

**UNIVERSIDADE TECNOLÓGICA FEDERAL DO PARANÁ**

**ROGER RODRIGUES CORREIA**

**ANÁLISE DE TENSÃO EM REGIME PERMANENTE NO SISTEMA TESTE IEEE-13  
BARRAS COM INSERÇÃO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA FOTOVOLTAICA**

**MEDIANEIRA**

**2023**

**ROGER RODRIGUES CORREIA**

**ANÁLISE DE TENSÃO EM REGIME PERMANENTE NO SISTEMA TESTE IEEE-13  
BARRAS COM INSERÇÃO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA FOTOVOLTAICA**

**Voltage analysis in permanent regime in the test system IEEE- 13 bus with  
insertion of distribute photovoltaic generation**

Trabalho de Conclusão de Curso de Graduação  
apresentado como requisito para obtenção do título  
de Bacharel em Engenharia Elétrica da Universidade  
Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR).

Orientador: Thiago Naufal Santelo.

Coorientador: Evandro André Konopatzki.

**MEDIANEIRA**

**2023**



[4.0 Internacional](https://creativecommons.org/licenses/by-nc-sa/4.0/)

Esta licença permite remixe, adaptação e criação a partir do trabalho, para fins não comerciais, desde que sejam atribuídos créditos ao(s) autor(es) e que licenciem as novas criações sob termos idênticos. Conteúdos elaborados por terceiros, citados e referenciados nesta obra não são cobertos pela licença.

**ROGER RODRIGUES CORREIA**

**ANÁLISE DE TENSÃO EM REGIME PERMANENTE NO SISTEMA TESTE IEEE-13  
BARRAS COM INSERÇÃO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA FOTOVOLTAICA**

Trabalho de Conclusão de Curso de Graduação  
apresentado como requisito para obtenção do título  
de Bacharel em Engenharia Elétrica da Universidade  
Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR).

13/junho/2023

---

Thiago Naufal Santelo  
Doutorado  
Universidade Tecnológica Federal do Paraná

---

Evandro André Konopatzki  
Doutorado  
Universidade Tecnológica Federal do Paraná

---

Cristiane Lionço de Oliveira  
Doutorado  
Universidade Tecnológica Federal do Paraná

---

Yuri Ferruzzi  
Mestrado  
Universidade Tecnológica Federal do Paraná

**MEDIANEIRA**

**2023**

Dedico este trabalho à minha família, pelo apoio incondicional e compreensão nos momentos de ausência.

## RESUMO

Com o crescimento da geração distribuída, principalmente da energia solar, podem ocorrer complicações nos sistemas de distribuição, dependendo da localização das gerações. Este estudo tem como objetivo analisar os efeitos da geração fotovoltaica distribuída em um sistema de distribuição, focando na avaliação dos perfis de tensão elétrica e nos limites permitidos de acordo com o módulo 8 do PRODIST. O sistema teste IEEE 13 barras foi submetido a diferentes níveis de penetração fotovoltaica, e todas as análises foram realizadas por meio do software OpenDSS. Com o aumento da penetração fotovoltaica, observou-se um aumento nos níveis de tensão, ultrapassando os limites permitidos durante o período de maior incidência solar. Além disso, em elevados níveis de penetração fotovoltaica, maiores são as perdas nas linhas de transmissão.

**Palavras-chave:** energia solar; energia elétrica - produção; simulação (computadores).

## ABSTRACT

With the growth of distributed generation, particularly solar energy, complications can arise in distribution systems depending on the location of the generations. This study aims to analyze the effects of distributed photovoltaic generation in a distribution system, focusing on the evaluation of voltage profiles and the permitted limits according to Module 8 of PRODIST. The IEEE 13-bus test system was subjected to different levels of photovoltaic penetration, and all analyses were conducted using the OpenDSS software. As the photovoltaic penetration increased, an elevation in voltage levels was observed, exceeding the permitted limits during periods of higher solar incidence. Furthermore, at high levels of photovoltaic penetration, there are increased losses in the transmission lines.

**Keywords:** photovoltaic power generation; distributed generation of electric power; simulation methods.

## LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 - Mapa total diário da irradiação global horizontal, média anual .....	18
Figura 2 - Matriz elétrica brasileira .....	18
Figura 3 - Fotovoltaico no Brasil.....	19
Figura 4 - Geração distribuída no Brasil por classe de consumo .....	19
Figura 5 - Fonte, carga e referência da direção .....	20
Figura 6 - Perfil de tensão de um alimentador com carga convencional .....	21
Figura 7 - Perfil de tensão de um alimentador com alta penetração de GD .....	21
Figura 8 - Demandas residenciais, comerciais e potência gerada pela GD .....	22
Figura 9 - Demandas residenciais e comerciais negativas, quando GD é utilizada injetando potência na rede de distribuição. ....	22
Figura 10 - Estrutura do OpenDSS .....	25
Figura 11 - Rede teste IEEE 13 barras .....	27
Figura 12 - Código do elemento Circuit no OpenDSS.....	28
Figura 13 - Código do elemento Transformer no OpenDSS .....	29
Figura 14 - Código dos reguladores no OpenDSS .....	30
Figura 15 - Código que define o parâmetro linha no OpenDSS .....	31
Figura 16 - Código que define o parâmetros das cargas no OpenDSS.....	32
Figura 17 - Curva de carga perfil residencial simulada no OpenDSS .....	33
Figura 18 - Curva de carga perfil industrial simulada no OpenDSS .....	34
Figura 19 - Código que define o parâmetros das curvas de cargas no OpenDSS ....	35
Figura 20 - Curva de irradiação solar diária .....	35
Figura 21 - Sistema fotovoltaico que será instalado em cada barra de carga .....	36
Figura 22 - Código utilizado para definir o Pvsystem e os transformador para cada barra no OpenDSS .....	36
Figura 23 - Código para desabilitar controles no OpenDSS.....	37
Figura 24 - Plot do circuito pelo OpenDSS.....	38
Figura 25 - Curva de demanda via OpenDSS .....	39
Figura 26 - Curva de demanda sem penetração .....	40
Figura 27 - Curva de demanda com 30% de penetração .....	41
Figura 28 - Curva de demanda com 50% de penetração .....	42
Figura 29 - Curva de demanda com 75% de penetração .....	43
Figura 30 - Curva de demanda com 100% de penetração .....	44
Figura 31 - Curva de demanda com 130% de penetração .....	46
Figura 32 - Tensão nas barras sem geração fotovoltaica .....	65
Figura 33 - Tensão na barra subestação sem geração fotovoltaica.....	65
Figura 34 - Tensão nas barras com penetração de 30% .....	66
Figura 35 - Tensão na barra subestação com penetração de 30% .....	66
Figura 36 - Tensão nas barras com penetração de 50% .....	67
Figura 37 - Tensão na barra subestação com penetração de 50%.....	67

Figura 38 - Tensão nas barras com penetração de 75% .....	68
Figura 39 - Tensão na barra subestação com penetração de 75% .....	68
Figura 40 - Tensão nas barras com penetração de 100% .....	69
Figura 41 - Tensão na barra subestação com penetração de 100% .....	69
Figura 42 - Tensão nas barras com penetração de 130% .....	70
Figura 43 - Tensão na barra subestação com penetração de 130% .....	70



## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Perâmetro do elemento <i>Circuit</i> .....	28
Tabela 2 - Perâmetro do elemento Transformer .....	29
Tabela 3 - Parâmetro do elemento RegControl.....	29
Tabela 4 - Parâmetro do elemento LineCode .....	30
Tabela 5 - Modelo de carga.....	32
Tabela 6 - Parâmetro do elemento Load.....	32
Tabela 7 - Parâmetro do elemento LoadShape.....	33
Tabela 8 - Perfil de curva de carga em cada barra .....	34
Tabela 9 - Parâmetro do elemento PVSystem .....	35
Tabela 10 - Níveis de tensão com 50% de penetração fotovoltaica.....	42
Tabela 11 - Níveis de tensão com 75% de penetração fotovoltaica.....	43
Tabela 12 - Níveis de tensão com 100% de penetração fotovoltaica.....	44
Tabela 13 - Níveis de tensão com 130% de penetração fotovoltaica.....	46

## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

COM	<i>Component Object Model</i>
DLL	<i>Dynamic-link Library</i>
EPRI	<i>Electric Power Research Institute</i>
GD	Geração Distribuída
IEEE	Instituto de Engenheiros Eletricistas e Eletrônicos
MATLAB	<i>MATrix LABoratory</i>
OpenDSS	<i>Open Distribution System Simulator</i>
REN	Resolução Normativa
SEP	Sistema Elétrico de Potência
VBA	<i>Visual Basic for Applications</i>

## LISTA DE SÍMBOLOS

GW	Gigawatt
Km	Quilometro
kV	Quilovolt
MWh	Megawatt-hora
MW	Megawatt
p.u	Por unidade
V	Volt
W	Watt
Wh	Watt-hora

## SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO</b>	<b>13</b>
1.1	Problema	14
1.2	Justificativa	14
1.3	Objetivo geral	15
1.3.1	Objetivos específicos	15
<b>2</b>	<b>REFERENCIAL TEÓRICO</b>	<b>16</b>
2.1	Definição de geração distribuída	16
2.2	Energia solar no Brasil	17
2.3	Barreiras Técnicas da geração fotovoltaica distribuída	20
2.3.1	Fluxo de potência reversa	20
2.3.2	Maior capacidade de curto-circuito	22
2.3.3	Flutuação de tensão	23
2.3.4	Sobretensão	23
2.3.5	Desequilíbrio de tensão	23
2.3.6	Harmônicas	24
2.4	Tensão em regime permanente - PRODIST módulo 8	24
2.5	Opends	25
<b>3</b>	<b>METODOLOGIA</b>	<b>27</b>
3.1	Rede teste IEEE 13 barras	27
3.2	Equivalente de Thévenin	28
3.3	Transformador	28
3.4	Regulador de tensão	29
3.5	Parâmetro da linha	30
3.6	Cargas	32
3.7	Curva de carga	33
3.8	Sistema fotovoltaico	35
3.9	Desabilitar reguladores	36
<b>4</b>	<b>SIMULAÇÃO VIA OPENDSS</b>	<b>38</b>
4.1	Cenários	39
4.1.1	Sem penetração fotovoltaica	40
4.1.2	Penetração fotovoltaica 30%	40
4.1.3	Penetração fotovoltaica 50%	41
4.1.3.1	Níveis de tensão	42

4.1.4	Penetração fotovoltaica 75%.....	42
<u>4.1.4.1</u>	<u>Níveis de tensão.....</u>	<u>43</u>
4.1.5	Penetração fotovoltaica 100%.....	43
<u>4.1.5.1</u>	<u>Níveis de tensão.....</u>	<u>44</u>
4.1.6	Penetração fotovoltaica 130%.....	45
<u>4.1.6.1</u>	<u>Níveis de tensão.....</u>	<u>46</u>
<b>4.2</b>	<b>Violação dos limites de tensão .....</b>	<b>47</b>
<b>5</b>	<b>CONCLUSÃO .....</b>	<b>48</b>
	<b>REFERÊNCIAS.....</b>	<b>50</b>
	<b>APÊNDICE A - Código simulação IEEE 13 Barras.....</b>	<b>53</b>
	<b>APÊNDICE B - Tensão nas barras de carga dos cenários.....</b>	<b>64</b>

## 1 INTRODUÇÃO

Com o rápido crescimento da geração fotovoltaica, tanto em usinas solares quanto em residências, surge a necessidade de compensar a produção de energia em períodos de baixa geração. Para garantir a viabilidade comercial dessa fonte renovável, é comum aumentar a capacidade de geração durante os horários em que a energia solar está sendo produzida. Esse excesso de energia pode ser utilizado para compensar a falta de geração em outros momentos (CEPEL, 2014).

No caso de investimentos em grandes usinas fotovoltaicas, a possibilidade de vender a energia gerada torna-se um fator atrativo. A energia solar produzida em larga escala pode ser comercializada, contribuindo para o abastecimento da rede elétrica e gerando retorno financeiro para os investidores (ABSOLAR, 2022).

É importante considerar estratégias de gestão e armazenamento de energia para garantir a eficiência e o equilíbrio entre a geração e o consumo. O mercado de energia fotovoltaica apresenta um grande potencial de crescimento, impulsionado por fatores ambientais e econômicos, e oferece oportunidades tanto para projetos residenciais como para empreendimentos de maior porte (CEPEL, 2014).

A energia solar é uma das principais fontes de energia, tanto térmica quanto elétrica, obtida a partir da radiação solar e convertida por meio de sistemas fotovoltaicos (BRASIL, 2002). Em comparação com outros países, o Brasil se destaca pelos altos níveis de irradiação solar ao longo do dia, graças ao seu clima e localização geográfica privilegiada (ENGIE, 2022).

Um fator impulsionador desse setor é o avanço das instalações de geração fotovoltaica distribuída, que recebe incentivos governamentais, como a Regulamentação Normativa REN 482/12 (BRASIL, 2012). Essa medida contribuiu para a consolidação do mercado e impulsionou um crescimento exponencial ao longo dos anos. Cada vez mais, fica evidente o crescimento dessa modalidade em diferentes estados do Brasil. Destaca-se o estado de Minas Gerais, que possui a maior potência instalada em geração distribuída, seguido por São Paulo (ABSOLAR, 2022).

Esse trabalho tem como hipótese analisar o comportamento elétrico de um sistema constituído por unidades consumidoras de perfil industrial e residencial com geração fotovoltaica, verificando possíveis impactos que pode causar ao sistema.

## 1.1 Problema

Desde a publicação da Resolução Normativa (REN) 482/12, em 2012, o Brasil deu início a um processo gradual de implementação da minigeração e microgeração distribuída (BRASIL, 2017). A partir desse marco regulatório, a Geração Distribuída (GD) experimentou um crescimento exponencial, aumentando significativamente a cada ano. Países que adotaram essa fonte renovável há mais tempo têm enfrentado impactos decorrentes do acúmulo de GD.

Diante do cenário atual, com o aumento dos preços dos insumos e a busca por economia, muitos consumidores residenciais, industriais e empreendedores enxergam a minigeração e a microgeração distribuída como uma oportunidade de geração de renda ou redução dos gastos com energia elétrica. Isso contribui para um aumento centralizado das instalações de GD (ABSOLAR, 2022). Nesse contexto, este trabalho tem como objetivo investigar os problemas causados pela implementação da GD. Para isso, serão criados cenários e realizadas mudanças na penetração de geração fotovoltaica no sistema de distribuição de teste. Os dados analisados serão utilizados para desenvolver estratégias que minimizem os impactos no Sistema Elétrico de Potência (SEP).

## 1.2 Justificativa

A geração distribuída traz consigo uma série de efeitos positivos para o Sistema Elétrico de Potência (SEP), contribuindo para uma matriz energética mais sustentável, diversificada e reduzindo as perdas de transmissão de energia. No entanto, também apresenta desafios técnicos que precisam ser superados à medida que sua adoção se expande (COPPER, 2004).

Entre os desafios técnicos enfrentados pelo sistema elétrico devido à difusão da geração distribuída, podemos destacar a falha na atuação da proteção, o fluxo reverso de potência ativa, flutuações e desequilíbrios de tensão, elevação da tensão no sistema e o risco de ilhamento do sistema fotovoltaico (PATIL et al., 2014).

Considerando o contínuo crescimento da geração fotovoltaica distribuída, que já ultrapassou 20 GW (GigaWatts) de potência instalada, é crucial encontrar soluções para controlar esses desafios técnicos que possivelmente surgirão ao

longo dos anos. É fundamental compreender em quais cenários esses fenômenos ocorrem e desenvolver estratégias adequadas para lidar com eles (ABSOLAR, 2022).

### **1.3 Objetivo geral**

Analisar os níveis de tensão e as perdas nas linhas de transmissão na rede de distribuição radial devido à elevada penetração de geração fotovoltaica distribuída.

#### **1.3.1 Objetivos específicos**

Os objetivos específicos descritos abaixo são propostos para que o objetivo geral possa ser alcançado.

- Inserir a geração fotovoltaica distribuída em cada barra de carga na rede teste IEEE 13 barras;
- Simular no software OpenDSS alguns cenários de inserção de geração fotovoltaica na rede teste;
- Variar a penetração de geração fotovoltaica distribuída em seis níveis, 0%, 30%, 50%, 75%, 100% e 130%, utilizando o software OpenDSS;
- Analisar os efeitos causado na inserção de geração distribuída visando o nível de tensão e as perdas de potência ativa nas linhas, através do fluxo de potência da rede em estudo.



## 2 REFERENCIAL TEÓRICO

### 2.1 Definição de geração distribuída

O sistema elétrico brasileiro foi projetado com uma topologia de geração centralizada com o objetivo de garantir a qualidade no suprimento de energia, confiabilidade, economia e segurança. A geração centralizada é um sistema tradicional de fornecimento de energia elétrica, no qual a energia é despachada da geração para o consumidor em um fluxo de potência unidirecional, com uma configuração de transmissão em modelo radial (Gonzalez et al., 2007).

Com o passar dos anos, novas fontes de energia foram sendo desenvolvidas, destacando-se as fontes renováveis, como energia solar, eólica, biomassa, entre outras. A inserção de novas formas de geração de energia no sistema de distribuição, próxima aos consumidores, é denominada geração distribuída (JUNIOR, 2018).

Embora a geração distribuída não seja um assunto novo, na literatura existem algumas diferenças dependendo da classificação de potência, localização e finalidade. A seguir, são apresentadas algumas variações nas definições de geração distribuída:

- A geração distribuída é uma expressão usada para designar a geração elétrica realizada junto ou próxima dos consumidores, independentemente da potência, tecnologia e fonte de energia. As tecnologias de geração distribuída têm evoluído para incluir potências cada vez menores. A geração distribuída inclui: cogeneradores, geradores que utilizam resíduos combustíveis de processo como fonte de energia, geradores de emergência, geradores para operação no horário de ponta, painéis fotovoltaicos e pequenas centrais hidrelétricas (INEE, 2022).
- Os recursos energéticos distribuídos são fontes de energia menores que podem ser agregadas para fornecer a energia necessária para atender à demanda regular. À medida que a rede elétrica continua a se modernizar, o armazenamento e as tecnologias renováveis avançadas podem ajudar a facilitar a transição para uma rede mais inteligente (EPRI, 2018).

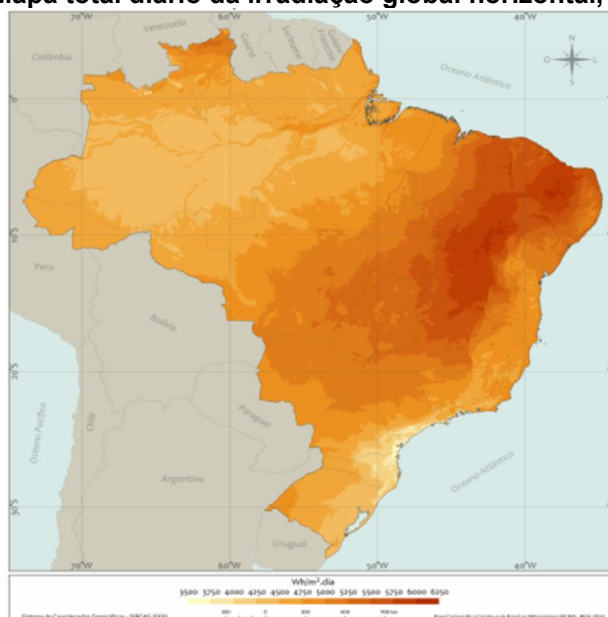
- A geração distribuída é uma planta de geração que atende a um cliente no local ou fornece suporte a uma rede de distribuição. As tecnologias incluem motores, pequenas e microturbinas, células a combustível e sistemas fotovoltaicos (IEA, 2013).
- A geração distribuída é a geração de eletricidade por meio de instalações que são suficientemente menores do que as centrais geradoras, permitindo a interconexão em quase qualquer ponto de um sistema de energia (Purchala et al., 2005).
- A geração distribuída é caracterizada pelas centrais geradoras de energia elétrica, de qualquer potência, com instalações conectadas diretamente ao sistema elétrico de distribuição ou por meio das instalações dos consumidores, podendo operar em paralelo ou de forma isolada e ser despachadas (ANEEL, 2022).

## **2.2 Energia solar no Brasil**

O Brasil possui um grande potencial na geração fotovoltaica, a região de menor incidência solares do Brasil, tem valores maiores do que a área de maior incidência solar da Alemanha (Cabral et al., 2013). Países como Alemanha, França e Espanha que aderiram a energia solar como fonte de energia elétrica, muito antes que o Brasil, não possui níveis de incidência solar como no território brasileiro.

Segundo o Atlas Brasileiro de Energia Solar, diariamente incide entre 4.444Wh/m a 5.483Wh/m, a demanda máxima se encontra nos horários entre 12 e 15 horas, bem semelhante ao horário em que a geração fotovoltaica se encontra na produção nominal, com maior incidência do sol (INPE, 2017). A Figura 1 ilustra o mapa total diário da irradiação global horizontal, média anual.

**Figura 1 - Mapa total diário da irradiação global horizontal, média anual**



Fonte: (INPE, 2017)

O Brasil possui uma matriz energética diversificada, 9,7% da matriz energética provem de fonte solar fotovoltaica, são mais de 20GW de potência instalada, conforme o ultimo dados apresentado pela Agencia Nacional de Energia Elétrica (Aneel) e a Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica (ABSOLAR), apresentado na Figura 2.

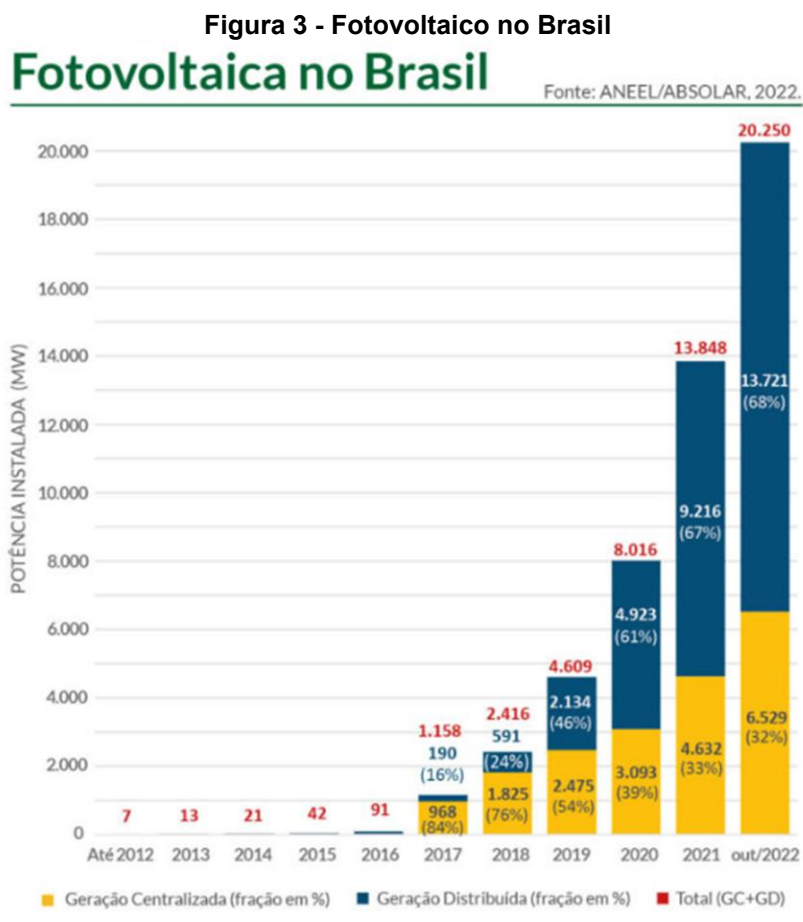
**Figura 2 - Matriz elétrica brasileira**



\*A potência total da matriz não inclui a importação e segue critério aplicado pelo MME, que adiciona, nos valores de capacidade instalada, as quantidades de mini e microgeração distribuída associadas a cada tipo de fonte.

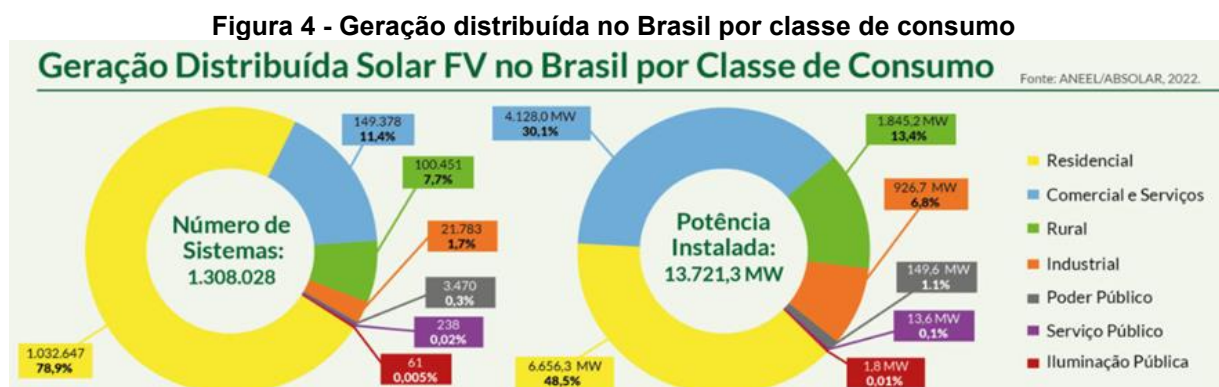
Fonte: Absolar (2022)

O Brasil teve um crescimento de 46% (6,4GW), em relação ao ano anterior, conforme os dados da Figura 3.



Fonte: Absolar (2022)

A maior proporção da energia solar, provem do consumo residencial com (48,5%), seguida por comercial e serviços (30,1%) e pela energia solar rural (13,4%), conforme apresentado na Figura 4.



Fonte: Absolar (2022)

## 2.3 Barreiras Técnicas da geração fotovoltaica distribuída

A inserção da geração fotovoltaica distribuída apresenta vários problemas no sistema elétrico, não apenas no Brasil mais também no mundo, principalmente em países que o número de unidades de geração distribuída é maior (COPPER, 2004), pois as redes de distribuição atuais foram feitas para operar com o fluxo de potência unidirecional e não ao contrário, desse modo com a implementação das novas unidades geradoras afeta a qualidade de energia podendo causar problemas técnicos e instabilidade na rede (Gonzalez et al., 2007).

### 2.3.1 Fluxo de potência reversa

O sistema de transmissão de energia foi feito para despachar potência para o consumidor final, mas com a utilização da GD pode ocorrer ao contrário (quando a capacidade de geração for maior que a demanda) um fluxo de potência reversa e introduzido na linha de transmissão.

Quando o fluxo é invertido a tensão final acaba sendo maior que a inicial isso causa mudança não prevista para controlar e opera a rede, já que o sistema não foi dimensionado para trabalhar com mudança de fluxo (Gonzalez et al., 2007). Assim trazendo alguns problemas, como por exemplo, atuação de equipamentos de proteção indevidos. O sentido da potência transmitida e da fonte para carga, apresentado na Figura 5.

Figura 5 - Fonte, carga e referência da direção

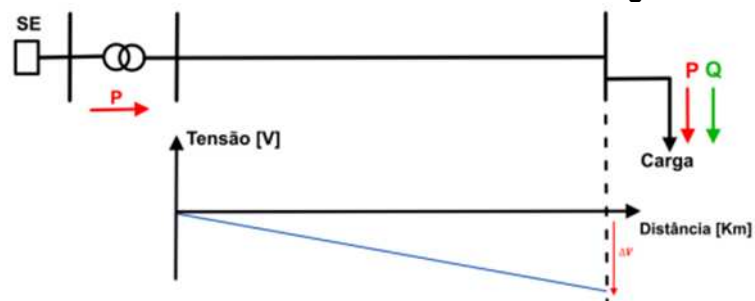


Fonte: Freitas (2015)

Num sistema de distribuição radial, quando tem uma penetração fotovoltaica em nível alto, possui períodos em que a produção de energia é maior que a demanda local, principalmente em horários que possui a maior incidência solar, tem como resultado, a inversão do sentido do fluxo de potência (KATIRAEI; AGÜERO, 2011).

A Figura 6 abaixo, apresenta o comportamento da tensão ao longo de um sistema de distribuição usual, sendo o fluxo de potência unidirecional, geração para carga.

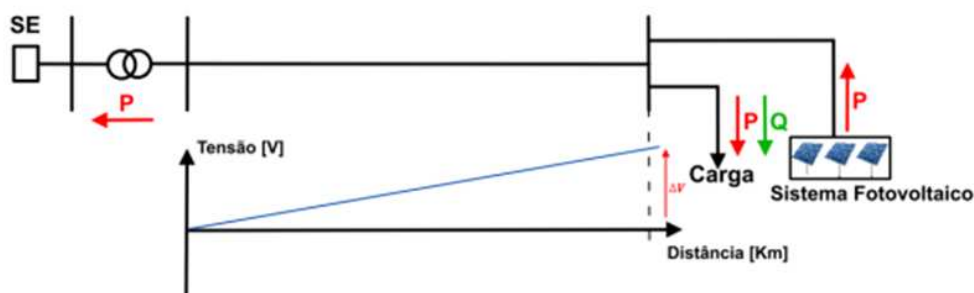
**Figura 6 - Perfil de tensão de um alimentador com carga convencional**



Fonte: Junior (2018)

Com o aumento da geração distribuída num sistema de distribuição, a potência gerada, normalmente acaba sendo maior que a consumida, e com isso, a variação de tensão acaba sendo positiva (JUNIOR, 2018), apresentado na Figura 7.

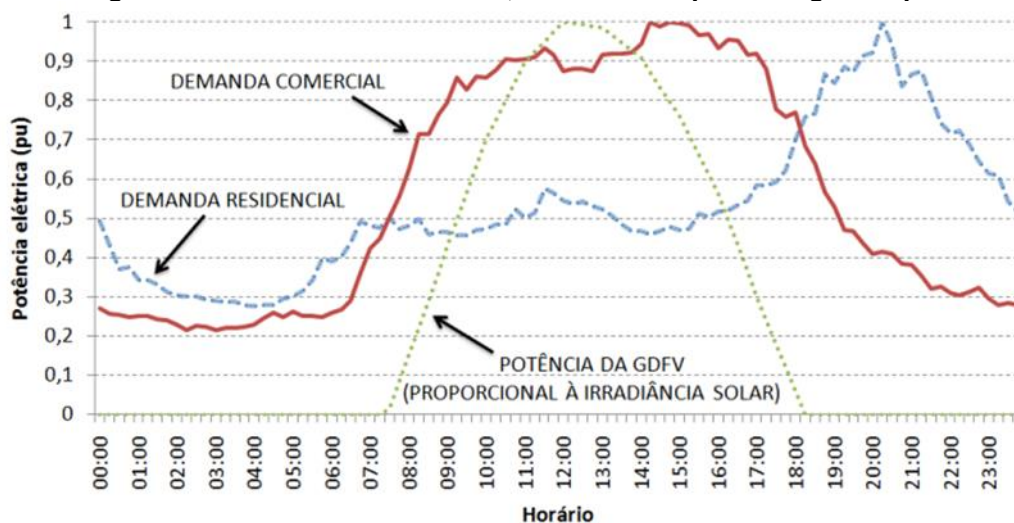
**Figura 7 - Perfil de tensão de um alimentador com alta penetração de GD**



Fonte: Junior (2018)

A Figura 8, apresenta as típicas curvas de carga da demanda comercial, da demanda residencial e da geração fotovoltaica ao longo de um dia, sem a inserção da potência da geração fotovoltaica nas demandas (SHAYANI, 2010).

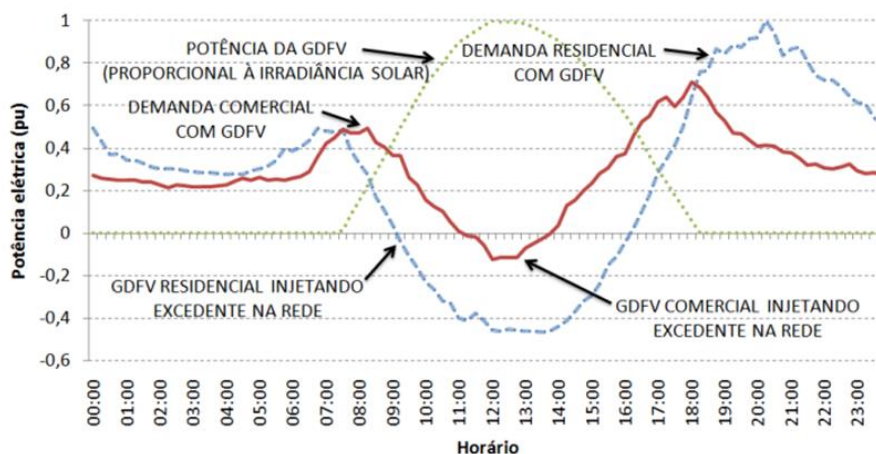
**Figura 8 - Demandas residenciais, comerciais e potência gerada pela GD**



Fonte: Shayani (2010)

A inversão do fluxo de potência pode ser observada apenas analisando a curva de carga do sistema, quando tem a inserção da geração fotovoltaica, note que a curva de carga comercial e residencial se torna negativa, no período de maior incidência solar e de pico da geração fotovoltaica. Quando a curva de carga se torna negativa significa que o fluxo inverteu, a energia excedente é exportada para o sistema (JUNIOR, 2018), conforme apresentado na Figura 9.

**Figura 9 - Demandas residenciais e comerciais negativas, quando GD é utilizada injetando potência na rede de distribuição.**



Fonte: Shayani (2010)

### 2.3.2 Maior capacidade de curto-circuito

Se ocorrer um curto circuito próximo a unidade da Geração fotovoltaica eles intensificam a energia do curto circuito e seus efeitos serão piores, podendo haver

falhas no funcionamento das proteções, pois não foram dimensionadas com a previsão de novas unidades geradoras (Gonzalez et al., 2007).

### 2.3.3 Flutuação de tensão

A Geração fotovoltaica funciona injetando potência na rede elétrica em vez de consumir, no ponto em que se está injetando energia a tensão é maior, com isso pode causar variações rápidas no sistema (Gonzalez et al., 2007). As gerações fotovoltaicas podem ser consideradas uma geração variável que depende das condições climáticas e da incidência solar, assim a tensão produzida pela GF pode sofrer variações aleatórias do valor eficaz ou de pico da tensão instantânea isso se caracteriza flutuação de tensão (BRASIL, 2018).

### 2.3.4 Sobretensão

No sistema de distribuição, o problema da sobretensão só é notado devido a níveis elevados de penetração fotovoltaica, distribuído no sistema, muitos das literaturas aborda esse tema nessa linha de raciocínio. No trabalho de Oliveira (2015), o tema é abordado prevendo a capacidade máxima de penetração fotovoltaica, sem causar algum dano ao sistema. Em PALUDO (2014), a sobretensão é apresentada por simulações temporais, para avaliar o comportamento entre os perfis de carga e geração fotovoltaica.

### 2.3.5 Desequilíbrio de tensão

Na inserção da GF pode ocorrer mudança na defasagem da tensão (Wang et al., 2013). Em sistemas fotovoltaicos em resistência, em sua maioria, são monofásicos, se a distribuição entre as fases, não for uniforme, o desequilíbrio pode aumentar (ELNOZAHY; SALAMA, 2013). É caracterizado desequilíbrio de tensão quando possui qualquer diferença na amplitude ou defasagem elétrica entre as três fases num sistema trifásico (BRASIL, 2018).



### 2.3.6 Harmônicas

Para conectar um sistema fotovoltaico precisa ser utilizado conversores eletrônicos, com isso se gera harmônicas que são deformações nas formas de onda em relação a frequência fundamental (BRASIL, 2018). Nos inversores que transforma a corrente gerada em contínua para tensão alternada na frequência da rede, são os geradores da distorção harmônica, através desse chaveamento desses semicondutores como IGBT e o GTO (JUNIOR, 2018). As harmônicas tem efeitos nocivo para as instalações vizinhas, superaquecimento de aparelhos elétricos, e podendo até ocasionar leituras falsas de medida (Gonzalez et al., 2007).

### **2.4 Tensão em regime permanente - PRODIST módulo 8**

O Módulo 8 dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST) exerce um papel crucial ao estabelecer as condições necessárias para garantir a qualidade da energia elétrica no sistema elétrico nacional. Com o objetivo de assegurar um fornecimento confiável e eficiente de energia elétrica aos consumidores.

Seguindo as normas estabelecidas pelo PRODIST módulo 8, quando a tensão nominal é inferior a 230 kV, é essencial que os limites de variação de tensão sejam mantidos dentro dos rigorosos patamares de 95% (noventa e cinco por cento) e 105% (cento e cinco por cento). Estes limites são fundamentais para garantir a estabilidade do sistema elétrico e o adequado funcionamento dos equipamentos elétricos dos consumidores (BRASIL,2018).

Além disso, cabe à distribuidora local a responsabilidade exclusiva pela verificação e acompanhamento contínuo do sistema de distribuição. Esta atribuição é fundamental para identificar e corrigir prontamente quaisquer desvios ou problemas que possam impactar a qualidade da energia fornecida aos consumidores (BRASIL,2018).

Dessa forma, por meio do Módulo 8 do PRODIST, busca-se manter elevados padrões de qualidade na distribuição de energia elétrica, visando atender às necessidades dos consumidores e promover um fornecimento confiável, seguro e eficiente em todo o sistema elétrico nacional. É essencial que a distribuidora local esteja plenamente comprometida com essas diretrizes para garantir a qualidade e a

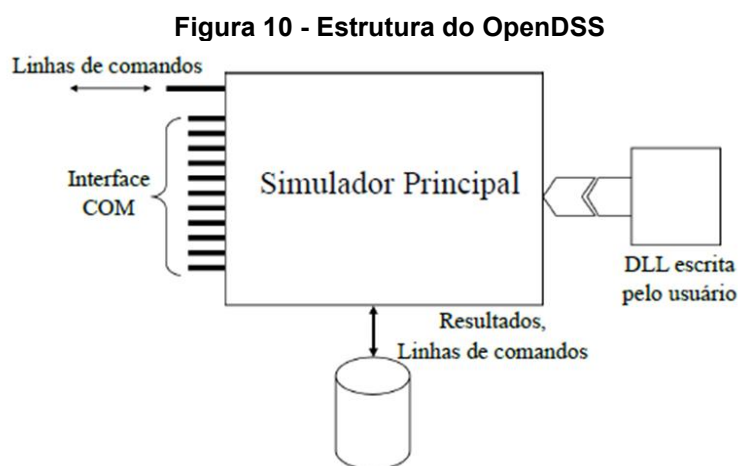
confiabilidade do fornecimento de energia elétrica aos consumidores em sua área de concessão.

## 2.5 Opendss

O software *OpenDSS* foi criado em 1997, por Roger Dugan e Thomas Mc Dermott na *Electrotek Concepts, Inc*, com nome de DSS. Em 2004, o *Electric Power Research Institute* (EPRI) adquiriu o DSS e em 2008, foi apresentado o software *OpenDSS* com licença de código aberto, tendo como finalidade, contribuir aos novos conceitos dos sistemas *Smart Grids* (redes inteligentes) (EPRI, 2022).

As simulações do *OpenDSS* são realizadas no domínio da frequência, dessa forma, o software proporciona uma grande série de análises referente a estruturação do sistema elétrico de distribuição e da qualidade de energia do sistema, além disso, o *OpenDSS* tem suporte para realizar análises quando houver necessidades futuras da inserção de GD no sistema elétrico (EPRI, 2022).

O *OpenDSS* é um software embasado em linhas de comandos, que permite que desenvolvedores de software, criem *Dynamic-link Library* (DLL), para resolver algum problema específico, assim tornando um programa versátil para o uso (FREITAS, 2015), na Figura 10, apresenta a estrutura do *OpenDSS*.



Fonte: Freitas (2015)

Atualmente o *OpenDSS* pode ser utilizado de duas maneiras, a primeira, pela interface *Component Object Model* (COM) que permite a utilização de outros softwares para ser controlado, software como *Python*, *MATrix LABoratory* (MATLAB), ou também, por ferramentas da MS Office, com destaque para o *Visual*

*Basic for Applications* (VBA) e a segunda pela interface própria, de maneira autônoma ou importando um arquivo texto (SEXAUER, J., 2012).

Segundo SEXAUER, J. (2012), as simulações realizadas no *OpenDSS*, permite que as análises sejam feitas durante um período de tempo, definido durante o dia, a partir dos modos de soluções *quazstatic*. Os principais modos de simulação do *OpenDSS* são: estudo de curto-circuito; fluxo de potência instantânea (*snapshot*); análise Harmônica; fluxo de potência diário (*daily mode*); fluxo de potência anual (*yearly mode*) e análise dinâmica.

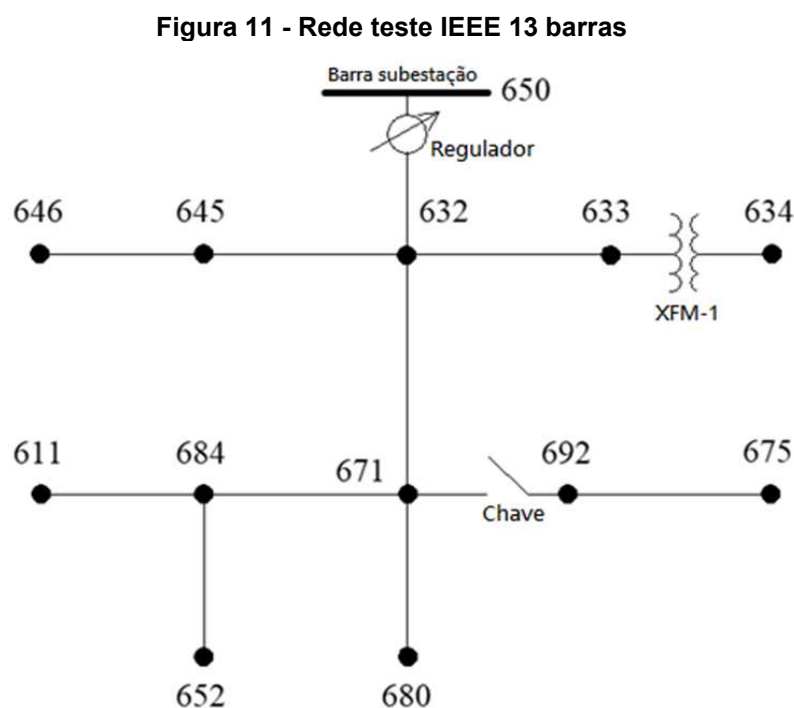
### 3 METODOLOGIA

Conforme apresentado no capítulo 2, são encontradas diversas barreiras técnicas no sistema com a inserção da geração distribuída em um sistema de distribuição. Para evidenciar tais barreiras técnicas, utiliza-se o software OpenDSS para simular os fluxos de potência.

Neste capítulo, serão apresentadas as metodologias das simulações realizadas pelo OpenDSS na rede teste de 13 barras do Instituto de Engenheiros Eletricistas e Eletrônicos (IEEE), bem como suas variações.

#### 3.1 Rede teste IEEE 13 barras

A rede teste IEEE 13 barras, contém linhas subterrâneas e aéreas, ramais trifásicos, bifásicos e monofásico, cargas localizadas e distribuídas, banco de capacitores, uma chave seccionadora e um regulador. A Figura 11, mostra o diagrama unifilar da rede em estudo.



Fonte: Kersting (2001)

### 3.2 Equivalente de Thévenin

O equivalente de Thévenin é um equivalente do sistema que vem antes da barra principal, podendo ser equivalente da transmissão vista pela subestação ou qualquer outro sistema equivalente que deseja simular (FREITAS, 2015).

Para iniciar o OpenDSS, o primeiro comando será o *Circuit*. Esse comando é o equivalente de Thévenin, ou também pode ser considerado de barra *swing*, para os cálculos simulados no OpenDSS.

Na Tabela 1, são apresentados os parâmetros que define o *Circuit* no OpenDSS.

**Tabela 1 - Parâmetro 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
X1	Reatância de sequência positiva
mvasc3	Potência de curto-circuito trifásico
mvasc1	Potência de curto-circuito monofásico
pu	Valor por unidade da tensão na barra

**Fonte: EPRI (2022)**

Na Figura 12, é apresentado o código, com seus valores de cada elemento utilizado para definir o equivalente de Thévenin.

**Figura 12 - Código do elemento *Circuit* no OpenDSS**

```
New Circuit.IEEE13BARRAS
~ basekv=115 pu=1.0 phases=3 bus1=SourceBus
~ Angle=30
~ MVAsc3=20000 MVASC1=21000
AddBusMarker Bus=SourceBus Code=36 color=Red size=2
```

**Fonte: Autoria própria (2023)**

### 3.3 Transformador

Os transformadores podem elevar a tensão ou rebaixar, possui dois ou mais enrolamentos, sua característica principal é fornecer energia.

Na Tabela 2, são apresentados os parâmetros que define *Transformer* no OpenDSS.

**Tabela 2 - Parâmetro do elemento Transformer**

Parâmetro	Descrição
Phases	Número de fases
Windings	Número de enrolamentos
XLH	Reatância série em pu
%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 a seguir
bus	Nome da barra a qual o terminal do elemento é conectado
conn	Ligação dos enrolamentos
kV	Tensão de linha nominal do terminal
kVa	A Potência nominal do terminal
tap	Tensão em pu do TAP

Fonte: EPRI (2022)

Na Figura 13, é apresentado o código, com seus valores de cada elemento utilizado para definir os transformadores.

**Figura 13 - Código do elemento Transformer no OpenDSS**

```
New Transformer.Subestacao phases=3 windings=2 xhl=0.0001
~ wdg=1 bus=SourceBus conn=delta kV=115 kVA=75000 %r=0.0000005
~ wdg=2 bus=650 conn=wye kV=4.16 kVA=75000 %r=0.0000005

New Transformer.XFM1 phases=3 windings=2 xhl=2
~ wdg=1 bus=633 conn=wye kV=4.16 kva=700 %r=.55
~ wdg=2 bus=634 conn=wye kV=0.480 kva=700 %r=.55
```

Fonte: Autoria própria (2023)

### 3.4 Regulador de tensão

O regulador é um elemento que tem como característica controlar a tensão do transformador em que ele está associado, assim esse controle sendo feito pelo tap do transformador primário.

Na Tabela 3, são apresentados os parâmetros que define RegControl no OpenDSS.

**Tabela 3 - Parâmetro do elemento RegControl**

Parâmetro	Descrição
Transformer	Nome do transformador controlado
Winding	Enrolamento controlado
Vreg	Tensão de referência
pratio	Relação de transformação do transformador de potencial
Band	Valor da tensão que define a banda envolta do valor de referência

Fonte: EPRI (2022)

Na Figura 14 - Código dos reguladores no OpenDSS a seguir, apresenta o código, com seus valores de cada elemento utilizado para definir os reguladores.

**Figura 14 - Código dos reguladores no OpenDSS**

```
// Dados dos reguladores.

//Fase A
New Transformer.RegFaseA phases=1 xhl=0.01 %LoadLoss=0.001
~ wdg=1 bus=650.1 kV=2.4 kva=1666.7
~ wdg=2 bus=Reg.1 kV=2.4 kva=1666.7
New regcontrol.RegFaseA transformer=RegFaseA
~ winding=2 vreg=122 band=3 ptratio=20 cprim=700 R=3 X=9

//Fase B
New Transformer.RegFaseB phases=1 xhl=0.01 %LoadLoss=0.001
~ wdg=1 bus=650.2 kV=2.4 kva=1666.7
~ wdg=2 bus=Reg.2 kV=2.4 kva=1666.7
New regcontrol.RegFaseB transformer=RegFaseB
~ winding=2 vreg=122 band=3 ptratio=20 cprim=700 R=3 X=9

//Fase C
New Transformer.RegFaseC phases=1 xhl=0.01 %LoadLoss=0.001
~ wdg=1 bus=650.3 kV=2.4 kva=1666.7
~ wdg=2 bus=Reg.3 kV=2.4 kva=1666.7
New regcontrol.RegFaseC transformer=RegFaseC
~ winding=2 vreg=122 band=3 ptratio=20 cprim=700 R=3 X=9
```

Fonte: Autoria própria (2023)

### 3.5 Parâmetro da linha

Para definir a linha, primeiro e preciso definir os parâmetros da linha, como sua reatância e suas sequencias, sua capacitância e sua impedância, assim consegue definir o parâmetro LineCode. Na Tabela 4, são apresentados os parâmetros que define LineCode no OpenDSS.

**Tabela 4 - Parâmetro do elementoLineCode**

Parâmetro	Descrição
Nphases	Número de fases
baseF req	Frequência base das reatâncias
R1	Resistência de sequência positiva
R0	Resistência de sequência zero
X1	Reatância de sequência positiva
X0	Reatância de sequência zero
C1	Capacitância total de sequência positiva
C0	Capacitância total de sequência zero
Rmatrix	Matriz de resistências da linha
Xmatrix	Matriz de reatâncias da linha
units	Unidade de distância
Normamps	Corrente nominal da linha

Fonte: EPRI (2022)

Na Figura 15, apresenta o código, com seus valores de cada elemento utilizado para definir os parâmetros das linhas.

Figura 15 - Código que define o parâmetro linha no OpenDSS

```
// Dados das características das linhas.
// ----- LINECODE -----
// 601
New linecode.601 nphases=3 BaseFreq=60
~ rmatrix = [0.3465 | 0.1560 0.3375 | 0.1580 0.1535 0.3414 ]
~ xmatrix = [1.0179 | 0.5017 1.0478 | 0.4236 0.3849 1.0348 ]
~ units=mi
// 602
New linecode.602 nphases=3 BaseFreq=60
~ rmatrix = [0.7526 | 0.1580 0.7475 | 0.1560 0.1535 0.7436 ]
~ xmatrix = [1.1814 | 0.4236 1.1983 | 0.5017 0.3849 1.2112 ]
~ units=mi
// 603
New linecode.603 nphases=2 BaseFreq=60
~ rmatrix = [1.3238 | 0.2066 1.3294 ]
~ xmatrix = [1.3569 | 0.4591 1.3471 ]
~ units=mi
// 604
New linecode.604 nphases=2 BaseFreq=60
~ rmatrix = [1.3238 | 0.2066 1.3294 ]
~ xmatrix = [1.3569 | 0.4591 1.3471 ]
~ units=mi
// 605
New linecode.605 nphases=1 BaseFreq=60
~ rmatrix = [1.3292 ]
~ xmatrix = [1.3475 ]
~ units=mi
// 606
New linecode.606 nphases=3 BaseFreq=60
~ Rmatrix=[0.791721 |0.318476 0.781649 |0.28345 0.318476 0.791721 ]
~ Xmatrix=[0.438352 |0.0276838 0.396697 |-0.0184204 0.0276838 0.438352 ]
~ Cmatrix=[383.948 |0 383.948 |0 0 383.948 ]
~ units=mi
// 607
New linecode.607 nphases=1 BaseFreq=60
~ rmatrix = [1.3425 ]
~ xmatrix = [0.5124 ]
~ cmatrix = [236]
~ units=mi
```

Fonte: Autoria própria (2023)



### 3.6 Cargas

Na Tabela 5, são apresentados alguns modelos mais usados no OpenDSS para definir a carga.

**Tabela 5 - Modelo de carga**

Modelo	Descrição
1	Potência ativa e reativa constantes
2	Impedância constante
3	Potência ativa constante e potência reativa
4	Potência ativa não linear e potência reativa
5	Corrente constante

Fonte: EPRI (2022)

Na Tabela 6, são apresentados todos os parâmetros que define o elemento Load.

**Tabela 6 - Parâmetro do elemento Load**

Parâmetro	Descrição
Phases	Número de fases
Bus1	Nome da barra a qual a carga é conectada
kV	Tensão nominal
kVa	A Potência aparente nominal
kW	Potência ativa nominal
kvar	Potência reativa nominal
FP	Fator de potência
Daily	Nome da curva diária

Fonte: EPRI (2022)

Na Figura 16, apresenta o código, com seus valores de cada elemento utilizado para definir os parâmetros de cada cargas.

**Figura 16 - Código que define o parâmetros das cargas no OpenDSS**

```
//-----NEW LOAD-----
New Load.671 Bus1=671.1.2.3 Phases=3 Conn=Delta Model=1 daily=1 kV=4.16 kW=1155 kvar=660
New Load.634a Bus1=634.1 Phases=1 Conn=Wye Model=1 daily=2 kV=0.277 kW=160 kvar=110
New Load.634b Bus1=634.2 Phases=1 Conn=Wye Model=1 daily=2 kV=0.277 kW=120 kvar=90
New Load.634c Bus1=634.3 Phases=1 Conn=Wye Model=1 daily=2 kV=0.277 kW=120 kvar=90
New Load.645 Bus1=645.2 Phases=1 Conn=Wye Model=1 daily=2 kV=2.4 kW=170 kvar=125
New Load.646 Bus1=646.2.3 Phases=1 Conn=Delta Model=2 daily=2 kV=4.16 kW=230 kvar=132
New Load.692 Bus1=692.3.1 Phases=1 Conn=Delta Model=5 daily=2 kV=4.16 kW=170 kvar=151
New Load.675a Bus1=675.1 Phases=1 Conn=Wye Model=1 daily=2 kV=2.4 kW=485 kvar=190
New Load.675b Bus1=675.2 Phases=1 Conn=Wye Model=1 daily=2 kV=2.4 kW=68 kvar=60
New Load.675c Bus1=675.3 Phases=1 Conn=Wye Model=1 daily=2 kV=2.4 kW=290 kvar=212
New Load.611 Bus1=611.3 Phases=1 Conn=Wye Model=5 daily=2 kV=2.4 kW=170 kvar=80
New Load.652 Bus1=652.1 Phases=1 Conn=Wye Model=2 daily=2 kV=2.4 kW=128 kvar=86
New Load.670a Bus1=670.1 Phases=1 Conn=Wye Model=1 daily=2 kV=2.4 kW=17 kvar=10
New Load.670b Bus1=670.2 Phases=1 Conn=Wye Model=1 daily=2 kV=2.4 kW=66 kvar=38
New Load.670c Bus1=670.3 Phases=1 Conn=Wye Model=1 daily=2 kV=2.4 kW=117 kvar=68
```

Fonte: Autoria própria (2023)

### 3.7 Curva de carga

A curva de carga para ser definida no OpenDSS e pelo comando LoadShape, esse comando permite ao programador, modelar qualquer curva de carga durante o dia. Na Tabela 7, são apresentados os parâmetros que define LoadShape.

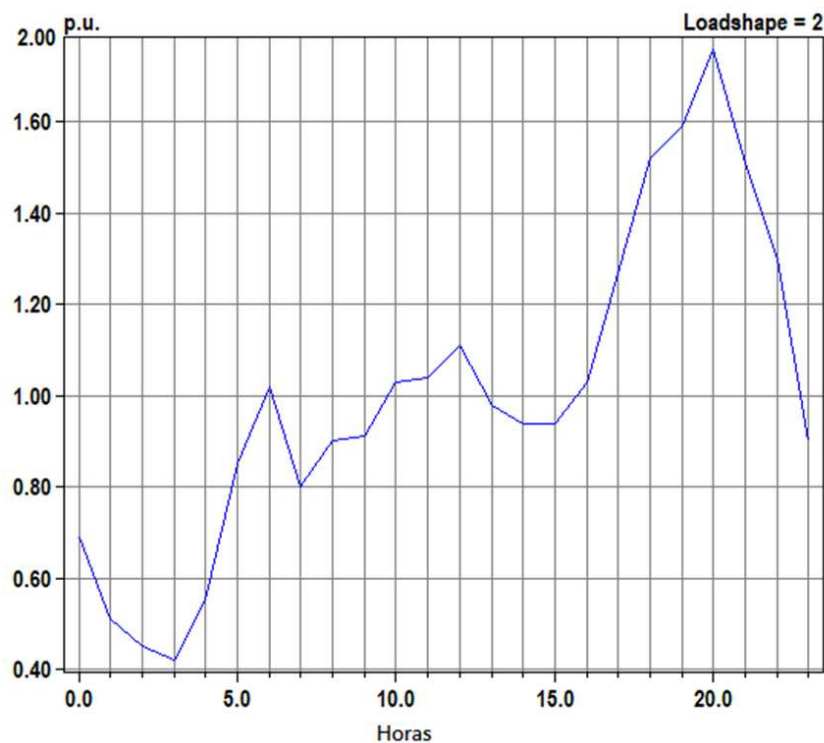
**Tabela 7 - Parâmetro do elemento LoadShape**

Parâmetro	Descrição
Ntps	Número de pontos da curva de carga
Interval	Intervalo entre os pontos da curva de carga em horas
Mult	Vetor com os multiplicadores dos valores da carga

Fonte: EPRI (2022)

Para fazer as simulações diárias, nesse trabalho foi utilizado dois perfis de curva de carga, uma industrial e a outra residencial (FREITAS, 2015). A Figura 17, apresenta uma curva de carga de perfil residencial, definindo o primeiro LoadShape utilizado nas simulações no OpenDSS.

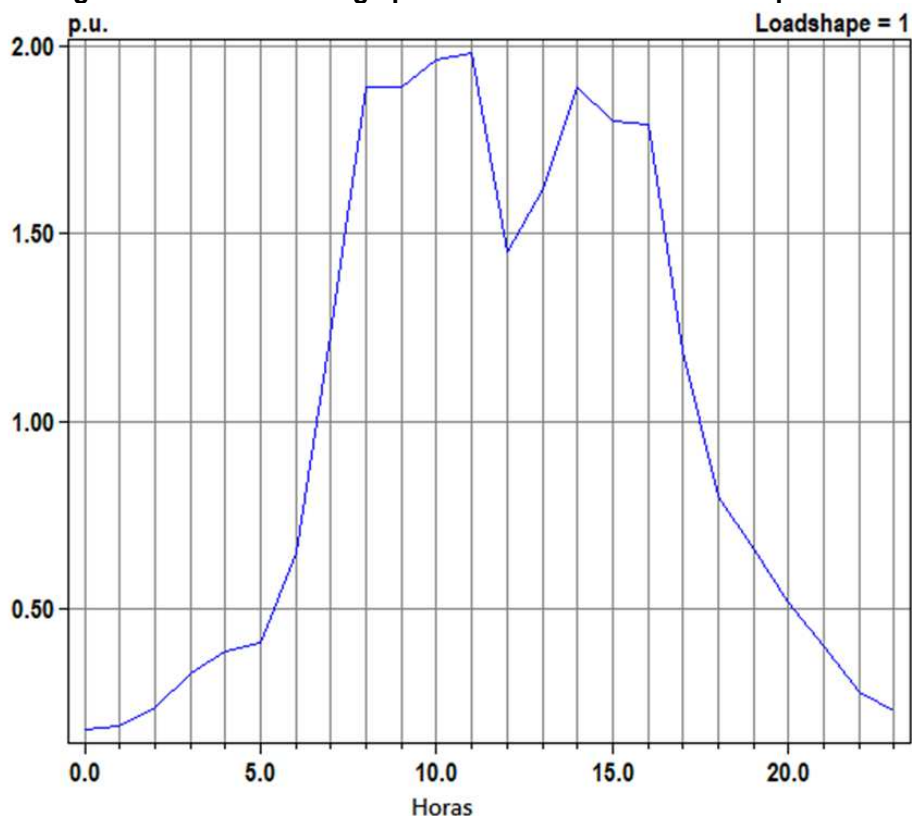
**Figura 17 - Curva de carga perfil residencial simulada no OpenDSS**



Fonte: Freitas (2015)

A Figura 18, apresenta uma curva de carga de perfil industrial, definindo o segundo LoadShape utilizado nas simulações no OpenDSS.

**Figura 18 - Curva de carga perfil industrial simulada no OpenDSS**



**Fonte: Freitas (2015)**

Na Tabela 8 - Perfil de curva de carga em cada barra, são apresentados o perfil de curva de carga de cada barras.

**Tabela 8 - Perfil de curva de carga em cada barra**

<b>Barra</b>	<b>Curva de Carga</b>
634	Residencial
645	Residencial
646	Residencial
652	Residencial
671	Industrial
675	Residencial
692	Residencial
611	Residencial

**Fonte: Freitas (2015)**

Na Figura 19 a seguir, apresenta o código, com seus valores de cada elemento utilizado para definir as curvas de carga no OpenDSS.

**Figura 19 - Código que define o parâmetros das curvas de cargas no OpenDSS**

```
// Loadshape 1 tem perfil industrial
New Loadshape.1 npts=24 interval=1 mult=(0.18000001 0.19000000 0.23999999 0.33000001 0.38999999 0.41000000 0.64999998 1.23000002 1.88999999 1.88999999 1.96000004 1.98000002
~ 1.45000005 1.62000000 1.88999999 1.79999995 1.78999996 1.19000006 0.80000001 0.66000003 0.51999998 0.40000001 0.28000000 0.23000000)

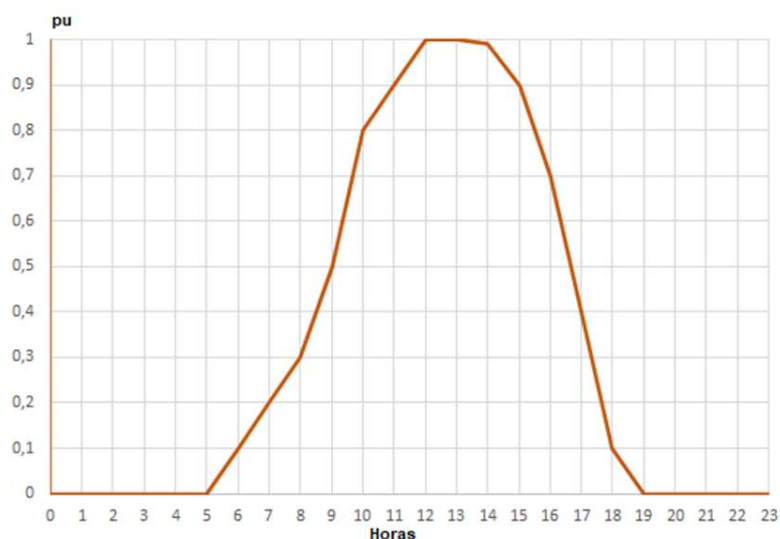
// Loadshap 2 tem perfil residencial
New Loadshape.2 npts=24 interval=1 mult=(0.69000000 0.50999999 0.44999999 0.41999999 0.55000001 0.85000002 1.01999998 0.80000001 0.89999998 0.91000003
~ 1.02999997 1.03999996 1.11000001 0.98000002 0.94000000 0.94000000 1.02999997 1.26999998 1.51999998 1.59000003 1.75999999 1.50999999 1.29999995 0.89999998)
```

Fonte: Autoria própria (2023)

### 3.8 Sistema fotovoltaico

A curva de irradiação solar diária utilizada nesse trabalho está apresentada na Figura 20, essa curva é modelada a partir do comando LoadShape já apresentado no item 3.7.

**Figura 20 - Curva de irradiação solar diária**



Fonte: Freitas (2015)

Na Tabela 9 - Parâmetro do elemento PVSystem, são apresentados os parâmetros que define PVSystem no OpenDSS.

**Tabela 9 - Parâmetro do elemento PVSystem**

Parâmetro	Descrição
kV	Tensão de linha nominal
bus1	Nome da barra que será conectado o seu terminal
kVa	A Potência nominal do inversor
PF	Fator de potência
Irrad	Irradiação nominal
Pmp	Potência nominal no ponto de máxima potência
Temperature	Temperatura nominal
Effcurve	Curva de eficiência por potência
Ptcurve	Potência por temperatura
Daily	Irradiância diária

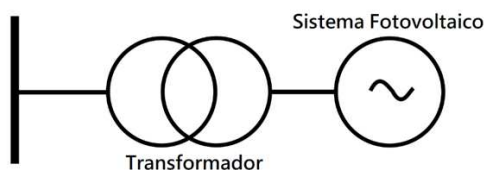
Tdaily

Temperatura diária

Fonte: EPRI (2022)

Será instalado um sistema fotovoltaico em cada barra de carga, junto com seu transformador elevador conforme apresentado na Figura 21. Dessa forma consegue explorar mais o efeito da geração distribuída ao longo da rede.

**Figura 21 - Sistema fotovoltaico que será instalado em cada barra de carga**



Fonte: Autoria própria (2023)

Na Figura 22 a seguir, apresenta o código, com seus valores de cada elemento utilizado para definir o Pvsystem e os transformador para cada barra no OpenDSS.

**Figura 22 - Código utilizado para definir o Pvsystem e os transformador para cada barra no OpenDSS**

```
//PVsystem Parâmetros

// A curva P-T é por unidade de Pmpp nominal vs temperatura
New XYCurve.MyPvs1 npts=4 xarray=[0 25 75 100] yarray=[1.2 1.0 0.8 0.6]

// a curva de eficiência é por unidade eff vs por unidade de potência
New XYCurve.MyEff npts=4 xarray=[1 .2 .4 1.0] yarray=[.86 .9 .93 .97]

// curva de irradiância
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]

// curva de temperatura em 24h
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]

// Definindo PV

New PVSystem.PV646 phases=3 bus1=trafo_pv646 kV=0.48 kVA=1940 irrads=.98 Pmpp=1930 temperature=25 PF=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 effcurve=Myeff P-TCurve=MyPvsT Daily=MyIrrad
New PVSystem.PV645 phases=3 bus1=trafo_pv645 kV=0.48 kVA=1940 irrads=.98 Pmpp=1930 temperature=25 PF=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 effcurve=Myeff P-TCurve=MyPvsT Daily=MyIrrad
New PVSystem.PV611 phases=3 bus1=trafo_pv611 kV=0.48 kVA=1940 irrads=.98 Pmpp=1930 temperature=25 PF=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 effcurve=Myeff P-TCurve=MyPvsT Daily=MyIrrad
New PVSystem.PV671 phases=3 bus1=trafo_pv671 kV=0.48 kVA=1940 irrads=.98 Pmpp=1930 temperature=25 PF=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 effcurve=Myeff P-TCurve=MyPvsT Daily=MyIrrad
New PVSystem.PV634 phases=3 bus1=trafo_pv634 kV=0.48 kVA=1940 irrads=.98 Pmpp=1930 temperature=25 PF=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 effcurve=Myeff P-TCurve=MyPvsT Daily=MyIrrad
New PVSystem.PV692 phases=3 bus1=trafo_pv692 kV=0.48 kVA=1940 irrads=.98 Pmpp=1930 temperature=25 PF=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 effcurve=Myeff P-TCurve=MyPvsT Daily=MyIrrad
New PVSystem.PV675 phases=3 bus1=trafo_pv675 kV=0.48 kVA=1940 irrads=.98 Pmpp=1930 temperature=25 PF=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 effcurve=Myeff P-TCurve=MyPvsT Daily=MyIrrad
New PVSystem.PV652 phases=3 bus1=trafo_pv652 kV=0.48 kVA=1940 irrads=.98 Pmpp=1930 temperature=25 PF=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 effcurve=Myeff P-TCurve=MyPvsT Daily=MyIrrad
```

Fonte: Autoria própria (2023)

### 3.9 Desabilitar reguladores

Para simulações com uma penetração igual ou superior a 50%, um código será utilizado para desabilitar qualquer tipo de controle de tensão, resultando na desativação dos reguladores.

O código utilizado para desabilitar o controle do sistema está apresentado na Figura 23.

**Figura 23 - Código para desabilitar controles no OpenDSS**

```
set controlmode=off
```

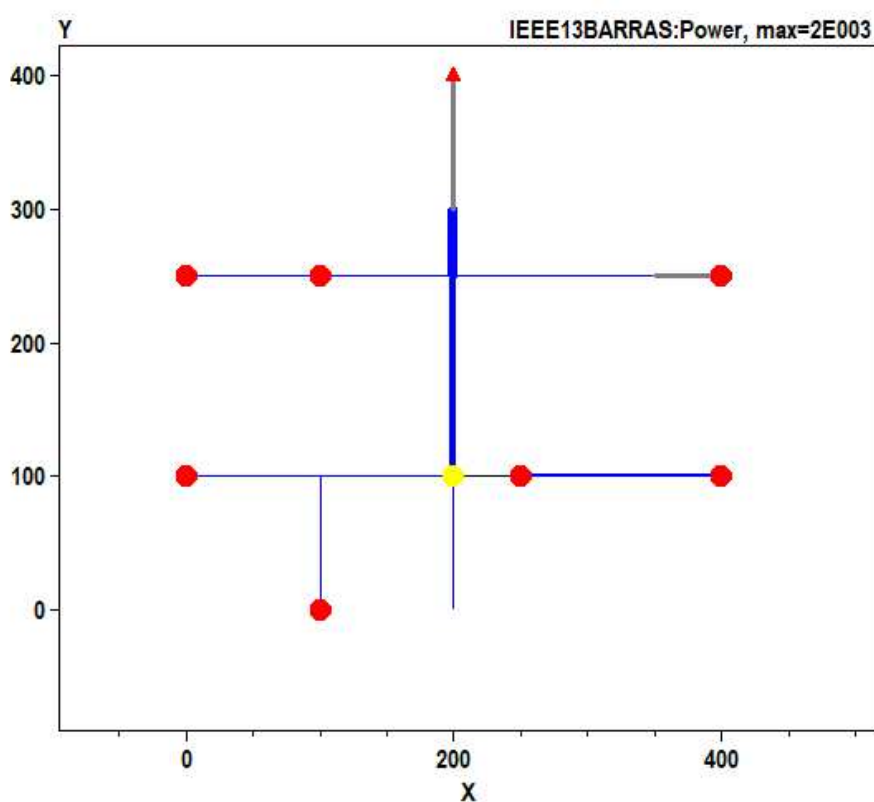
**Fonte: Autoria própria (2023)**

Com o controle desabilitado, os perfis de tensão irão diminuir. Para compensar essa queda de tensão, a tensão da subestação será modificada de 1,00 pu para 1,035 pu, de forma a compensar essa redução de tensão.

#### 4 SIMULAÇÃO VIA OPENDSS

Para o dimensionamento da geração distribuída e a fácil visualização do sistema teste IEEE 13 barras, foi utilizado o plot do circuito utilizando as coordenadas x e y de cada barra. Os pontos em vermelho representam onde será implementada a geração fotovoltaica com perfil de carga residencial, enquanto o ponto em amarelo representa onde será implementada a geração fotovoltaica com perfil industrial, conforme ilustrado na Figura 24.

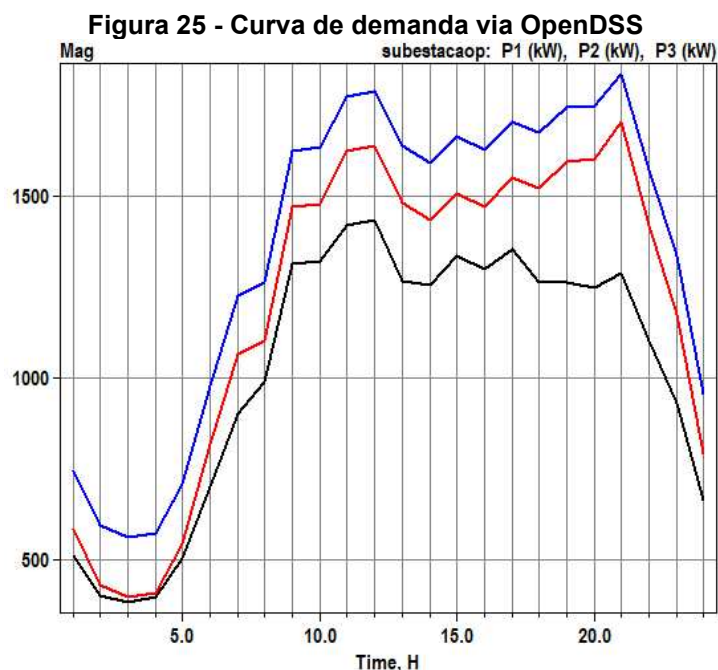
Figura 24 - Plot do circuito pelo OpenDSS



Fonte: Autoria própria (2023)

Para realizar o dimensionamento da geração fotovoltaica, serão considerados os consumos diários de todas as barras de carga, que totalizaram 82.992 kWh. É importante ressaltar que esse valor não inclui as perdas nas linhas do sistema estudado neste trabalho.

A Figura 25 ilustra o comportamento da demanda em potência ativa observada pela subestação. P1 representa a potência ativa da fase A, P2 representa a potência ativa da fase B e P3 representa a potência ativa da fase C. A curva P1 é representada em preto, a curva P2 em vermelho e a curva P3 em azul.



Fonte: Autoria própria (2023)

Serão seis cenários simulados, são eles:

- Sem penetração fotovoltaica
- Com penetração de 30%
- Com penetração de 50%
- Com penetração de 75%
- Com penetração de 100%
- Com penetração de 130%

#### 4.1 Cenários

Para definir a Potência de geração fotovoltaica, foi utilizado a Equação (1) (CEPEL, 2014).

$$P_{FV} = \left( \frac{\text{Consumo}_{total} \times \text{Porcentagem}_{cenário}}{\text{Índice}_{solarimétrico} \times \text{Taxa}_{desempenho}} \right) \quad (1.1)$$

- *Consumo total*= Consumo em kWh de todas as cargas durante o dia.
- *Porcentagem cenário*=Valor em % do cenário estipulado.
- *Índice solarimétrico*=A média utilizada 5,2kWh/m<sup>2</sup>/dia;
- *Taxa desempenho*=Foi utilizado 0,8;



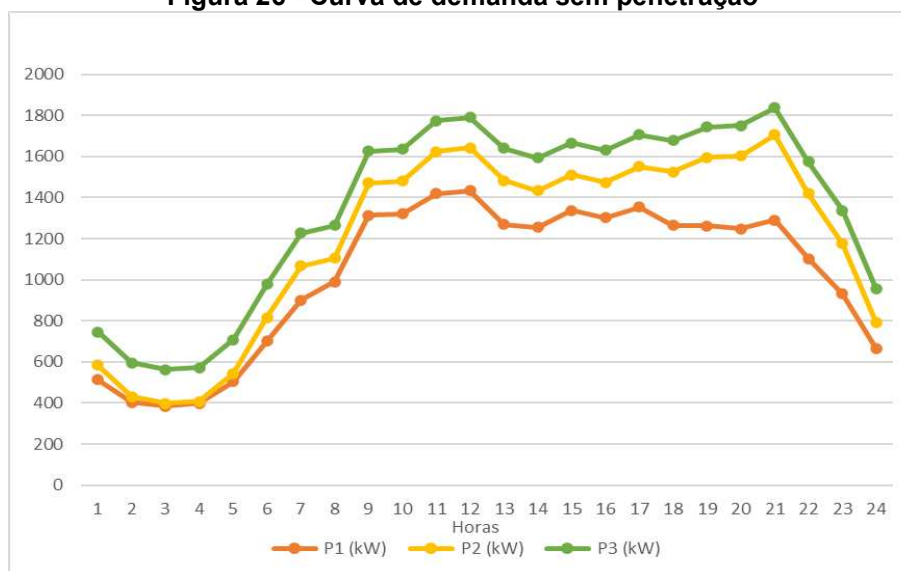
- $P_{FV}$  = Potência de geração de energia através dos sistemas fotovoltaicos;

Para determinar a geração de cada barra, divide-se o valor encontrado utilizando a Equação (1.1) pelo número total de barras de carga, que no caso deste trabalho é 8. Isso resultará no valor de geração atribuído a cada barra de carga.

#### 4.1.1 Sem penetração fotovoltaica

A primeira simulação, sem nenhuma penetração fotovoltaica, o sistema teste IEEE 13 apresentou um consumo de energia elétrica de 86.004 kWh e 3.011 kWh de perdas nas linhas durante o período de 24 horas, vista pela subestação, conforme a Figura 26.

**Figura 26 - Curva de demanda sem penetração**



Fonte: Autoria própria (2023)

#### 4.1.2 Penetração fotovoltaica 30%

Conforme mencionado no item 4, o consumo total é de 82.992 kWh. Substituindo esse valor na Equação (1.1), temos:

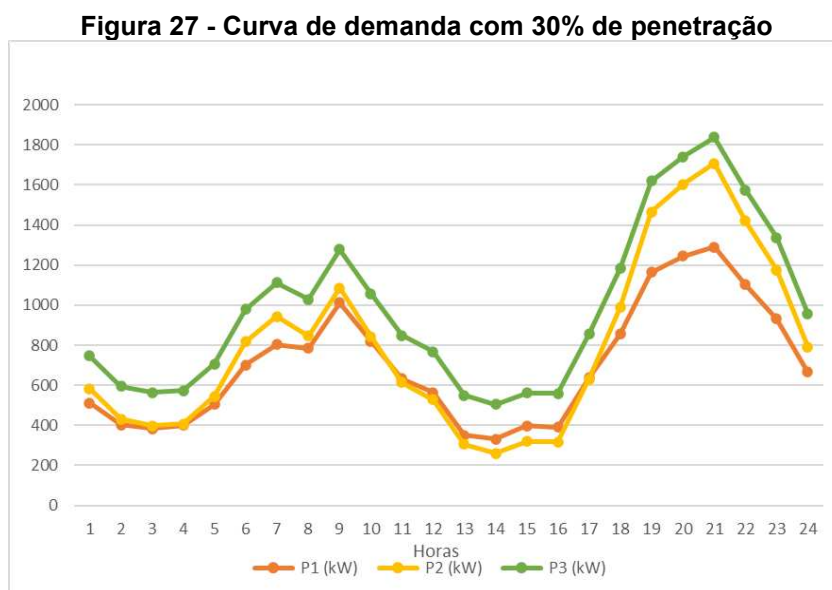
$$P_{FV} = \left( \frac{82.992 \times 0,3}{5.2 \times 0.8} \right) = 5.985 \text{ kWp} \quad (1.2)$$

Depois divide o valor pelo número de barras de carga, tem-se:

$$P_{FVcd} = \left( \frac{5.985}{8} \right) = 748,125 \text{ kWp} \quad (1.3)$$

Na simulação, aproximou-se o valor de potência de geração fotovoltaica para 750 kWp para cada barra de geração/carga.

Ao simular o cenário de 30% de penetração fotovoltaica, o sistema teste IEEE 13 apresentou um consumo de energia elétrica de 59.450 kWh e 1.939 kWh de perdas nas linhas durante o período de 24 horas, conforme visualizado pela subestação na Figura 27.

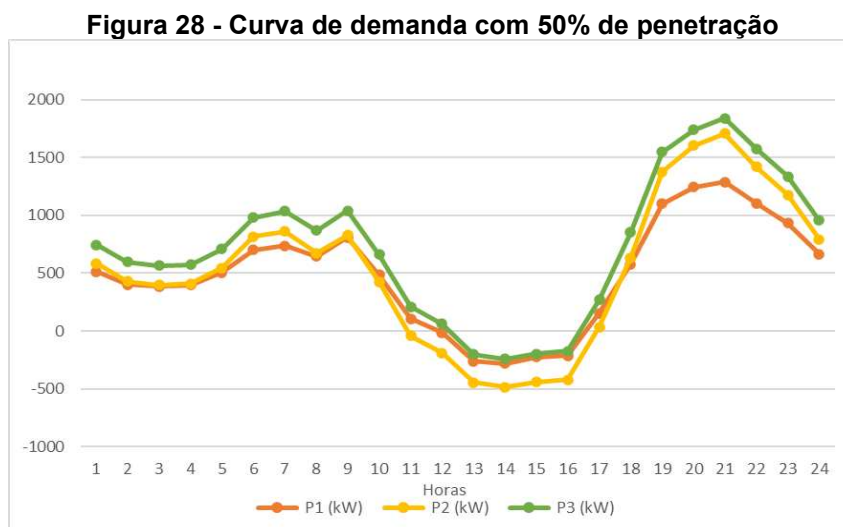


Fonte: Autoria própria (2023)

#### 4.1.3 Penetração fotovoltaica 50%

Na simulação, aproximou-se o valor de potência de geração fotovoltaica para 1290 kWp para cada barra de geração/carga.

Ao simular o cenário de 50% de penetração fotovoltaica, o sistema teste IEEE 13 apresentou um consumo de energia elétrica de 41.823 kWh e 1.840 kWh de perdas nas linhas durante o período de 24 horas, conforme visualizado pela subestação na Figura 28.



Fonte: Autoria própria (2023)

#### 4.1.3.1 Níveis de tensão

Com 50% de penetração fotovoltaica, apenas a barra 646 violou os limites permitidos conforme o módulo 8 do PRODIST, conforme indicado na Tabela 10.

**Tabela 10 - Níveis de tensão com 50% de penetração fotovoltaica**

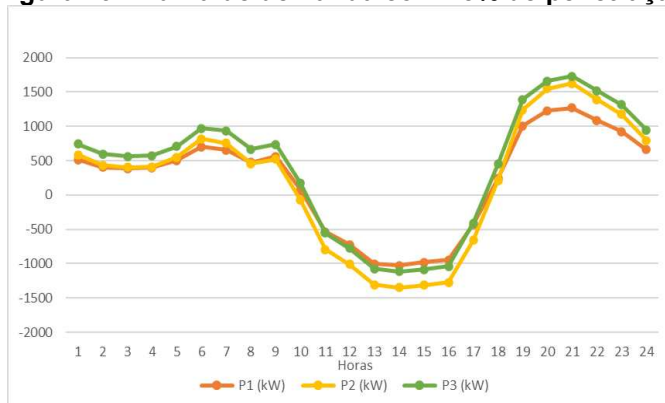
Barra	horas (h)	Tensão (pu)
646	13	1,051575
646	14	1,05145

Fonte: Autoria própria (2023)

#### 4.1.4 Penetração fotovoltaica 75%

Na simulação, aproximou-se o valor de potência de geração fotovoltaica para 1940 kWp, para cada barra de geração/carga.

Ao simular o cenário de 75% de penetração fotovoltaica, o sistema teste IEEE 13 apresentou um consumo de energia elétrica de 20.228 kWh e 2.502 kWh de perdas nas linhas durante o período de 24 horas, conforme visualizado pela subestação na Figura 29.

**Figura 29 - Curva de demanda com 75% de penetração**

**Fonte: Autoria própria (2023)**

#### 4.1.4.1 Níveis de tensão

Com 75% de penetração fotovoltaica, as barras 646, 634, 671, 645, 675 e 692 violaram os limites permitidos conforme o módulo 8 do PRODIST, conforme indicado na Tabela 11.

**Tabela 11 - Níveis de tensão com 75% de penetração fotovoltaica**

Barra	Horas (h)	Tensão (pu)
646	11	1,058491667
646	12	1,063579167
646	13	1,070620833
646	14	1,070825
646	15	1,069925
646	16	1,0688625
646	17	1,055441667
634	14	1,051958333
634	15	1,050377083
671	13	1,054554167
671	14	1,052620833
645	13	1,054691667
645	14	1,05375
645	15	1,0520875
645	16	1,051816667
675	13	1,057591667
675	14	1,0532875
692	13	1,0574125
692	14	1,053104167

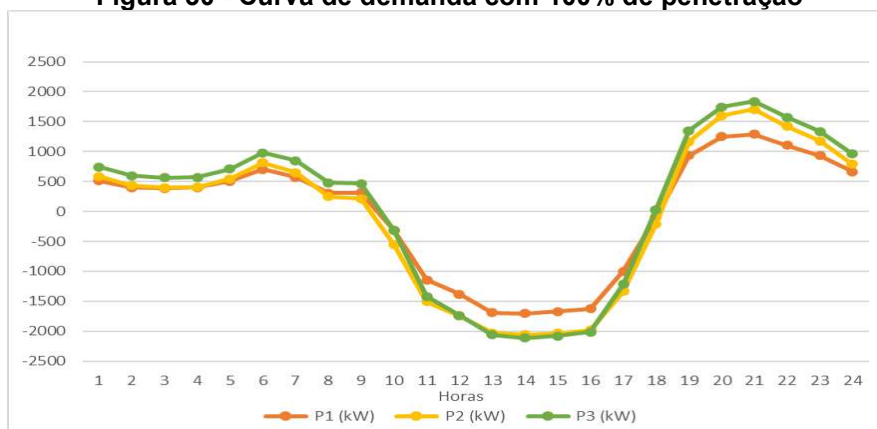
**Fonte: Autoria própria (2023)**

#### 4.1.5 Penetração fotovoltaica 100%

Na simulação, aproximou-se o valor de potência de geração fotovoltaica para 2580 kWp, para cada barra de geração/carga.

Ao simular o cenário de 100% de penetração fotovoltaica, o sistema teste IEEE 13 apresentou um consumo de energia elétrica de 228 kWh e 4107 kWh de perdas nas linhas durante o período de 24 horas, conforme visualizado pela subestação na Figura 30.

**Figura 30 - Curva de demanda com 100% de penetração**



Fonte: Autoria própria (2023)

#### 4.1.5.1 Níveis de tensão

Com 100% de penetração fotovoltaica, as barras 646, 634, 671, 645, 675 e 692 violaram os limites permitidos conforme o módulo 8 do PRODIST, conforme indicado na Tabela 12.

**Tabela 12 - Níveis de tensão com 100% de penetração fotovoltaica**

Barra	horas (h)	Tensão (pu)
646	10	1,052270833
646	11	1,075320833
646	12	1,082004167
646	13	1,089379167
646	14	1,0898
646	15	1,089575
646	16	1,087825
646	17	1,070716667
634	11	1,053366667
634	12	1,057175
634	13	1,0632125
634	14	1,06275
634	15	1,061720833
634	16	1,061004167
634	17	1,051341667
671	11	1,05325
671	12	1,057141667
671	13	1,065191667
671	14	1,0635625

671	15	1,061558333
671	16	1,061066667
671	17	1,0517375
645	11	1,055245833
645	12	1,059066667
645	13	1,065233333
645	14	1,06451667
645	15	1,063408333
645	16	1,062695833
645	17	1,053229167
675	11	1,052408333
675	12	1,056604167
675	13	1,068920833
675	14	1,065041667
675	15	1,061058333
675	16	1,060983333
675	17	1,051816667
675	18	1,051391667
692	11	1,0522
692	12	1,056379167
692	13	1,0686875
692	14	1,064804167
692	15	1,060816667
692	16	1,060745833
692	17	1,051629167
692	18	1,051283333

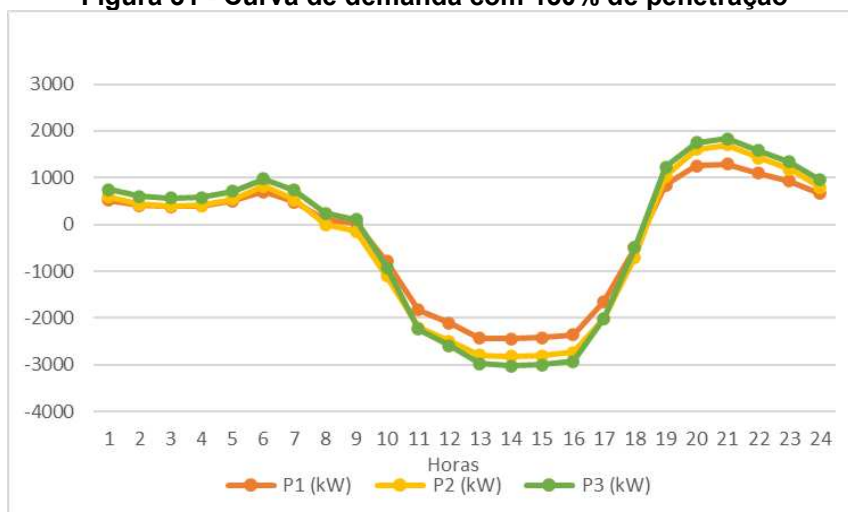
**Fonte: Autoria própria (2023)**

#### 4.1.6 Penetração fotovoltaica 130%

Na simulação, aproximou-se o valor de potência de geração fotovoltaica para 3360 kWp, para cada barra de geração/carga.

Ao simular o cenário de 130% de penetração fotovoltaica, o sistema teste IEEE 13 apresentou um consumo de energia elétrica de -21.648 kWh. Quando o consumo possui sinal negativo, significa que está ocorrendo fluxo de potência reverso, ou seja, o consumo jusante é inferior à geração, resultando em um excedente que é retornado. Durante o período de 24 horas, foram registradas um total de 6.908 kWh de perdas nas linhas, conforme visualizado pela subestação na Figura 31.

**Figura 31 - Curva de demanda com 130% de penetração**



**Fonte: Autoria própria (2023)**

#### 4.1.6.1 Níveis de tensão

Com 130% de penetração fotovoltaica, as barras 646, 634, 671, 645, 675 e 692 violaram os limites permitidos conforme o módulo 8 do PRODIST, conforme indicado na Tabela 13.

**Tabela 13 - Níveis de tensão com 130% de penetração fotovoltaica**

Barra	horas (h)	Tensão (pu)
646	10	1,065008333
646	11	1,095145833
646	12	1,104879167
646	13	1,113479167
646	14	1,1142
646	15	1,115104167
646	16	1,111845833
646	17	1,088275
646	18	1,057679167
634	11	1,064854167
634	12	1,070391667
634	13	1,076504167
634	14	1,076295833
634	15	1,076179167
634	16	1,074504167
634	17	1,061420833
671	11	1,065141667
671	12	1,071079167
671	13	1,079270833
671	14	1,077991667
671	15	1,077091667
671	16	1,07520833

671	17	1,062004167
671	18	1,050416667
645	11	1,0667125
645	12	1,072279167
645	13	1,078558333
645	14	1,078104167
645	15	1,07790833
645	16	1,076225
645	17	1,0632875
675	11	1,065625
675	12	1,072641667
675	13	1,085375
675	14	1,081975
675	15	1,079479167
675	16	1,077725
675	17	1,062908333
675	18	1,0567875
692	11	1,065366667
692	12	1,0723625
692	13	1,085083333
692	14	1,081675
692	15	1,079179167
692	16	1,077433333
692	17	1,062670833
692	18	1,05665

---

Fonte: Autoria própria (2023)

#### 4.2 Violação dos limites de tensão

Nas simulações realizadas, a partir de 50% de penetração fotovoltaica, foram identificadas violações nos níveis de tensão de acordo com o módulo 8 do PRODIST, que estabelece um limite de 1,05 pu. No estudo de JUNIOR (2018), que trata do aumento da geração distribuída em um sistema de distribuição, é observado que a potência gerada geralmente acaba sendo maior do que a consumida, o que resulta em uma variação de tensão positiva. Em trabalhos como os de Oliveira (2015) e PALUDO (2014), encontrados na literatura, a questão da sobretensão é abordada principalmente em relação a níveis mais elevados de penetração fotovoltaica.



## 5 CONCLUSÃO

Devido ao crescimento exponencial da geração distribuída fotovoltaica, o cenário atual pode enfrentar alguns desafios técnicos, incluindo falhas na atuação da proteção, fluxo reverso de potência ativa, perdas de potência nas linhas de transmissão e elevação de tensão.

Nesse trabalho, buscou-se elevar os níveis de penetração fotovoltaica a fim de identificar os efeitos causados, especialmente em relação aos níveis de tensão e perdas nas linhas de transmissão.

Foi observado que, à medida que a penetração fotovoltaica aumentava, as perdas de energia na linha de distribuição diminuía gradualmente, chegando a 1.840 kW durante um período de 24 horas, quando atingiram 50% de penetração. No entanto, à medida que a penetração fotovoltaica ultrapassava os 50%, as perdas de energia na linha começavam a aumentar, chegando a 6.908 kWh durante um período de 24 horas, quando a penetração simulada atingiu 130%.

No entanto, à medida que o sistema de teste começou a apresentar fluxo reverso de potência ativa, atingindo 50% de penetração fotovoltaica, surgiram alguns problemas. Devido à configuração do sistema de teste IEEE 13 barras no software OpenDSS, que possui reguladores de tensão unidirecionais, não foi possível obter resultados precisos para as tensões das barras. Para contornar essa limitação, foi necessário adaptar o sistema, desabilitando os reguladores de tensão e aumentando a tensão da subestação para 1,035 pu. Isso permitiu realizar simulações com penetração de 50%, 75%, 100% e 130% para fins de análise.

Devido à retirada do controle do sistema, algumas tensões atingiram o valor mínimo permitido durante os horários de maior demanda, especialmente após as 18 horas. No entanto, dado que as barreiras técnicas da geração fotovoltaica surgem e se intensificam durante os períodos de maior incidência solar, os dados obtidos são válidos para fins de estudo. A partir de 50% de penetração, a barra 646 violou o limite permitido no módulo 8 do PRODIST durante o período das 13 horas, atingindo 1,051 pu. Com 75% de penetração, a barra 646 atingiu 1,07 pu, e as barras 634, 671, 645, 675 e 692 também violaram o limite de 1,05 pu. Nas simulações de 100% e 130% de penetração, a violação se intensificou, sendo a barra 646 a que apresentou a maior violação na simulação de 130% de penetração, atingindo mais

de 1,115 pu durante o período das 15 horas. Durante esse período, as barras 634, 671, 645, 675 e 692 alcançaram os maiores níveis de tensão.

A adoção de minigeradores fotovoltaicos contribui para a redução das perdas na distribuição de energia elétrica. A geração distribuída, na qual os consumidores produzem parte da energia que consomem, reduz a necessidade de transmitir eletricidade por longas distâncias, diminuindo as perdas decorrentes do transporte. Isso resulta em uma maior eficiência e aproveitamento dos recursos disponíveis, além de contribuir para a economia de custos associados à infraestrutura de transmissão e distribuição.

No entanto, é importante ressaltar que, conforme identificado neste estudo, quando ocorre fluxo reverso na subestação, as barreiras técnicas relacionadas à construção das linhas e aos equipamentos começam a apresentar problemas.

Como trabalho futuro, recomenda-se a implementação de bancos de capacitores em cada barra de carga, para que o excedente de geração seja consumido durante os períodos em que não há geração fotovoltaica. Isso ajudará a evitar problemas de sobretensão no sistema, além de proporcionar benefícios adicionais, como economia de energia e o uso de fontes renováveis e limpas.

## REFERÊNCIAS

- ABSOLAR. **Infográfico**. 2022. Disponível em: <https://www.absolar.org.br/mercado/infografico/>. Acesso em: 30 out. 2022.
- ANEEL. **Geração Distribuída**. 2022. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/glossario>. Acesso em: 03 out. 2022.
- BRASIL. **AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA**. **Atlas de energia elétrica do Brasil**. 1. ed. [S.l.]: CEDOC., 2002. 153 p.
- BRASIL. **AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA**. **Resolução Normativa N°482**. [S.l.], 2012. 12 p.
- BRASIL. **AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA**. **Nota Técnica N°0056/2017-SRD/ANEEL**. [S.l.], 2017. 26 p.
- BRASIL. **AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA**. **PRODIST - Modulo 8: Qualidade de Energia Elétrica**. [S.l.], 2018. 76 p.
- CABRAL, I.DE S.; TORRES, A. C.; SENNA, P. R. Energia solar - análise comparativa entra brasil e Alemanha. In: **IV Congresso Brasileiro de Gestão Ambiental**. Salvador: [s.n.], 2013. Disponível em: <https://www.ibeas.org.br/congresso/Trabalhos2013/X-009.pdf>.
- COPPER. **Standard EN50160:2000 - Voltage characteristics of electricity supplied by public distribution systems**. [S.l.], 2004. 12 p.
- ELECTRIC POWER RESEARCH INSTITUTE, INC. **New User Primer: The Open Distribution System Simulator (OpenDSS)**. [S.l.], 2012.
- ELECTRIC POWER RESEARCH INSTITUTE, INC. **Manual OpenDSS**. [S.l.], 2022.
- ELNOZAHY, M. S.; SALAMA, M. M. A. Technical impacts of grid-connected photovoltaic systems on electrical networks—a review. **Journal of Renewable and Sustainable Energy**, v. 5, n. 3, p. 032702, 2013. Disponível em: <https://doi.org/10.1063/1.4808264>.
- ENGIE. **Energia Solar: por que o Brasil e um país ideal para se investir?** 2022. Disponível em: <https://blog-solar.engie.com.br/investir-em-energia-solar/>. Acesso em: 03 out. 2022.
- EPRI. **Distributed Energy Resources**. 2018. Disponível em: <http://www2.epri.com/OurWork/Pages/Distributed-Electricity-Resources.aspx>. Acesso em: 03 out. 2022.
- FREITAS, PAULO RICARDO RADATZ DE. **Modelos avançados de análise de redes elétricas inteligentes utilizando o software OpenDSS**. 2015. 189 f. Monografia (Bacharel em Engenharia Elétrica) — Universidade de São Paulo, São Paulo, SP, 2015.

GONZALEZ, C.; RAMIREZ, R.; VILLAFILA, R.; SUMPER, A.; BOIX, O.; CHINDRIS, M. Assess the impact of photovoltaic generation systems on low-voltage network: software analysis tool development. In: **2007 9th International Conference on Electrical Power Quality and Utilisation**. [S.l.:s.n.], 2007. p. 1–6.

IMPERIAL COLLEGE LONDON. **Distributed Generation and the Grid Integration Issues**. [S.l.], 2005.

INEE. **O que é Geração Distribuída**. 2022. Disponível em: [http://inee.org.br/forum\\_ger\\_distrib.asp](http://inee.org.br/forum_ger_distrib.asp). Acesso em: 03 out. 2022.

INPE. **Atlas Brasileiro de Energia Solar**. [S.l.], 2017.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. **Technology Roadmap - Solar Photovoltaic Energy**. [S.l.], 2013.

JUNIOR, LUIZ CARLOS RIBEIRO. **Inversores Inteligentes em Sistemas Fotovoltaicos para Controle Integrado de Funções Utilizando o OpenDSS**. 2018. 141 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) — Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, MG, 2018.

KATIRAEI, FARID; AGÜERO, JULIO ROMERO. Solar pv integration challenges. **IEEE Power and Energy Magazine**, v. 9, n. 3, p. 62–71, 2011.

KERSTING, W.H. Radial distribution test feeders. In: **2001 IEEE Power Engineering Society Winter Meeting. Conference Proceedings (Cat. No.01CH37194)**. [S.l.: s.n.], 2001. v. 2, p.908–912 vol.2.

CEPEL, **Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos**. Rio de Janeiro: CEPEL, 2014. Disponível em: [http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/Manual\\_de\\_Engenharia\\_FV\\_2014.pdf](http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/Manual_de_Engenharia_FV_2014.pdf). Acesso em: 10 abr. 2023.

OLIVEIRA, TIAGO ELIAS CASTELO DE. **Estudo da Capacidade de Hospedagem de Fontes de Geração Distribuída no Sistema Elétrico de um Campus Universitário**. 2015. 125 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) — Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, MG, 2015.

PALUDO, JULIANA ARAMIZU. **Avaliação dos Impactos de Elevados Níveis de Penetração da Geração Fotovoltaica no Desempenho de Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica em Regime Permanente**. 2014. 182 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) — Universidade de São Paulo, São Carlos, SP, 2014.

PATIL, ASHWINI; GIRGAONKAR, RUCHA; MUSUNURI, SHRAVANA Kumar. Impacts of increasing photovoltaic penetration on distribution grid—voltage rise case study. In: **2014 International Conference on Advances in Green Energy (ICAGE)**. [S.l.: s.n.], 2014. p. 100–105.

SHAYANI, RAFAEL AMARAL. **Método para determinação do limite de penetração da geração distribuída fotovoltaica em redes radiais de distribuição**. 2010. 161 f. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) — Universidade de Brasília, Brasília, DF, 2010.

WANG, L.; LIANG, D.; CROSSLAND, A.; JONES, D.; WADE, N. Using a smart grid laboratory to investigate battery energy storage to mitigate the effects of pv in distribution networks. In: **22nd International Conference and Exhibition on Electricity Distribution (CIRED 2013)**. [S.l.: s.n.], 2013. p. 1–4.

## **APÊNDICE A - Código simulação IEEE 13 Barras**

```

//-----//
// UNIVERSIDADE TECNOLÓGICA FEDERAL DO PARANÁ
// DEPARTAMENTO ACADÊMICO DE ENGENHARIA ELÉTRICA
//
// Autor
//   Nome: Roger Rodrigues Correia
//   RA: 1702122
//-----//

//                               Rede teste IEEE 13 barras

//-----//

//Reinicia o programa

Clear

//-----//

// Dados do equivalente da SUBESTAÇÃO.

// ----- NEW CIRCUIT -----

New Circuit.IEEE13BARRAS
~ basekv=115 pu=1.0 phases=3 bus1=SourceBus
~ Angle=30
~ MVAsc3=1000000000 MVAsc1=1000000000
AddBusMarker Bus=SourceBus Code=36 color=Red size=2

//-----//

// Dados das características das linhas.

// ----- LINECODE -----

// 601

New linecode.601 nphases=3 BaseFreq=60
~ rmatrix = (0.2153 | 0.0969 0.2097 | 0.0982 0.0954 0.2121)
~ xmatrix = (0.6325 | 0.3117 0.6511 | 0.2632 0.2392 0.6430)
~ cmatrix = (10.3833 | -3.2894 9.8228 | -2.0759 -1.2225 9.2936)

```

~ units=km

// 602

New linecode.602 nphases=3 BaseFreq=60

~ rmatrix = (0.4676 | 0.0982 0.4645 | 0.0969 0.0954 0.4621 )

~ xmatrix = (0.7341 | 0.2632 0.7446 | 0.3117 0.2392 0.7526 )

~ cmatrix = (9.3931 | -1.7828 8.5369 | -2.7862 -1.0859 8.9508)

~ units=km

// 603

New linecode.603 nphases=2 BaseFreq=60

~ rmatrix = (0.8261 | 0.1284 0.8226)

~ xmatrix = (0.8370 | 0.2853 0.8431)

~ cmatrix = (7.7626 | -1.4833 7.6902)

~ units=km

// 604

New linecode.604 nphases=2 BaseFreq=60

~ rmatrix = (0.8226 | 0.1284 0.8261)

~ xmatrix = (0.8431 | 0.2853 0.8370)

~ cmatrix = (7.6902 | -1.4833 7.7626)

~ units=km

// 605

New linecode.605 nphases=1 BaseFreq=60

~ rmatrix = (0.8259)

~ xmatrix = (0.8373)

~ cmatrix = (7.4488)

~ units=km

// 606

New linecode.606 nphases=3 BaseFreq=60

~ rmatrix = (0.4960 | 0.1883 0.4903 | 0.1770 0.1983 0.4898)

~ xmatrix = (0.2773 | 0.0204 0.2511 | -0.0089 0.0204 0.2773)

~ cmatrix = (159.6994 | 0 159.6994 | 0 0 159.6994)

~ units=km



```
// 607
```

```
New linecode.607 nphases=1 BaseFreq=60
```

```
~ rmatrix = (0.8242)
```

```
~ xmatrix = (0.3184)
```

```
~ cmatrix = (146.6753)
```

```
~ units=km
```

```
//-----//
```

```
// Dados das linhas
```

```
//-----NEW LINE -----
```

```
New Line.650632 Phases=3 Bus1=Reg.1.2.3 Bus2=632.1.2.3 LineCode=601
Length=2000 units=ft
```

```
New Line.632670 Phases=3 Bus1=632.1.2.3 Bus2=670.1.2.3 LineCode=601
Length=667 units=ft
```

```
New Line.670671 Phases=3 Bus1=670.1.2.3 Bus2=671.1.2.3 LineCode=601
Length=1333 units=ft
```

```
New Line.671680 Phases=3 Bus1=671.1.2.3 Bus2=680.1.2.3 LineCode=601
Length=1000 units=ft
```

```
New Line.632633 Phases=3 Bus1=632.1.2.3 Bus2=633.1.2.3 LineCode=602
Length=500 units=ft
```

```
New Line.632645 Phases=2 Bus1=632.3.2 Bus2=645.3.2 LineCode=603
Length=500 units=ft
```

```
New Line.645646 Phases=2 Bus1=645.3.2 Bus2=646.3.2 LineCode=603
Length=300 units=ft
```

```
New Line.692675 Phases=3 Bus1=692.1.2.3 Bus2=675.1.2.3 LineCode=606
Length=500 units=ft
```

```
New Line.671684 Phases=2 Bus1=671.1.3 Bus2=684.1.3 LineCode=604
Length=300 units=ft
```

```
New Line.684611 Phases=1 Bus1=684.3 Bus2=611.3 LineCode=605
Length=300 units=ft
```

```
New Line.684652 Phases=1 Bus1=684.1 Bus2=652.1 LineCode=607
Length=800 units=ft
```

```
//-----//
```

// Curvas de carga

//-----NEW LOADSHAPE-----

// Loadshape 1 tem perfil industrial

New Loadshape.1 npts=24 interval=1 mult=(0.18000001 0.19000000 0.23999999  
 0.33000001 0.38999999 0.41000000 0.64999998 1.23000002 1.88999999  
 1.88999999 1.96000004 1.98000002 1.45000005 1.62000000 1.88999999  
 1.79999995 1.78999996 1.19000006 0.80000001 0.66000003 0.51999998  
 0.40000001 0.28000000 0.23000000)

// Loadshap 2 tem perfil residencial

New Loadshape.2 npts=24 interval=1 mult=(0.69000000 0.50999999 0.44999999  
 0.41999999 0.55000001 0.85000002 1.01999998 0.80000001 0.89999998  
 0.91000003 1.02999997 1.03999996 1.11000001 0.98000002 0.94000000  
 0.94000000 1.02999997 1.26999998 1.51999998 1.59000003 1.75999999  
 1.50999999 1.29999995 0.89999998)

//-----//

// Dados das cargas

//-----NEW LOAD-----

New Load.671 Bus1=671.1.2.3 Phases=3 Conn=Delta Model=1 daily=1 kV=4.16  
 kW=1155 kvar=660

New Load.634a Bus1=634.1 Phases=1 Conn=Wye Model=1 daily=2 kV=0.277  
 kW=160 kvar=110

New Load.634b Bus1=634.2 Phases=1 Conn=Wye Model=1 daily=2 kV=0.277  
 kW=120 kvar=90

New Load.634c Bus1=634.3 Phases=1 Conn=Wye Model=1 daily=2 kV=0.277  
 kW=120 kvar=90

New Load.645 Bus1=645.2 Phases=1 Conn=Wye Model=1 daily=2 kV=2.4  
 kW=170 kvar=125

New Load.646 Bus1=646.2.3 Phases=1 Conn=Delta Model=2 daily=2 kV=4.16  
 kW=230 kvar=132

New Load.692 Bus1=692.3.1 Phases=1 Conn=Delta Model=5 daily=2 kV=4.16  
 kW=170 kvar=151

New Load.675a Bus1=675.1 Phases=1 Conn=Wye Model=1 daily=2 kV=2.4  
 kW=485 kvar=190

New Load.675b Bus1=675.2 Phases=1 Conn=Wye Model=1 daily=2 kV=2.4  
 kW=68 kvar=60  
 New Load.675c Bus1=675.3 Phases=1 Conn=Wye Model=1 daily=2 kV=2.4  
 kW=290 kvar=212  
 New Load.611 Bus1=611.3 Phases=1 Conn=Wye Model=5 daily=2 kV=2.4  
 kW=170 kvar=80  
 New Load.652 Bus1=652.1 Phases=1 Conn=Wye Model=2 daily=2 kV=2.4  
 kW=128 kvar=86  
 New Load.670a Bus1=670.1 Phases=1 Conn=Wye Model=1 daily=2 kV=2.4  
 kW=17 kvar=10  
 New Load.670b Bus1=670.2 Phases=1 Conn=Wye Model=1 daily=2 kV=2.4  
 kW=66 kvar=38  
 New Load.670c Bus1=670.3 Phases=1 Conn=Wye Model=1 daily=2 kV=2.4  
 kW=117 kvar=68

//-----//

// Dados dos capacitores.

New Capacitor.Cap1 Bus1=675 phases=3 kvar=600 kV=4.16  
 New Capacitor.Cap2 Bus1=611.3 phases=1 kvar=250 kV=2.4

//-----NEW TRANSFORMER ( SUBESTAÇÃO )----- //

New Transformer.Subestacao phases=3 windings=2 xhl=0.0001  
 ~ wdg=1 bus=SourceBus conn=delta kV=115 kVA=75000 %r=0.0000005  
 ~ wdg=2 bus=650 conn=wye kV=4.16 kVA=75000 %r=0.0000005

//-----NEW TRANSFORMER-----

New Transformer.XFM1 phases=3 windings=2 xhl=2  
 ~ wdg=1 bus=633 conn=wye kV=4.16 kva=500 %r=.55  
 ~ wdg=2 bus=634 conn=wye kV=0.480 kva=500 %r=.55

//-----//

```
// Dados dos reguladores.
```

```
//Fase A
```

```
New Transformer.RegFaseA phases=1 xhl=0.01 %LoadLoss=0.001
~ wdg=1 bus=650.1 kV=2.4 kva=1666.7
~ wdg=2 bus=Reg.1 kV=2.4 kva=1666.7
New regcontrol.RegFaseA transformer=RegFaseA
~ winding=2 vreg=122 band=2 ptratio=20 ctprim=700 R=3 X=9
```

```
//Fase B
```

```
New Transformer.RegFaseB phases=1 xhl=0.01 %LoadLoss=0.001
~ wdg=1 bus=650.2 kV=2.4 kva=1666.7
~ wdg=2 bus=Reg.2 kV=2.4 kva=1666.7
New regcontrol.RegFaseB transformer=RegFaseB
~ winding=2 vreg=122 band=2 ptratio=20 ctprim=700 R=3 X=9
```

```
//Fase C
```

```
New Transformer.RegFaseC phases=1 xhl=0.01 %LoadLoss=0.001
~ wdg=1 bus=650.3 kV=2.4 kva=1666.7
~ wdg=2 bus=Reg.3 kV=2.4 kva=1666.7
New regcontrol.RegFaseC transformer=RegFaseC
~ winding=2 vreg=122 band=2 ptratio=20 ctprim=700 R=3 X=9
```

```
//-----//
```

```
// Switch
```

```
New Line.671692 Phases=3 Bus1=671 Bus2=692 Switch=y
```

```
//-----//
```

```
//PVsystem Parâmetros
```

```
// A curva P-T é por unidade de Pmpp nominal vs temperatura
```

```
New XYCurve.MyPvsT npts=4 xarray=[0 25 75 100] yarray=[1.2 1.0 0.8 0.6]
```

```
// a curva de eficiência é por unidade eff vs por unidade de potência
```

```
New XYCurve.MyEff npts=4 xarray=[.1 .2 .4 1.0] yarray=[.86 .9 .93 .97]
```

```
// curva de irradiância
```

```
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]
```

// curva de temperatura em 24h

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]

// Definindo PV

New PVSystem.PV646 phases=3 bus1=trafo\_pv646 kV=0.48 kVA=775 irrads=.98 Pmpp=770 temperature=25 PF=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 effcurve=Myeff P-TCurve=MyPvsT Daily=MyIrrad TDaily=MyTemp !default for inverter is unity PF

New PVSystem.PV645 phases=3 bus1=trafo\_pv645 kV=0.48 kVA=775 irrads=.98 Pmpp=770 temperature=25 PF=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 effcurve=Myeff P-TCurve=MyPvsT Daily=MyIrrad TDaily=MyTemp !default for inverter is unity PF

New PVSystem.PV611 phases=3 bus1=trafo\_pv611 kV=0.48 kVA=775 irrads=.98 Pmpp=770 temperature=25 PF=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 effcurve=Myeff P-TCurve=MyPvsT Daily=MyIrrad TDaily=MyTemp !default for inverter is unity PF

New PVSystem.PV671 phases=3 bus1=trafo\_pv671 kV=0.48 kVA=775 irrads=.98 Pmpp=770 temperature=25 PF=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 effcurve=Myeff P-TCurve=MyPvsT Daily=MyIrrad TDaily=MyTemp !default for inverter is unity PF

New PVSystem.PV634 phases=3 bus1=trafo\_pv634 kV=0.48 kVA=775 irrads=.98 Pmpp=770 temperature=25 PF=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 effcurve=Myeff P-TCurve=MyPvsT Daily=MyIrrad TDaily=MyTemp !default for inverter is unity PF

New PVSystem.PV692 phases=3 bus1=trafo\_pv692 kV=0.48 kVA=775 irrads=.98 Pmpp=770 temperature=25 PF=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 effcurve=Myeff P-TCurve=MyPvsT Daily=MyIrrad TDaily=MyTemp !default for inverter is unity PF

New PVSystem.PV675 phases=3 bus1=trafo\_pv675 kV=0.48 kVA=775 irrads=.98 Pmpp=770 temperature=25 PF=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 effcurve=Myeff P-TCurve=MyPvsT Daily=MyIrrad TDaily=MyTemp !default for inverter is unity PF

New PVSystem.PV652 phases=3 bus1=trafo\_pv652 kV=0.48 kVA=775 irrads=.98 Pmpp=770 temperature=25 PF=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 effcurve=Myeff P-TCurve=MyPvsT Daily=MyIrrad TDaily=MyTemp !default for inverter is unity PF

//Trafo PV para a barra

New Transformer.pv\_up646 phases=3 xhl=5.750000  
~ wdg=1 bus=trafo\_pv646 kV=0.48 kVA=5000 conn=wye

~ wdg=2 bus=646 kV=4.16 kVA=5000 conn=wye

New Transformer.pv\_up645 phases=3 xhl=5.750000

~ wdg=1 bus=trafo\_pv645 kV=0.48 kVA=5000 conn=wye

~ wdg=2 bus=645 kV=4.16 kVA=5000 conn=wye

New Transformer.pv\_up611 phases=3 xhl=5.750000

~ wdg=1 bus=trafo\_pv611 kV=0.48 kVA=5000 conn=wye

~ wdg=2 bus=611 kV=4.16 kVA=5000 conn=wye

New Transformer.pv\_up671 phases=3 xhl=5.750000

~ wdg=1 bus=trafo\_pv671 kV=0.48 kVA=5000 conn=wye

~ wdg=2 bus=671 kV=4.16 kVA=5000 conn=wye

New Transformer.pv\_up634 phases=3 xhl=5.750000

~ wdg=1 bus=trafo\_pv634 kV=0.48 kVA=5000 conn=wye

~ wdg=2 bus=634 kV=4.16 kVA=5000 conn=wye

New Transformer.pv\_up692 phases=3 xhl=5.750000

~ wdg=1 bus=trafo\_pv692 kV=0.48 kVA=5000 conn=wye

~ wdg=2 bus=692 kV=4.16 kVA=5000 conn=wye

New Transformer.pv\_up675 phases=3 xhl=5.750000

~ wdg=1 bus=trafo\_pv675 kV=0.48 kVA=5000 conn=wye

~ wdg=2 bus=675 kV=4.16 kVA=5000 conn=wye

New Transformer.pv\_up652 phases=3 xhl=5.750000

~ wdg=1 bus=trafo\_pv652 kV=0.48 kVA=5000 conn=wye

~ wdg=2 bus=652 kV=4.16 kVA=5000 conn=wye

//-----//

//set controlmode=off

//-----

// Configuração de tensão de base.

Set Voltagebases=[115, 4.16, .48]

CalcVoltageBases

BusCoords IEEE13Node\_BusXY.csv  
New energymeter.m1 line.650632 1

//-----//

//MONITORES

New monitor.subestacaop element=transformer.subestacao terminal=1 mode=1  
ppolar=no

New monitor.subestacaov element=transformer.subestacao terminal=1 mode=0  
ppolar=no

New monitor.voltage\_sub element=line.650632 terminal=2 mode=0

New monitor.power\_bus element=transformer.subestacao terminal=2 mode=1  
ppolar=no

//MONITORES BARRAS

New monitor.voltage\_646 element=line.645646 terminal=1 mode=0

New monitor.voltage\_645 element=line.632645 terminal=1 mode=0

New monitor.voltage\_611 element=line.684611 terminal=1 mode=0

New monitor.voltage\_684 element=line.671684 terminal=1 mode=0

New monitor.voltage\_632 element=line.650632 terminal=1 mode=0

New monitor.voltage\_671 element=line.670671 terminal=1 mode=0

New monitor.voltage\_633 element=line.632633 terminal=1 mode=0

New monitor.voltage\_634 element=transformer.XFM1 terminal=1 mode=0

New monitor.voltage\_692 element=line.671692 terminal=1 mode=0

New monitor.voltage\_675 element=line.692675 terminal=1 mode=0

New monitor.voltage\_652 element=line.684652 terminal=1 mode=0

New monitor.voltage\_680 element=line.671680 terminal=1 mode=0

```
//-----//
```

```
// Comandos para solução diária
```

```
set mode=daily
```

```
set number=24
```

```
set stepsize=1h
```

```
//set hour=11
```

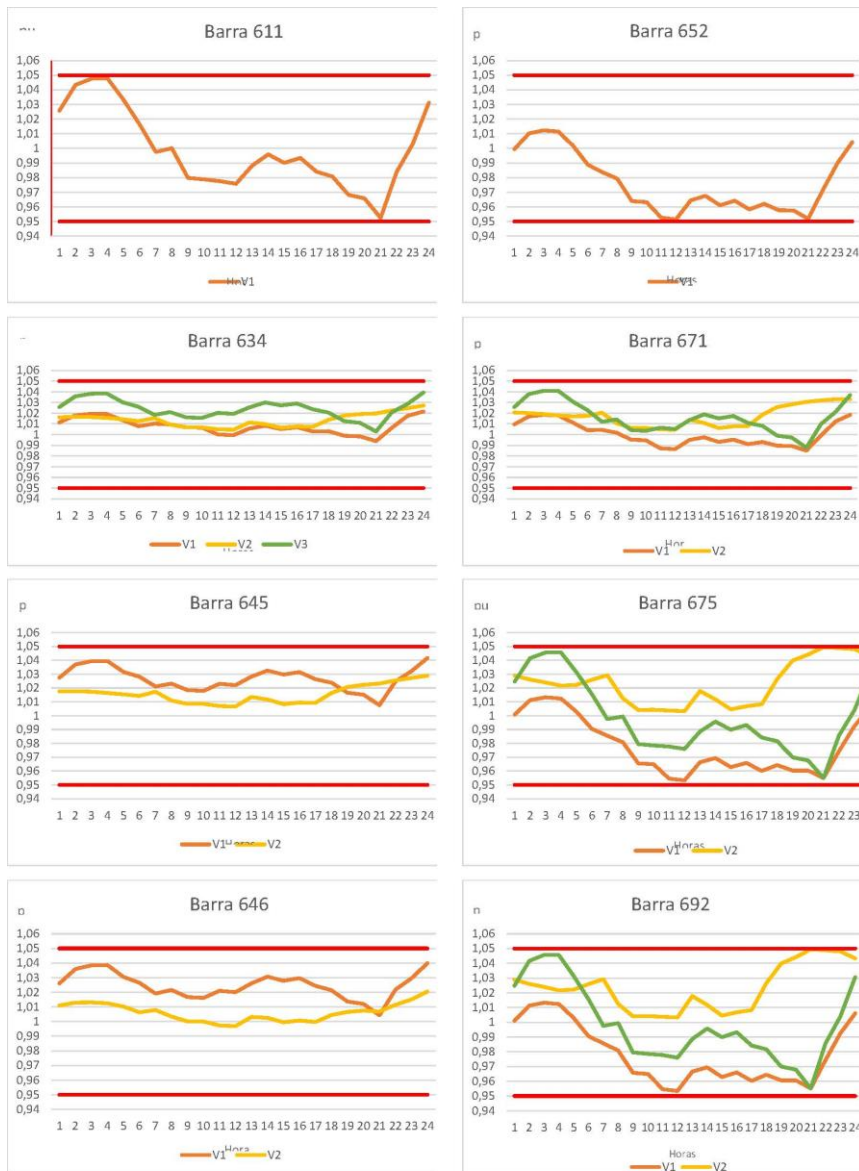
```
solve
```

```
//-----FIM-----//
```



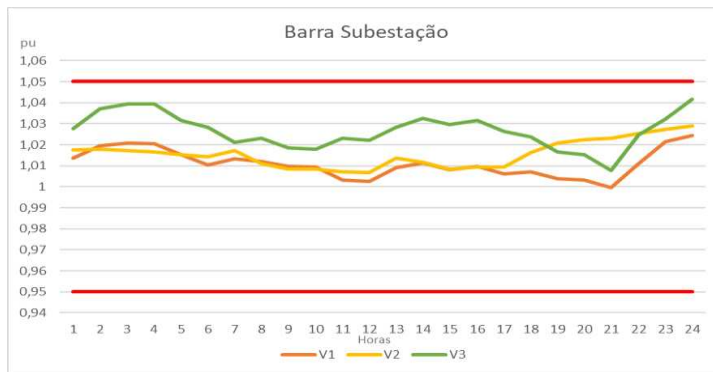
## **APÊNDICE B - Tensão nas barras de carga dos cenários**

**CENÁRIO SEM GERAÇÃO FOTOVOLTAICA**  
**Figura 32 - Tensão nas barras sem geração fotovoltaica**



Fonte: Autoria própria (2023)

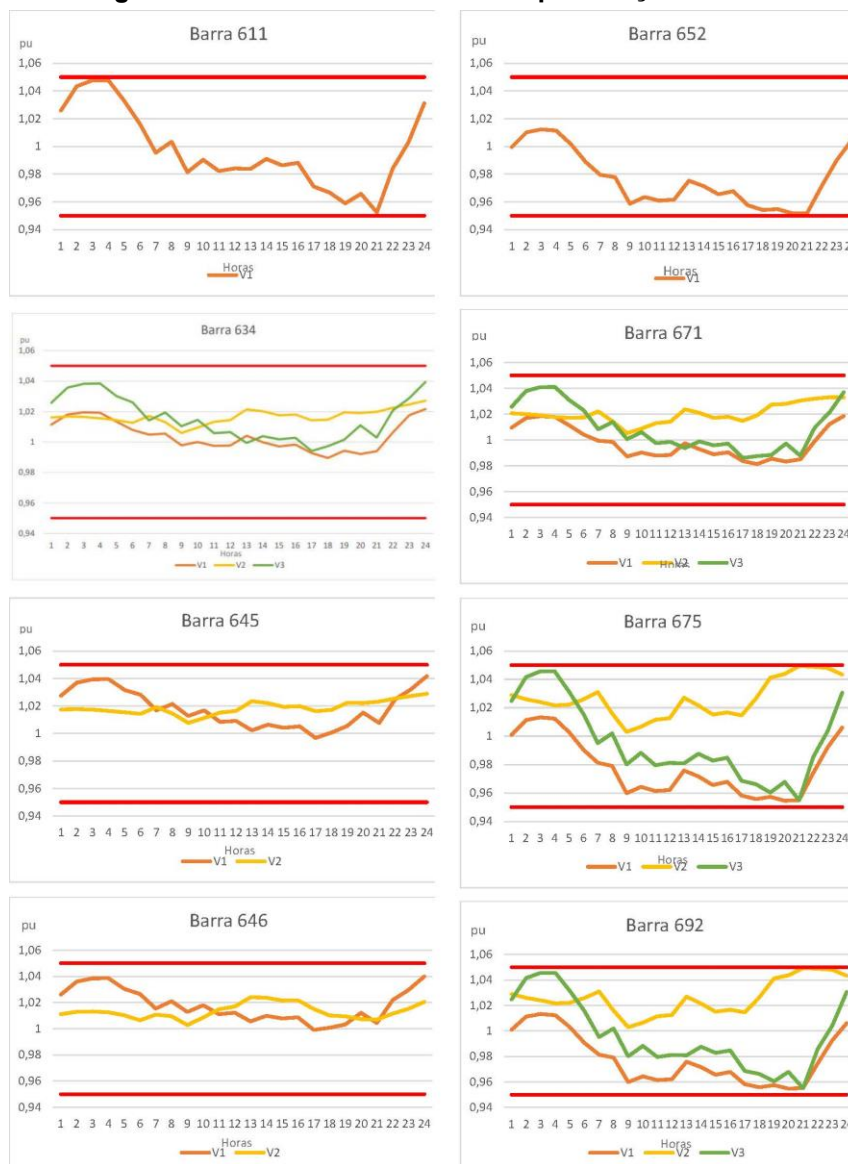
**Figura 33 - Tensão na barra subestação sem geração fotovoltaica**



Fonte: Autoria própria (2023)

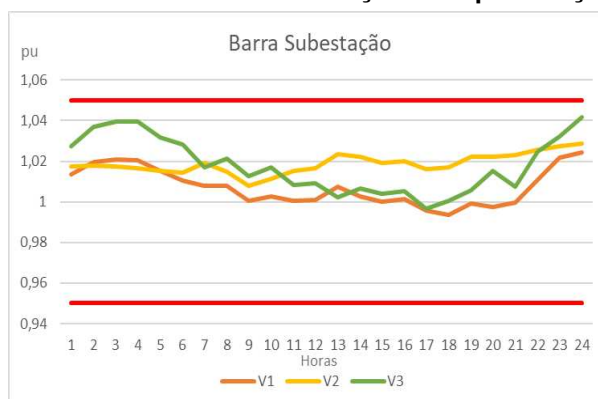
## CENÁRIO 30% DE PENETRAÇÃO FOTOVOLTAICA

Figura 34 - Tensão nas barras com penetração de 30%



Fonte: Autoria própria (2023)

Figura 35 - Tensão na barra subestação com penetração de 30%



Fonte: Autoria própria (2023)

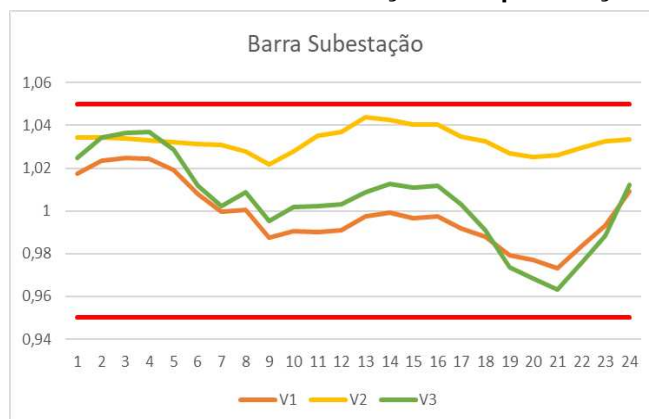
## CENÁRIO 50% DE PENETRAÇÃO FOTOVOLTAICA

Figura 36 - Tensão nas barras com penetração de 50%



Fonte: Autoria própria (2023)

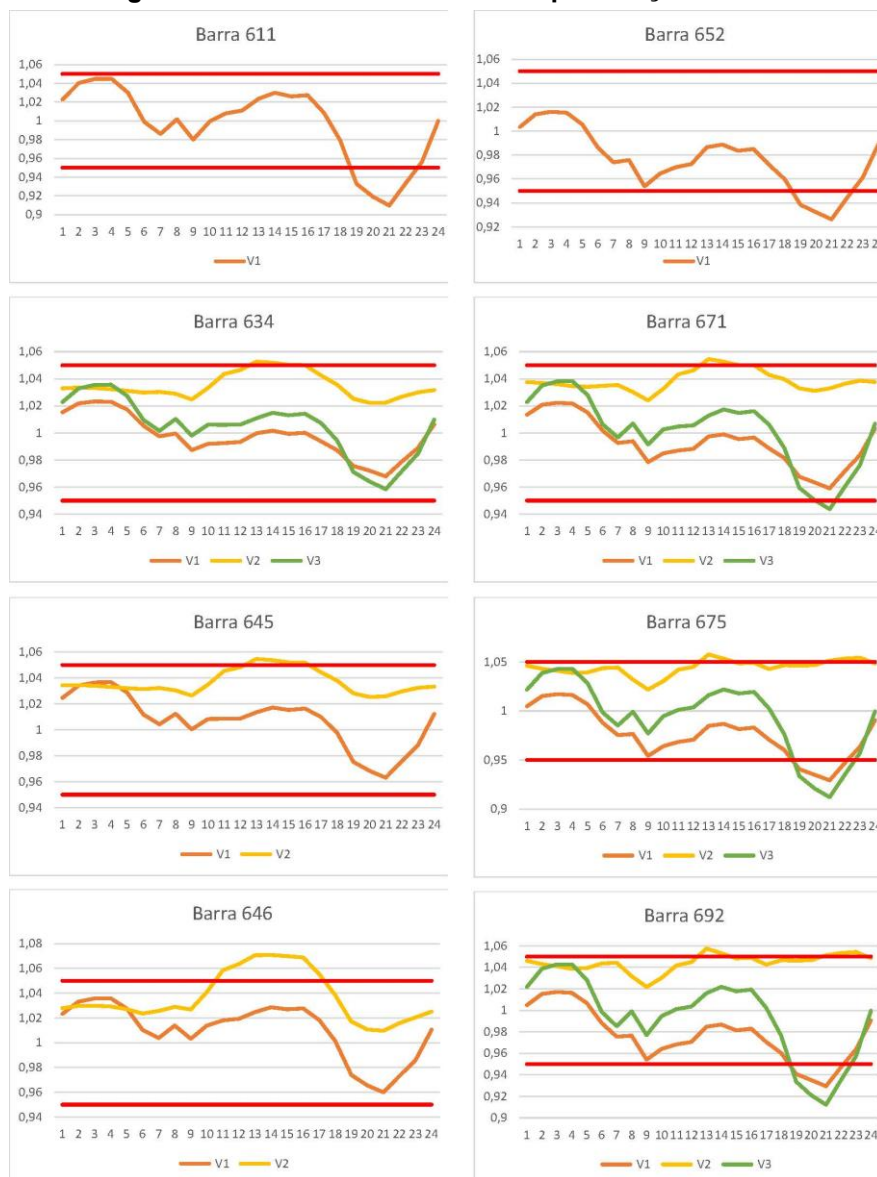
Figura 37 - Tensão na barra subestação com penetração de 50%



Fonte: Autoria própria (2023)

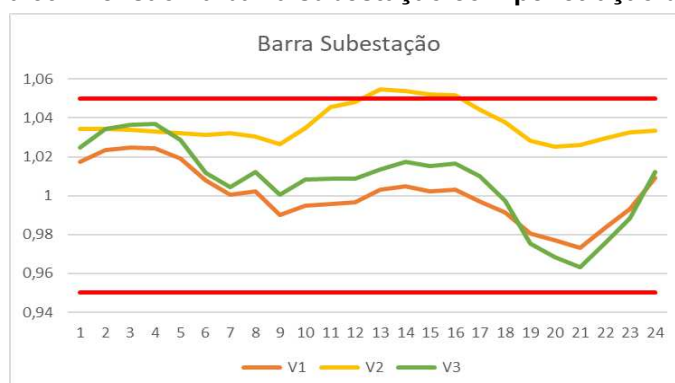
## CENÁRIO 75% DE PENETRAÇÃO FOTOVOLTAICA

Figura 38 - Tensão nas barras com penetração de 75%



Fonte: Autoria própria (2023)

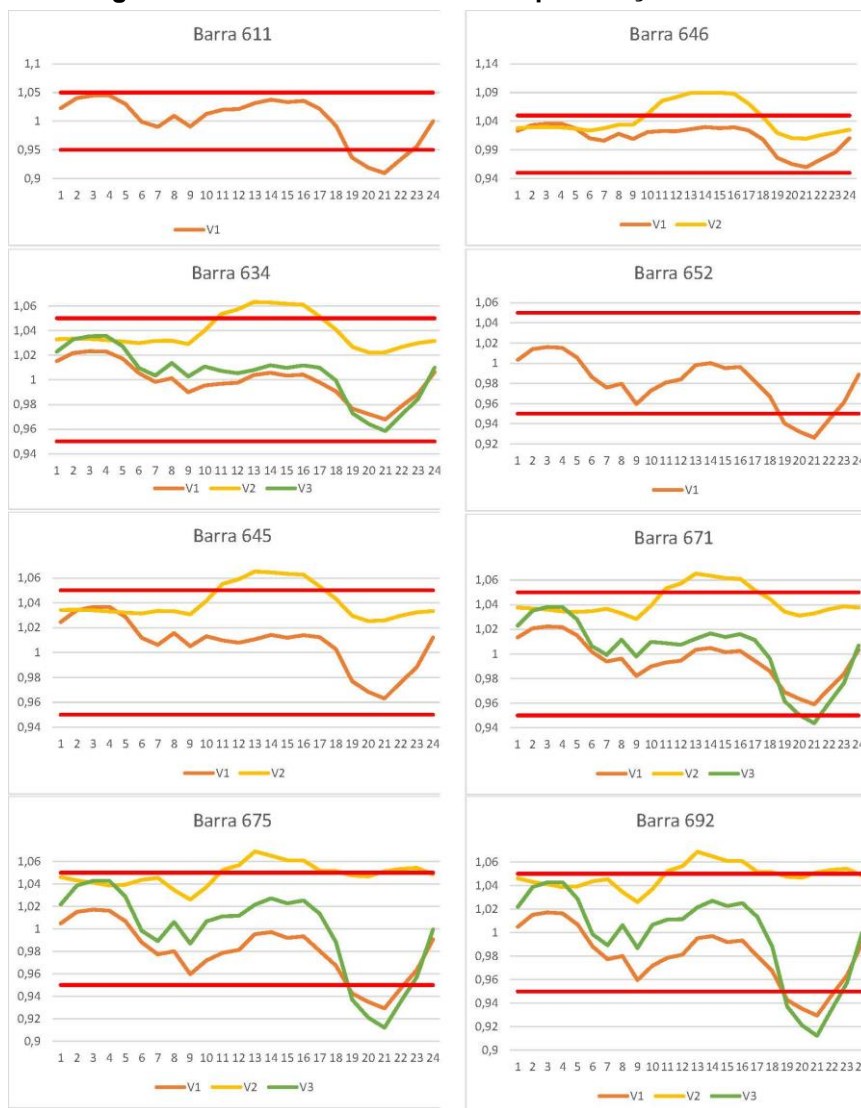
Figura 39 - Tensão na barra subestação com penetração de 75%



Fonte: Autoria própria (2023)

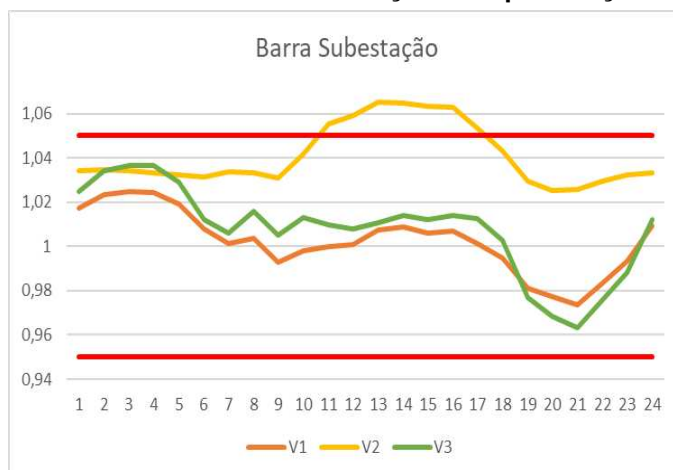
## CENÁRIO 100% DE PENETRAÇÃO FOTOVOLTAICA

Figura 40 - Tensão nas barras com penetração de 100%



Fonte: Autoria própria (2023)

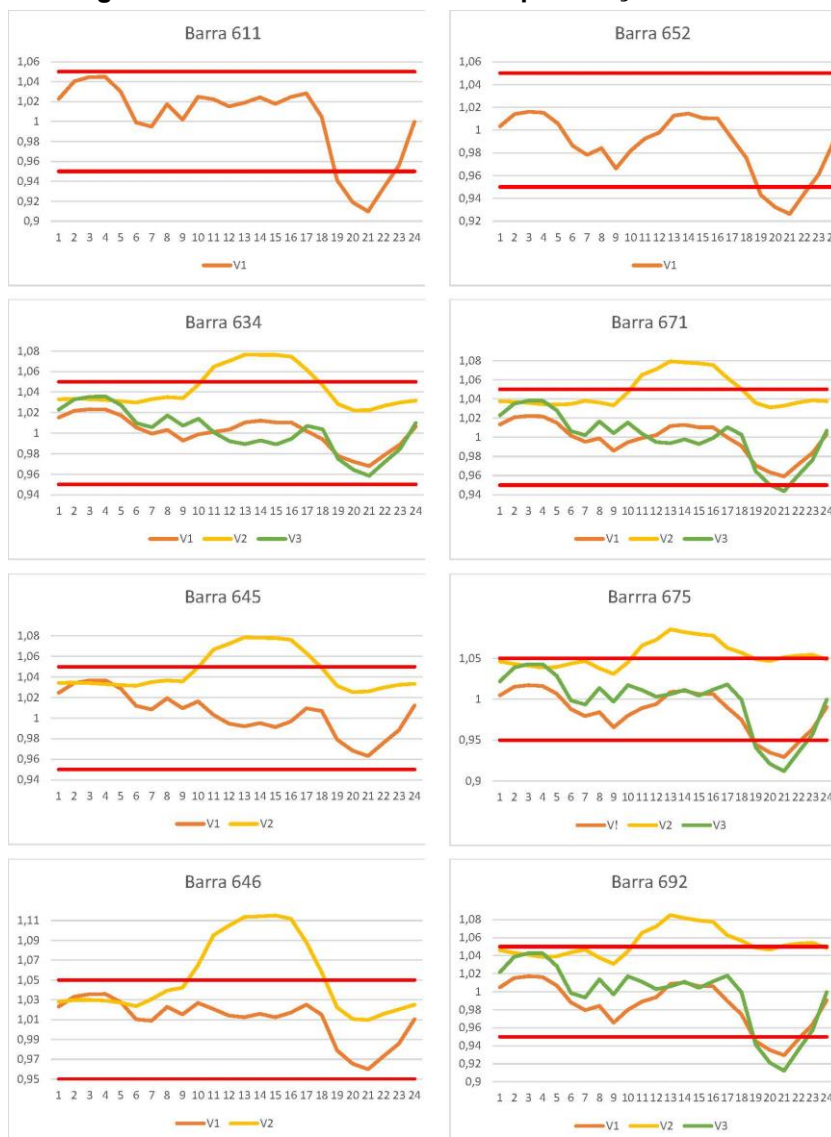
Figura 41 - Tensão na barra subestação com penetração de 100%



Fonte: Autoria própria (2023)

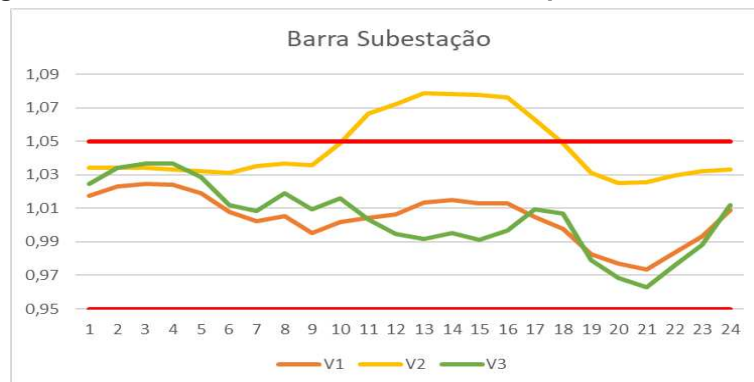
## CENÁRIO 130% DE PENETRAÇÃO FOTOVOLTAICA

Figura 42 - Tensão nas barras com penetração de 130%



Fonte: Autoria própria (2023)

Figura 43 - Tensão na barra subestação com penetração de 130%



Fonte: Autoria própria (2023)