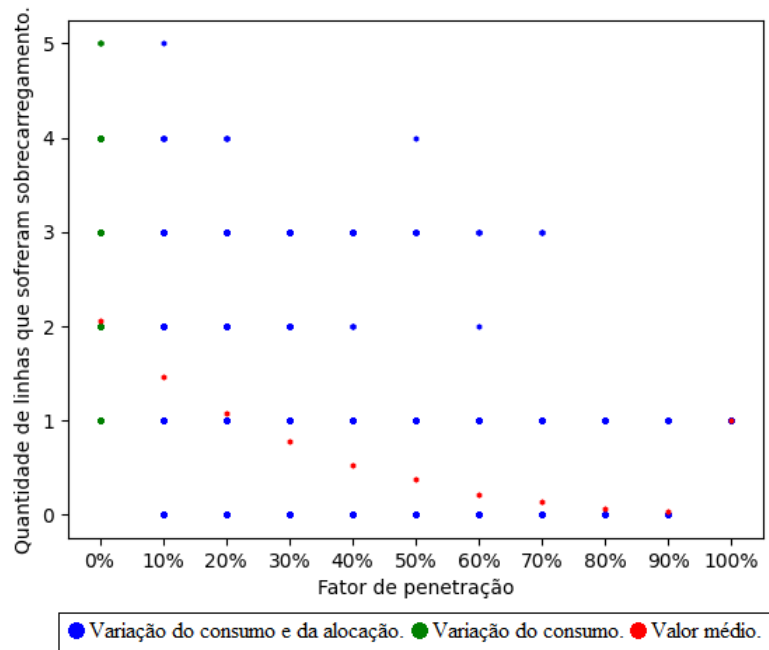
Figura 4.3 – Quantidade de barras com ocorrência de sobretensão.



Fonte: Própria autora.

Além disso, a Figura 4.4 mostra a quantidade de ocorrências de carregamento obtida a cada simulação. Através dos valores médios representados em vermelho é possível perceber que há uma redução na quantidade de carregamento à medida que é inserida a GD na rede.

Figura 4.4 – Quantidade de ocorrências de carregamento.



Fonte: Própria autora.

Nota-se que para este caso em análise, a melhor situação se encontra quando há um valor de 30% de potência de geração distribuída fotovoltaica inserida no sistema. Isso por conta de demonstrar um baixo valor de perdas ativas e não apresentar nenhuma barra com sobretensão.

## 5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Os objetivos do trabalho foram alcançados, visto que foi possível analisar os impactos na rede de distribuição devido à inserção de geração distribuída fotovoltaica. Obtiveram-se informações relacionadas às perdas técnicas, aos níveis de tensão, às ocorrências de sobretensão e ao carregamento dos condutores. A execução da metodologia foi baseada no método de Monte Carlo em que se realizou o sorteio de quais das cargas estariam recebendo a GD e também a variação dos perfis de consumo diário, gerando diversos cenários a serem analisados.

A partir da análise realizada ao longo deste trabalho foi possível verificar e confirmar as vantagens e as desvantagens da utilização da geração distribuída conectada ao sistema, em especial a fotovoltaica. O estudo contribui para entender os níveis de penetração mais adequados, considerando fatores como perdas, tensões e carregamento, para que a rede opere corretamente. Dessa forma, isso proporciona um entendimento dos impactos que podem ocorrer quando a geração fotovoltaica é colocada perto dos centros de consumo, facilitando as possíveis tomadas de decisões para lidar com a inserção de geração distribuída que vem aumentando ao longo do tempo.

Além disso, destaca-se que o poder de processamento do equipamento utilizado se mostrou uma limitação, visto que não permitia realizar um número tão alto de simulações em um espaço curto de tempo. Aliado a isso, ressalta-se que um aprimoramento do código programado seria interessante para que este se torne mais eficiente e rápido, podendo realizar mais simulações em menos tempo.

Por fim, como proposta para estudos futuros, sugere-se a conexão de uma rede de subtransmissão à rede de distribuição analisada. Dessa forma, seria possível fazer os estudos dos impactos na subtransmissão, considerando a mesma metodologia utilizada. Também seria interessante considerar a utilização de armazenamento junto às gerações, bem como outros tipos de geração diferentes da fotovoltaica.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AGENDA 2030. **Os 17 Objetivos de Desenvolvimento Sustentável**. Acesso em 18 mar. 2021. Disponível em: <<http://www.agenda2030.org.br/ods/7/>>.

ANEEL. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional PRODIST. Módulo 8 Qualidade da Energia Elétrica**. [S.l.]. Acesso em 19 mar. 2021. Disponível em: <[https://www.aneel.gov.br/documents/656827/14866914/M%C3%B3dulo\\_8-Revis%C3%A3o\\_12/342ff02a-8eab-2480-a135-e31ed2d7db47](https://www.aneel.gov.br/documents/656827/14866914/M%C3%B3dulo_8-Revis%C3%A3o_12/342ff02a-8eab-2480-a135-e31ed2d7db47)>.

\_\_\_\_\_. **RESOLUÇÃO NORMATIVA N 482, DE 17 DE ABRIL DE 2012**. [S.l.], 2012. Acesso em 30 mar. 2021. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>>.

ANEEL. **Geração Distribuída**. 2021. Acesso em 18 mar. 2021. Disponível em: <<https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoizjM4NjM0OWYtN2IwZS00YjVlTlIiMjltN2E5MzBkN2ZlMzVkliwidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYTct>>.

BALFOUR, J.; SHAW, M.; NASH, N. B. **Introdução ao projeto de sistemas fotovoltaicos**. Rio de Janeiro: LTC, 2019.

BARROS, B. F. de; BORELLI, R.; GEDRA, R. L. **Geracao, transmissao, distribuicao e consumo de energia eletrica**. São Paulo: Érica, 2014.

BOREM, L. E. de P. L. M.; VASCONCELOS, R. A. de. **Análise do Impacto da Geração Distribuída na Estabilidade Transitória**. 2016. 62 p. Monografia (Trabalho de Conclusão de Curso) — Curso de Graduação em Engenharia de Energia, Universidade de Brasília, Brasília, 2016.

CORREA, C. S. **Análise do Impacto da Geração Distribuída Fotovoltaica em Sistemas de Distribuição Utilizando Múltiplos Cenários de Geração com Discretização Intra-horária**. 2020. 74 p. Monografia (Projeto de Graduação) — Curso de Engenharia Elétrica da Escola Politécnica, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2020.

DIAS, C. F. D. S. **ANÁLISE DOS IMPACTOS DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA EM UM ALIMENTADOR DE MÉDIA TENSÃO UTILIZANDO O SOFTWARE OPENDSS**. 2019. 81 p. Monografia (Trabalho de Conclusão de Curso) — Curso de Graduação em Engenharia Engenharia Elétrica do Centro de Tecnologia da Universidade Federal do Ceará, Fortaleza, 2019.

DIAS, J. A. S. **Modelo para Representação de Séries Temporais Correlacionadas com Aplicação na Avaliação da Confiabilidade por Simulação Monte Carlo Não-Sequencial**. 2014. 188 p. Monografia (Tese de Doutorado) — Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2014.

EPE. **Resenha Mensal do Mercado de Energia Elétrica - Janeiro 2021**. [S.l.], 2021. Acesso em 23 fev. 2021. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-153/topico-574/Resenha%20Janeiro%202021%20-%20Escuro%20Final.pdf>>.

EPRI. **OpenDSS PVSystem Element Model**. [S.l.], 2011. Acesso em 03 jul. 2021.

GIL, A. C. **Como elaborar projetos de pesquisa**. São Paulo: Atlas, 2002.

GUSNANDA, A. F.; SARJIYA; PUTRANTO, L. M. Effect of distributed photovoltaic generation installation on voltage profile: A case study of rural distribution system in yogyakarta indonesia. **International Conference on Information and Communications Technology (ICOIACT)**, 2019.

IEA. **Data and Statistics**. 2018. Acesso em 23 fev. 2021. Disponível em: <<https://www.iea.org/data-and-statistics>>.

JUNIOR, A. F. S.; TABOSA, C. de M.; COSTA, R. P. da. Simulação de monte carlo aplicada à análise econômica de pedido. **PRODUÇÃO**, v. 21, n. 1, p. 149–164, 2011.

JUNIOR, A. P.; REIS, L. B. dos. **Energia e sustentabilidade**. Barueri, SP: Manole, 2016.

KATIRAEI, F.; AGUERO, J. R. Solar pv integration challenges. **IEEE Power and Energy Magazine**, v. 9, n. 3, p. 62–71, 2011.

LUSTOSA, P. R. B. et al. **Pesquisa Operacional para decisão em contabilidade e administração**. São Paulo: Atlas, 2004.

MANSO, L. A. F.; SILVA, A. M. L. da. Modelagem de cargas variantes no tempo na avaliação de confiabilidade composta via simulação monte carlo não-sequencial. **Revista Controle e Automação**, v. 15, n. 1, 2004.

McKinsey & Company. **Global Energy Perspective 2021**: The global energy perspective describes our view on how the energy transition can unfold, through four scenarios. 2021. Acesso em 23 fev. 2021. Disponível em: <<https://www.mckinsey.com/industries/oil-and-gas/our-insights/global-energy-perspective-2021#>>.

MELLO, J.; PEREIRA, M.; SILVA, A. L. da. Evaluation of reliability worth in compositesystems based on pseudo-sequential monte carlo simulation. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 9, n. 3, 1994.

METROPOLIS, N. The beginning of the monte carlo method. **Los Alamos Science Special Issue**, 1987.

MIGUEL, P. A. C. **Metodologia de pesquisa em engenharia de produção e gestão de operações**. Rio de Janeiro: Elsevier, 2012.

MOREIRA, J. R. S. **Energias renováveis, geração distribuída e eficiência energética**. Rio de Janeiro: LTC, 2019.

NASCIMENTO, P. H. M. et al. Impact of distributed generation penetration on distribution network technical losses. 2019.

OLIVEIRA, C. C. B. de et al. **Introdução a sistemas elétricos de potência**. São Paulo: Blücher, 2000.

OLIVEIRA, F. E. M. de. **Estatística e probabilidade com ênfase em exercícios resolvidos e propostos**. Rio de Janeiro: LTC, 2017.

ONU. Transforming our world: the 2030 agenda for sustainable development. **ONU**, 2015.

PALUDO, J. A. **Avaliação dos Impactos de Elevados Níveis de Penetração da Geração Fotovoltaica no Desempenho de Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica em Regime Permanente**. 2014. 188 p. Monografia (Dissertação de Mestrado) — Escola de Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo, São Carlos, 2014.



PINTO, M. de O. **Energia elétrica : geração, transmissão e sistemas interligados**. Rio de Janeiro: LTC, 2018.

RAYCHAUDHURI, S. Introduction to monte carlo simula-tion. **Winter Simulation Conference**, 2008.

REIS, L. B. dos. **Geração de energia elétrica**. Barueri, SP: Manole, 2011.

ROBBA, E. J. et al. **Análise de sistemas de transmissão de energia elétrica**. São Paulo: Blücher, 2020.

VIEIRA, C. R. et al. AnÁlise do fluxo de potÊncia e do fator de potÊncia no sistema elétrico de distribuiÇÃo de um campus universitÁrio com a inserÇÃo da geraÇÃo solar fotovoltaica. **VII Congresso Brasileiro de Energia Solar**, 2018.

VILLALVA, M. G. **Energia Solar Fotovoltaica: Conceitos e Aplicações**. São Paulo: Érica, 2012.

YORIYAZ, H. Método de monte carlo: princípios e aplicações em física médica. **Revista Brasileira De Física Médica**, v. 3, n. 1, p. 141–149, 2015.