



**UNIVERSIDADE FEDERAL DE OURO PRETO  
ESCOLA DE MINAS  
COLEGIADO DO CURSO DE ENGENHARIA DE CONTROLE  
E AUTOMAÇÃO - CEAU**



**DIEGO GONÇALVES RIBEIRO**

**ANÁLISE DO IMPACTO DA GERAÇÃO FOTOVOLTAICA NA REDE  
DE DISTRIBUIÇÃO DO IEEE DE 13 BARRAS UTILIZANDO O  
OPENDSS**

**MONOGRAFIA DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA DE CONTROLE E  
AUTOMAÇÃO**

**Ouro Preto, 2019**

**DIEGO GONÇALVES RIBEIRO**

**ANÁLISE DO IMPACTO DA GERAÇÃO FOTOVOLTAICA NA REDE  
DE DISTRIBUIÇÃO DO IEEE DE 13 BARRAS UTILIZANDO O  
OPENDSS**

**Monografia apresentada ao Curso de Engenharia de Controle e Automação da Universidade Federal de Ouro Preto como parte dos requisitos para a obtenção do Grau de Engenheiro de Controle e Automação.**

Orientador: Prof. Me. Bruno Randazzo Baroni

**Ouro Preto  
Escola de Minas – UFOP  
2019**

## SISBIN - SISTEMA DE BIBLIOTECAS E INFORMAÇÃO

R484a Ribeiro, Diego Gonçalves .  
Análise do impacto da geração fotovoltaica na rede de distribuição do IEEE de 13 barras utilizando o OPENDSS. [manuscrito] / Diego Gonçalves Ribeiro. - 2019. 61 f.: il.: color., gráf., tab..

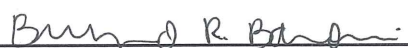
Orientador: Prof. Me. Bruno Randazzo Baroni.  
Monografia (Bacharelado). Universidade Federal de Ouro Preto. Escola de Minas.

1. Geração de energia fotovoltaica. 2. Geração distribuída de energia elétrica. 3. Redes elétricas - Analisadores . 4. Energia - Consumo . 5. Sobretensão. I. Baroni, Bruno Randazzo. II. Universidade Federal de Ouro Preto. III. Título.

CDU 681.5

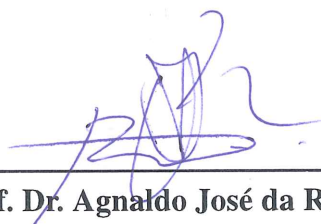
Bibliotecário(a) Responsável: Maristela Sanches Lima Mesquita - CRB:1716

Monografia defendida e aprovada, em 11 de Dezembro de 2019, pela comissão avaliadora constituída pelos professores:



---

**Prof. Me. Bruno Randazzo Baroni**  
Orientador



---

**Prof. Dr. Agnaldo José da Rocha Reis**  
Professor Convidado



---

**Prof. Dr. Paulo Marcos de Barros Monteiro**  
Professor Convidado

Ouro Preto, 2019

## AGRADECIMENTOS

Quero agradecer primeiramente aos meus pais, Paulo César e Mirtes, meus pilares, obrigado por acreditarem, me proporcionarem conhecimento, oportunidades e tudo mais que precisei. Essa é somente uma de nossas conquistas, pois caminhamos sempre juntos.

Agradeço ao meu irmão, Matheus, por todo companheirismo e aprendizado que adquiro com você.

Um agradecimento a minha tia e madrinha, Elza, por todo o apoio e ensinamento de vida que me proporcionou durante todos esses anos.

Agradeço à minha namorada, Natália, por todo apoio, ajuda e conselhos, obrigado por tudo.

Aos amigos de Ouro Preto e em especial aos do período 14.2, pelos aprendizados e momentos que vivemos juntos.

À república Kasa Cheia, e seus moradores com quem tive a felicidade de compartilhar moradia: Fernando, Luiz, Marcelo, Wilson, Taylan, Mateus, Vitor e também a Thaís, nossa homenageada. Com vocês aprendi muito e foram essenciais a minha construção como pessoa.

A todos os amigos do Intercambio, em especial a Cristhian e Martin, por serem como irmãos para mim desde que os conheci, por tudo que passamos juntos, pelo conhecimento técnico, cultural e de vida, foram especiais para mim.

Aos amigos de Coronel Fabriciano, Pedro, Gustavo, Jéssica, Daniel, Dudu Castro, Dudu Assis e Marcão, com vocês cresci e aprendi, obrigado.

Por fim, um agradecimento a Universidade Federal de Ouro Preto, Escola de Minas, ao NTI e aos professores por todo conhecimento que me forneceram ao longo desses anos.

*“A felicidade às vezes é uma bênção, mas geralmente é uma conquista.” (Paulo Coelho)*

## RESUMO

Geração Distribuída (GD), é a fonte de energia que parte do consumidor, o crescimento por sua utilização nos últimos anos está ligado ao fato de que por meio de energias renováveis, como a energia solar, provém ao consumidor comodidade e retorno econômico. Contudo, atualmente as leis de sua utilização vêm se renovando com intuito de balancear este retorno entre distribuidoras e consumidor. Além do impacto econômico também acontecem os impactos em danos na rede de distribuição, uma vez que a rede precisa ser analisada para estas inserções, porque não foram projetadas inicialmente com a capacidade de receber um grande fluxo reverso de energia. Foram desenvolvidos neste trabalho sistemas de geração fotovoltaica, a serem instalados na rede de distribuição de 13 barras do Institute of Electrical and Electronic Engineers (IEEE) e dispostas análises do impacto de sua inserção por meio de um software de simulação, o Open Distribution System Simulator (OpenDSS). Os resultados mostraram que a geração distribuída tem influência de forma significativa no perfil de tensão e nas perdas do sistema de distribuição.

**Palavras-chaves:** Geração Fotovoltaica, Geração Distribuída, Redes de Distribuição, Perdas Elétricas, Sobretensão.

## ABSTRACT

Distributed Generation (DG), is the source of energy that part of the consumer, the growth through its use in recent years is linked to the fact that through renewable energy, such as solar energy, provides consumers with convenience and economic return. However, currently the laws of its use are being renewed in order to balance this return between distributors and consumers. In addition to the economic impact, there are also impacts on distribution network damage, as the network needs to be analyzed for these inserts because they were not initially designed with the ability to receive a large reverse flow of energy. It Was developed at this work photovoltaic generation systems, to be installed in the 13 bars distribution network of Institute of Electrical and Electronic Engineers (IEEE) and their insertion impact analyzes were performed by means of simulation software, the Open Distribution System Simulator (OpenDSS). The results showed that distributed generation has a significant influence on the voltage profile and losses of the distribution system.

**Key-words:** Photovoltaic Generation, Distributed Generation, Distribution Networks, Electrical Losses, Overvoltage.



## LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – Buscas no google acadêmico por painéis solares . . . . .	16
Figura 2 – Diagrama unifilar de sistema elétrico de potência . . . . .	19
Figura 3 – Curva de carga de um consumidor residencial . . . . .	20
Figura 4 – Curvas de carga do setor industrial . . . . .	20
Figura 5 – Circuito elétrico equivalente de uma célula fotovoltaica . . . . .	22
Figura 6 – Efeito fotovoltaico . . . . .	23
Figura 7 – Comprimento e frequência de onda . . . . .	24
Figura 8 – Curva de irradiância ao longo de um dia . . . . .	25
Figura 9 – Explicação sobre insolação . . . . .	25
Figura 10 – Esquematização do PVSystem Element Model no OpenDSS . . . . .	28
Figura 11 – Interconexão do OpenDSS com a interface COM . . . . .	29
Figura 12 – Estrutura do trabalho . . . . .	30
Figura 13 – Esquematização da rede IEEE 13 barras . . . . .	31
Figura 14 – Curva de carga diária de uma área industrial . . . . .	32
Figura 15 – Curva de carga diária de uma área residencial . . . . .	32
Figura 16 – Temperatura média em 13 de fevereiro . . . . .	35
Figura 17 – Curva de irradiância estimada . . . . .	35
Figura 18 – Cargas do sistema 13 bus IEEE . . . . .	36
Figura 19 – Barra 646 sem inserção do sistema fotovoltaico . . . . .	37
Figura 20 – Barra 671 sem inserção do sistema fotovoltaico . . . . .	38
Figura 21 – Diagrama do sistema 13 barras com 30% de penetração em relação a potência total . . . . .	39
Figura 22 – Barra 646 com com 30% de penetração em relação a potência total . . . . .	40
Figura 23 – Barra 671 com 30% de penetração em relação a potência total . . . . .	41
Figura 24 – Diagrama do sistema 13 barras com 50% de penetração em relação a potência total . . . . .	42
Figura 25 – Barra 646 com com 50% de penetração em relação a potência total . . . . .	43
Figura 26 – Barra 671 com com 50% de penetração em relação a potência total . . . . .	44
Figura 27 – Diagrama do sistema 13 barras com 100% de penetração em relação a potência total . . . . .	45
Figura 28 – Barra 646 com com 100% de penetração em relação a potência total . . . . .	46
Figura 29 – Barra 671 com com 100% de penetração em relação a potência total . . . . .	47
Figura 30 – TA da barra 646 após 30% de penetração . . . . .	48
Figura 31 – TA da barra 646 após 50% de penetração . . . . .	49
Figura 32 – TA da barra 646 após 100% de penetração . . . . .	49
Figura 33 – TA da barra 671 após 30% de penetração . . . . .	50

Figura 34 – TA da barra 671 após 50% de penetração . . . . .	50
Figura 35 – TA da barra 671 após 100% de penetração . . . . .	51
Figura 36 – Especificações de um painel solar para Ouro Preto utilizando a curva de carga residencial . . . . .	60
Figura 37 – Especificações de um painel solar para Ouro Preto utilizando a curva de carga industrial . . . . .	61

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Consumo de energia do setor industrial – Cidade de São Paulo . . . . .	21
Tabela 2 – Energia proveniente das loadshapes . . . . .	33
Tabela 3 – Potências nas barras da rede . . . . .	34
Tabela 4 – Perdas no sistema em relação a porcentagem de penetração . . . . .	47
Tabela 5 – Pontos de conexão em Tensão Nominal superior a 1 kV e inferior a 69 kV .	48
Tabela 6 – Tensões na barra 646 ao longo das porcentagens de penetrações dos painéis fotovoltaicos. . . . .	57
Tabela 7 – Tensões na barra 671 ao longo das porcentagens de penetrações dos painéis fotovoltaicos. . . . .	58

## **LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS**

GD	Geração Distribuída
OpenDSS	Open Distribution System Simulator
EPRI	Electric Power Research Institute
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
IEEE	Institute of Electrical and Electronic Engineers
COM	Component Object Model
PV	Painel Fotovoltaico
SCEE	Sistema de Compensação de Energia Elétrica

## LISTA DE SÍMBOLOS

$\lambda$	Lambda comprimento de onda
$\Delta$	Delta
$\int$	Integral

# SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO</b>	<b>15</b>
1.1	Justificativas e Relevância	16
1.2	Objetivos	16
1.3	Metodologia	17
1.4	Organização e estrutura	17
<b>2</b>	<b>FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA</b>	<b>18</b>
2.1	Energia	18
2.2	Sistema de geração e distribuição	18
2.3	Curva de carga	19
2.4	Geração Distribuída	21
2.5	Geração energética Fotovoltaica	21
2.5.1	<i>Radiação solar</i>	23
2.5.2	<i>Irradiância</i>	24
2.5.3	<i>Insolação</i>	25
2.6	Regulamentação	25
2.7	OpenDSS	27
<b>3</b>	<b>DESENVOLVIMENTO</b>	<b>30</b>
3.1	IEEE 13 Node Test Feeder	30
3.2	Cálculo das Curvas de carga	31
3.3	Potência de instalação	32
3.4	Construção dos Painéis fotovoltaico	34
<b>4</b>	<b>EXPERIMENTOS E RESULTADOS</b>	<b>36</b>
4.1	Penetração em 30% da potência total	38
4.2	Penetração em 50% da potência total	41
4.3	Penetração em relação a 100% da potência total	44
4.4	Perdas	47
4.5	Análise da tensão	48
<b>5</b>	<b>CONCLUSÃO</b>	<b>52</b>
	<b>REFERÊNCIAS</b>	<b>54</b>

<b>APÊNDICES</b>	<b>56</b>
<b>APÊNDICE A – TENSÕES NA BARRA 646 . . . . .</b>	<b>57</b>
<b>APÊNDICE B – TENSÕES NA BARRA 671 . . . . .</b>	<b>58</b>
<b>ANEXOS</b>	<b>59</b>
<b>ANEXO A – ESPECIFICAÇÃO DE PAINEL FOTOVOLTAICO DE ACORDO COM A CURVA DE CARGA RESIDENCIAL</b>	<b>60</b>
<b>ANEXO B – ESPECIFICAÇÃO DE PAINEL FOTOVOLTAICO DE ACORDO COM A CURVA DE CARGA INDUSTRIAL .</b>	<b>61</b>

# 1 INTRODUÇÃO

Sistemas de painéis fotovoltaico vem despontando como consumo e produção de energia renovável, principalmente adotados pelos consumidores comuns, que por meio da integração de sistema automatizados residenciais começaram a entender e operar a Geração Distribuída (GD) podendo assim compensar o valor da energia elétrica ao final do mês.

A energia elétrica veio agregando novas tecnologias e se expandindo e, hoje em dia, é um dos pilares da economia. Com isso, além das distribuidoras, se desenvolveu um grande mercado desta energia por trás de sua utilização. Ramificações foram se formando em torno das linhas de distribuição energética (JÚNIOR, 2016).

Com o crescimento desta tecnologia, novas ferramentas foram desenvolvidas, com o intuito de prever, analisar e qualificar tal mercado e suas variáveis. Softwares com a capacidade de implementar e simular estão automatizando todo o processo de análise de redes e suas integrações, como neste caso, as GD.

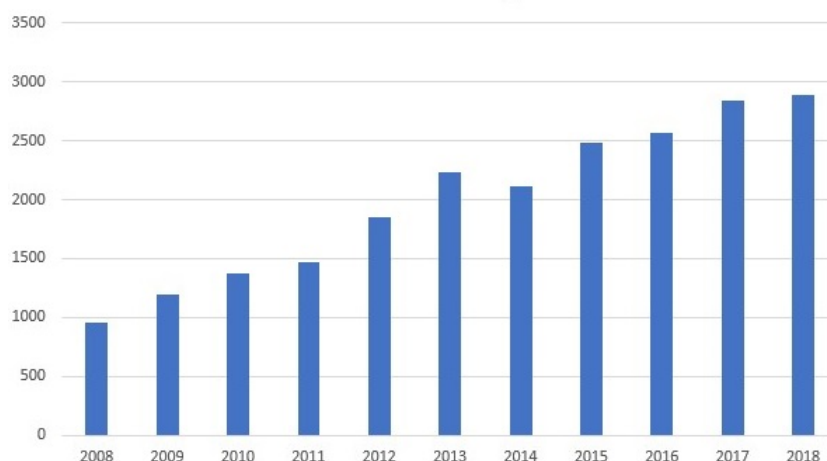
Foi abordado neste trabalho este mercado em expansão, a de geração distribuídas. Gerações distribuídas são fontes de gerações de energia que partem do consumidor e que estão ligadas na rede elétrica local. Sua classificação se divide em micro, média, pequena e grande, sendo suas potências de instalação de até 5 kW, 5 kW a 5MW, 5 MW a 50 MW e 50 MW a 300 MW respectivamente (DIAS; BORTONI; HADDAD, 2005).

A utilização de micro e minigeração distribuída vem crescendo ao longo dos anos. A inserção de GD para pequenos e grandes consumidores afeta diretamente a economia das empresas distribuidoras de energia. Com isso uma revisão das normas a respeito das tarifas de encargos, uso e energia estão sendo revisados pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), com intuito de reestruturar o sistema de compensação de energia elétrica (SCEE) (BRITO et al., 2018).

Além do mais, uma rede elétrica projetada anteriormente a instalação desses sistemas, tem seus limites de tensões, que com a inserção de sistemas de painéis fotovoltaicos, ou *PVsystem* (PV), podem ocasionar sobretensões caso os valores da geração fotovoltaica sejam maior que as das cargas, sendo assim necessário o conhecimento do comportamento de ambos sistemas (BARONI; UTURBEY, 2018).

Com esta previsão de nova política em relação as normas de instalação de GD teve-se neste trabalho o intuito de se explorar sobre este assunto. Com o foco em GD fotovoltaica foi feita uma pesquisa no Google acadêmico sobre o assunto, colocando-se "painel solar" como filtro, as estatísticas no gráfico demonstrada na figura 1 a constante evolução de pesquisas e artigos a cerca do tema painéis solares ao longo de 10 anos, com uma queda na progressiva somente em 2014.





Fonte: Elaborado pelo autor

Figura 1: Buscas no google acadêmico por painéis solares

A crescente sobre o tema e as novas políticas que estão por vir reforçam o intuito deste trabalho de analisar a potência de instalação, perdas elétricas e perfil das tensões quando inserido sistemas fotovoltaicos.

## 1.1 Justificativas e Relevância

Ocorre um constante crescimento de instalações de GD no Brasil nos últimos anos, aumento por pesquisas, trabalhos e mudanças no cenário de valoração. Novas normas estão sendo implementadas para que a disputa econômica entre consumidor versus distribuidoras não fique desbalanceada e, conseqüentemente, podendo acabar com a viabilidade de se fazer um grande investimento, para uso pessoal e de retorno favorável. É notável que isto se dá, devido o interesse do consumidor em ter em suas posses, sua própria geração e até as vender para companhias de distribuição segundo se discute em (BRITO et al., 2018). Com o intuito de impulsionar a economia, divulgar os aspectos científicos e técnicos sobre este tema, através de um *software* de simulação *The Open Distribution System Simulator* (OpenDSS) este trabalho se propõe a avaliar os impactos de painéis solares em uma rede de distribuição padrão, para discutir e divulgar os resultados desta abordagem.

## 1.2 Objetivos

No presente trabalho tem-se como objetivo principal estudar o impacto que gerações distribuídas proveniente de painéis fotovoltaicos, em alguns pontos da rede podem influenciar o sistema de distribuição elétrica. O intuito da pesquisa é simular a inserção de painéis solares na rede modelo de 13 barras, do IEEE, e analisar os efeitos causados ao longo de um dia.

Como objetivos específicos o trabalho apresenta:

- Desenvolver um código contendo diversos painéis fotovoltaicos em diversos pontos na rede;
- Comparar as perdas totais do sistema antes e depois das inserções;
- Avaliar a interferência da localização e penetração dos painéis solares na rede;
- Analisar o perfil de tensão na rede.

### 1.3 Metodologia

Primeiramente foi realizado uma pesquisa referente ao tema de painéis solares para compreensão de diversos pontos importantes a respeito deste assunto. Depois de levantado um ponto de partida sobre em que segmento focar, no caso, o impacto que os PVs têm sobre as tensões em diversos pontos da rede e influências nas perdas no sistema. Foi avaliado o uso da potência de instalação, energia e tensão nos barramentos e após estes passos, foi discutido como iria se fazer o estudo, decidindo que utilizaria o OPenDSS por ser um *software* livre de simulação de redes de energia elétrica, assim, usando como o foco da pesquisa um sistema de testes de 13 barras do IEEE. Portanto, foi desenvolvido na própria linguagem que o *software* oferece, um código de painéis solares para inserção em distintos pontos. Por fim, foram realizados testes na rede de testes do IEEE, de forma a avaliar os impactos gerados proposto pela abordagem deste trabalho.

### 1.4 Organização e estrutura

Este trabalho está organizado da seguinte forma. No capítulo 2, estão dissertadas sobre as revisões literárias, com trabalhos do mesmo segmento que inspiraram o tema e foram referenciais para este. No capítulo 3, são explicados o desenvolvimento, procedimento e aquisição dos dados obtidos. No capítulo 4, estão detalhadas as análises dos dados de acordo com a metodologia aplicada. No capítulo 5, de conclusão, estão reunidas as conclusões finais sobre as análises dos resultados obtidos e propostas para trabalhos futuros.

## 2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

### 2.1 Energia

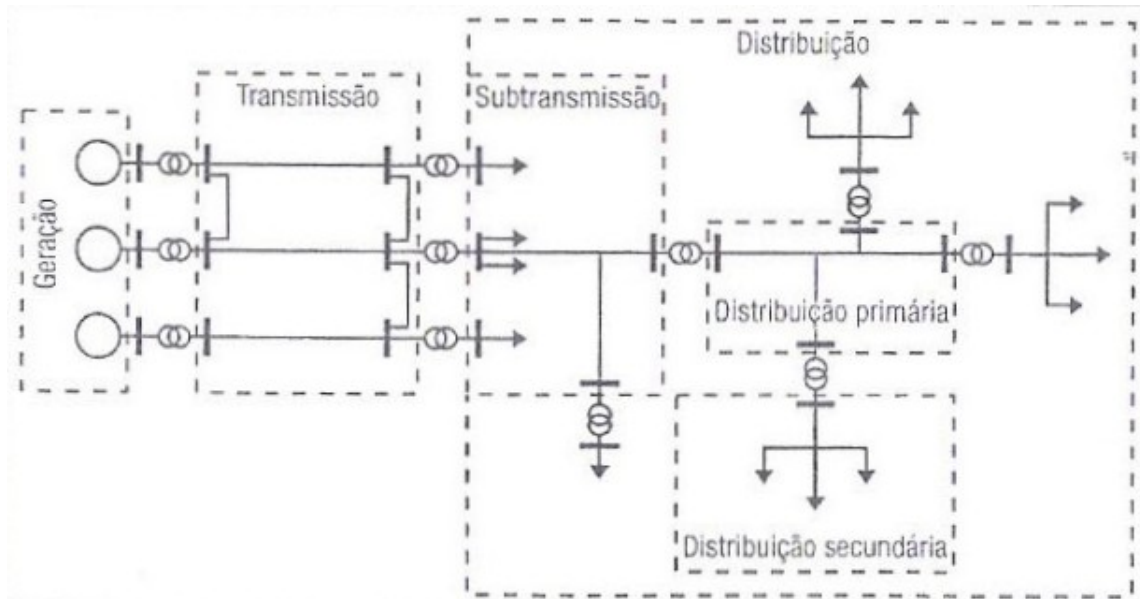
Segundo [Farias e Sellitto \(2011\)](#) desde o surgimento do homem a utilização e evolução da energia a favor da força de trabalho sempre existiu. Desde a apropriação do fogo como fonte energética o que, conseqüentemente, possibilitou a criação da agronomia e pecuária, depositando, assim, forças energéticas nos animais e alimentos.

A constante mudança do homem com o trabalho fez com que a energia se aprimorasse, culminando séculos mais tarde nas revoluções industrial, onde a utilização dos maquinários a combustão de carvão mineral e logo o petróleo e a energia elétrica, está última sendo graças a Thomas Edison com sua invenção das usinas de corrente contínua ([FARIAS; SELLITTO, 2011](#)). Como afirma ([HADDAD, 2004](#)), a energia elétrica se deu ao grande uso popular, por sua facilidade de transporte a longas distâncias, que se transforma em outras grandezas, como energia térmica, luminosa e mecânica por exemplo, sua grande aplicação levou-a ter uma grande importância econômica, uma vez que este ramo se tornou a principal fonte proveniente energética, empregando milhares de pessoas e se tornando um mercado estabelecido.

### 2.2 Sistema de geração e distribuição

Em [Kagan, Oliveira e Robba \(2005, p. 3\)](#), os autores explicam sobre os sistemas de distribuição de potências, apresentado na figura 2 e demonstram que no Brasil como é um país de grande potência hídrica, é a principal fonte de geração de energia no país, onde o elevado custo de construção destas instalações é compensado pelo baixo custo de operação, pode ir de dezenas de megawatts (MW) a milhares de MW gerados, a partir da geração, é elevada a tensão, chamada de "tensão de transmissão", para que possa ser levada ao sistema de transmissão, esta por sua vez é calculada pela distância da geração a transmissão.

Na transmissão se leva ao centro de consumo, onde ficam as subestações que operam em três fases, com uma tensão entre 230 a 500 kV. A subtransmissão recebe o grosso da energia passa a transferi-la para consumidores desta faixa de tensão, cerca de 34,5 a 138 kV e 20 a 150 MW, que normalmente são consumidas por áreas industriais de grande expressão. Após chegar a distribuição, podendo ir para a primária, de média tensão, onde são operados normalmente cerca de 13,8 kV e 12 MVA, podendo ser limitada a 8 MVA, são fornecidas a indústrias menores, comércios e ao serviço público de iluminação. Ou para distribuição secundária, de 220/127 V ou 380/220 V, de baixa tensão, onde são consumidos por residências e pequenos comércios ([KAGAN; OLIVEIRA; ROBBA, 2005, p. 9](#)).



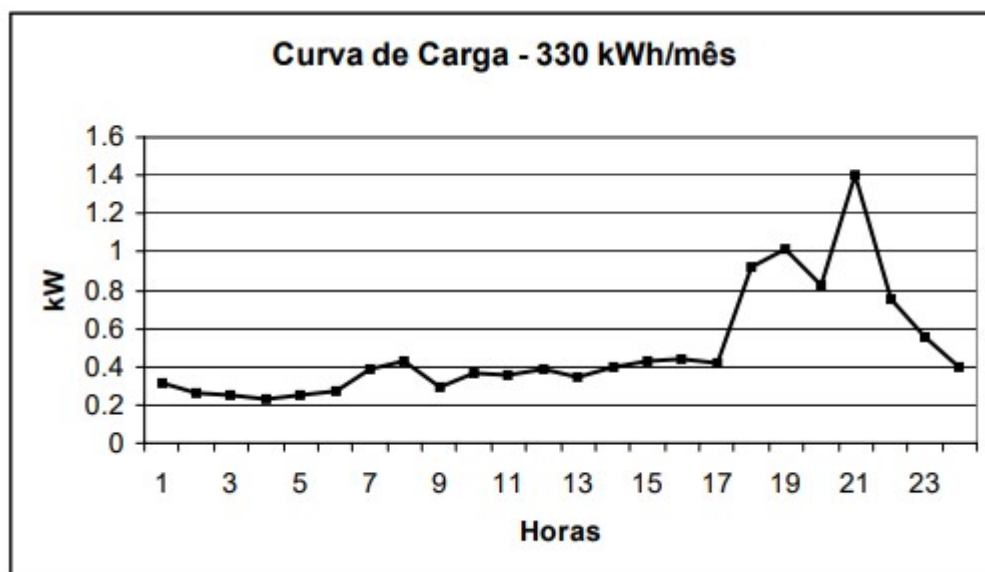
Fonte: Kagan, Oliveira e Robba (2005, p. 3)

Figura 2: Diagrama unifilar de sistema elétrico de potência

### 2.3 Curva de carga

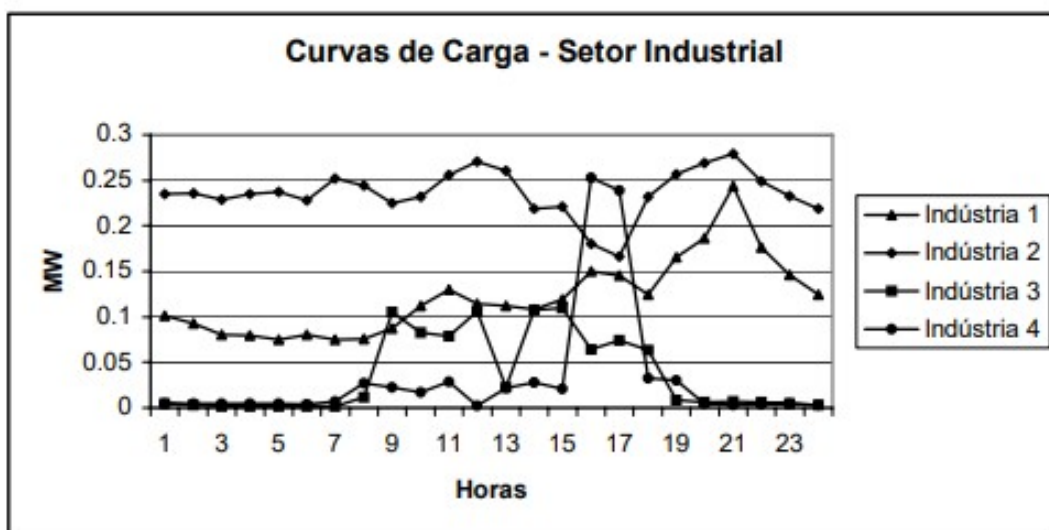
No trabalho de Francisquini (2006), o autor detalha que as curvas de carga, ou *loadshapes* são uma estimativa do consumo de energia de uma residência, estabelecimento ou indústria podem ser identificadas de acordo com uma pesquisa feita com medições reais, a partir do consumo mensal, e serem definidas curvas de cargas diárias, de um determinado local consumidor.

Consumidores residenciais têm o perfil de demanda estável ao longo do dia com uma pequena elevação entre 6 e 12 horas e um pico de consumo entre 18 e 21 horas, provocado pelo uso de chuveiro elétrico, demonstrado na figura 3. Já os consumidores Industriais comuns tem um curva diária caracterizada pelo consumo de média tensão, 13,8 kV. Na figura 4 o autor descreve quatro curvas de distintas indústrias, e na Tabela 1 demonstra-se, como exemplo, o consumo de ramos industriais na cidade de são paulo (FRANCISQUINI, 2006).



Fonte: Francisquini (2006)

Figura 3: Curva de carga de um consumidor residencial



Fonte: Francisquini (2006)

Figura 4: Curvas de carga do setor industrial

Tabela 1 – Consumo de energia do setor industrial – Cidade de São Paulo.

<b>Atividade Industrial</b>	<b>MWh/mês</b>	<b>Número de Consumidores</b>
Padarias	27854	3471
Fábricas de Roupas	6460	5562
Construção Civil	2852	2099
Madeireiras	1691	3434
Fábrica de Móveis	1465	1614
Eletrônicos	874	349
Plásticos	821	220

Fonte: Francisquini (2006)

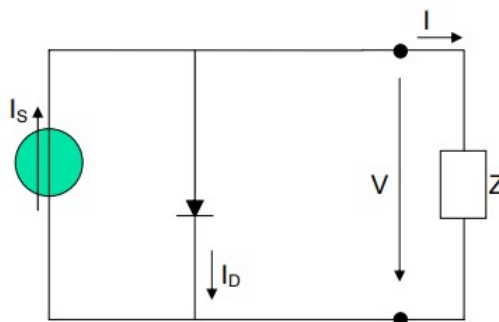
## 2.4 Geração Distribuída

Sistemas de GD, segundo Lucchese et al. (2018), é onde o consumidor deixa de ser um ponto na rede só de consumo e passa a ser um fornecedor, ou seja, uma fonte energética. O aumento do uso da GD é de um interesse em elevar tanto a qualidade quanto a confiabilidade da energia que chega nas residências ou estabelecimentos, também de diminuir o gasto com a energia centralizada, proveniente das distribuidoras, reduzindo perdas no sistema e compensando o investimento, como afirma Braun-Grabolle et al. (2012). Também, o autor disserta sobre a importância das empresas que são responsáveis pela distribuição da energia elétrica e é de obrigação os cuidados na manutenção e fornecimento, sendo eles uma garantia que a tensão, frequência chegaram sem variações e dentro dos limites as casas da população.

No trabalho de Júnior (2016), discorre-se sobre a compensação de energia elétrica na utilização de GD, em que, se a energia consumida for abaixo da gerada pelo consumidor, há um acúmulo de créditos a serem computados para a compensação de próximas contas ou em outras unidades que estejam sobre o registro da mesma titularidade, sendo ela, pessoa física ou jurídica.

## 2.5 Geração energética Fotovoltaica

Sistemas fotovoltaicos, como dito em Villalva (1983) são sistemas que conseguem transformar energia solar em energia elétrica, que após passar por controladores e conversores pode ser utilizada diretamente na rede elétrica, ou armazenada. Para isso são utilizadas células fotovoltaicas, que compõe o painel sendo responsáveis pela transmissão de energia. As células são construídas normalmente de silício, material semicondutor (CASTRO, 2007).



Fonte: Castro (2007)

Figura 5: Circuito eléctrico equivalente de uma célula fotovoltaica

Na figura 5, Castro (2007) explica-se o efeito fotovoltaico a partir da composição de uma célula fotovoltaica de um modelo simplificado onde, em verde, a célula gera uma corrente  $I_s$  a partir do feixe de radiação luminosa, a junção p-n que, na verdade, são camadas positivas e negativas, tipo p e tipo n, respectivamente, funcionando, assim, como um diodo. Este diodo é atravessado por uma corrente  $I_D$  unidirecional que é dependente da tensão  $V$  da célula, assim, alimentando uma carga  $Z$ .

A corrente  $I_D$  pode ser descrita por:

$$I_D = I_0(e^{V/mV_t} - 1) \quad (2.1)$$

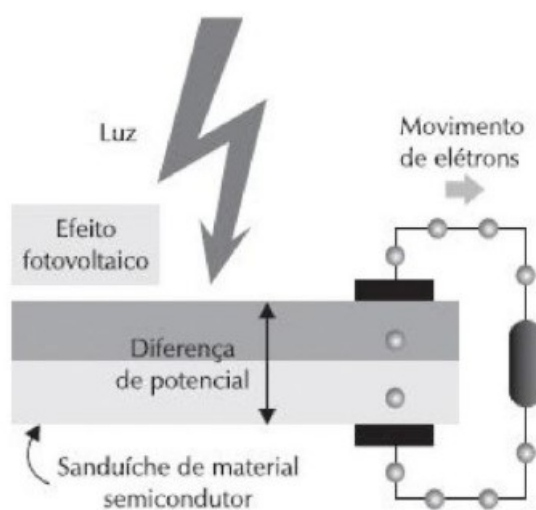
Onde  $I_0$  é a corrente de saturação do diodo,  $V$  é a tensão respectiva aos terminais da célula,  $m$  é o fator do diodo, onde diodo ideal é igual a um, e real maior que um.

$V_t$  é descrito como:

$$V_t = \frac{KT}{q} \quad (2.2)$$

Uma vez que  $K$  é a constante de Boltzmann ( $K = 1,38 \times 10^{-23} \text{ J/}^\circ\text{K}$ ),  $T$  é a temperatura absoluta da célula e  $q$  representa a carga eléctrica,  $q = 1,6 \times 10^{19} \text{ C}$ .

Em Villalva (1983, p. 41), o autor disserta também sobre o efeito fotovoltaico, que consiste em transformação da radiação solar em energia eléctrica por uma diferença de potencial, sobre uma célula, composta por materiais semicondutores, tendo dois eletrodos conectados a eles, gerando uma tensão sobre os mesmos. Ilustra-se na figura 6



Fonte: Villalva (1983, p. 41)

Figura 6: Efeito fotovoltaico

### 2.5.1 Radiação solar

Ainda em Villalva (1983, p. 39), o autor disserta sobre a radiação solar, a definindo como um espectro de ondas eletromagnéticas visíveis e não visíveis propagadas do sol. E essas ondas são conceitualmente definidas de acordo com sua frequência, comprimento e velocidade, sendo representadas pela fórmula:

$$C = \lambda * f \quad (2.3)$$

Sendo:

- $C$  = velocidade da luz no vácuo,  $C = 300\text{km/s}$
- $\lambda$  = comprimento de onda, expressa em metros
- $f$  = frequência de onda, expressa em Hertz





Fonte: Villalva (1983, p. 40)

Figura 7: Comprimento e frequência de onda

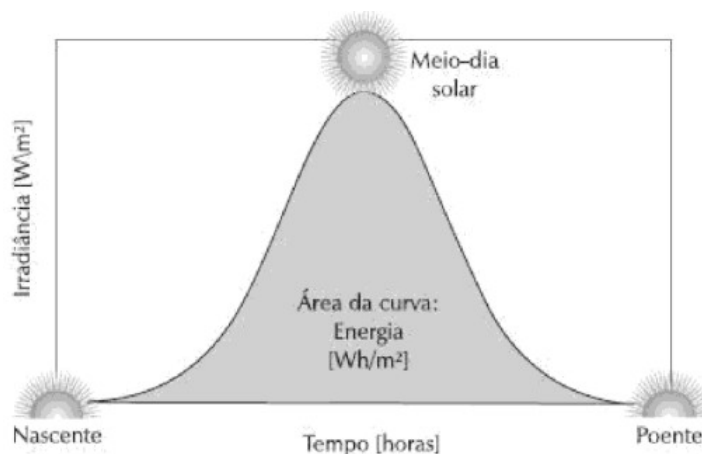
A figura 7 representa graficamente o conceito abordado pelo autor, que ainda demonstra que a energia da onda está diretamente ligada a sua frequência, demonstrada pela fórmula:

$$E = h * f \quad (2.4)$$

Onde E é a energia gerada pela onda, em Joules, f sua frequência e h a constante de Planck de valor  $6.636.10^{-34}$  [J.s].

### 2.5.2 Irradiância

Irradiância é a grandeza usada para quantificar a radiação solar, demonstrada na figura 8. Ela é medida em  $\text{W/m}^2$  (Watt por metro quadrado), ou seja, potência por área, então, se nota que quanto maior a potência da radiação solar, maior será a energia gerada pela célula. Com um padrão proposto pela indústria, livros e artigos, de  $1000 \text{ W/m}^2$  de incidência na superfície terrestre, é possível estimar pelo cálculo da área da curva de irradiância por tempo a energia solar gerada, chegando-se assim no valor de insolação. (VILLALVA, 1983, p. 45).

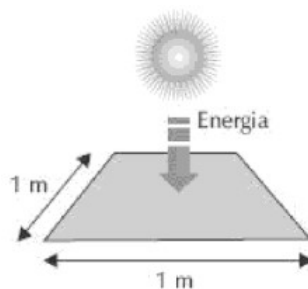


Fonte: Villalva (1983, p. 46)

Figura 8: Curva de irradiância ao longo de um dia

### 2.5.3 Insolação

A quantidade de energia que se pode obter de um PV, depende da quantidade de insolação, grandeza para medir a quantidade de energia solar em uma área por hora como mostrado na figura 9. Uma vez dito isso, o autor Villalva (1983, p. 46) ressalta que o Brasil é um país onde se há valores de insolação entre 4500 e 600 Wh/m<sup>2</sup> (Watt-hora por metro quadrado), ficando a frente da Alemanha, que está entre os países que mais utilizam desta fonte de energia, que possui uma faixa de insolação de 3500 Wh/m<sup>2</sup>.



Fonte: Villalva (1983, p. 46)

Figura 9: Explicação sobre insolação

## 2.6 Regulamentação

A ANEEL, divide suas unidades consumidoras por meio de uma agrupação, sendo eles, grupo A, alta tensão e grupo B, baixa tensão. O grupo A contém consumidores de energia que constam com um fornecimento superior a 2,3 KV, e o grupo B, consumidores de energia com fornecimento inferior a 2,3 KV (ANEEL, 2010).

Na resolução publicada por MOREIRA (2012), descreve-se as condições para uso e instalação microgeração e minigeração e seu sistema de compensação de energia do grupo

B. Nele é descrito pela empresa sobre a potência de instalação, sendo entre 75 kW a 5 MW, determinada pela distribuidora para o atendimento. Ainda, na resolução é descrito sobre o sistema de compensação tarifária, em que o excedente de energia produzida é subtraída ao da consumida, o excedente a esta conta, caso haja, é posto em créditos relativo a contas futuras, o titular da conta deve estar ciente e decidir o percentual de energia a ir para cada locação, caso haja múltiplas. O crédito energético do local da fatura deve ser consumido em até 60 meses após a data da mesma, a não ser que haja outra locação na mesma área de concessão, sob a mesma titularidade, podendo compartilhá-la. O faturamento deve contar sob todas os componentes tarifários em em R\$/MWh.

Em 2015 a ANEEL subiu elevando a potência limite das GD de 1 MW para 5 MW, propondo um limite de 3MW para fontes hídricas (RAGGI et al., 2018). EM 2018 a ANEEL participou de um seminário de micro e minigeração distribuída e nele foi analisado que o setor está em constante crescimento, empresas, universidades, fabricantes de equipamentos e grupos de pesquisa estão em grande atuação o cenário. Com isso, novas normas estão previstas para os próximos anos. Em uma análise desta nota técnica Brito et al. (2018) analisam o mercado atual e descreve que as projeções esperavam 200 mil instalações e uma potência instalada de 500 WM, em 2019. Em 2017, o número de instalações que se concretizaram estavam abaixo do esperado, porém a potência estava a cima do previsto. Com este impacto e crescente interesse ao tema e mercado, a ANEEL estuda mudar as normas do SCEE para próximos anos.

Devido então ao interesse da ANEEL revisar as normas de instalação de GD, vem sendo discutido muito sobre em que medidas são as mais favoráveis a serem tomadas para equilibrar esta balança entre consumidores e distribuidores. Em ANEEL (2018b) diz que a partir de um novo regulamento previsto para ser publicado em 2020, serão levantadas seis alternativas para que se defina uma forma de valoração de GD injetada na rede que possibilite o crescimento sustentável de GD, cada uma considerando aspectos da tarifa de fornecimento de energia para tal avaliação.

Cada alternativa contém uma aplicação diferente da Tarifa de Energia (TE), e Tarifa de Uso (TUSD), do fio A e fio B. Sendo explicadas da seguinte maneira de acordo com Brito et al. (2018):

- Alternativa 0 – Cenário atual: a compensação da energia se dá por todas as componentes da TUSD e da TE.
- Alternativa 1 – Incide TUSD Fio B sobre toda a energia consumida da rede. As demais componentes continuariam incidindo sobre a diferença entre a energia consumida e a injetada.
- Alternativa 2 – Incide TUSD Fio A e Fio B sobre toda a energia consumida da rede. As demais parcelas continuariam incidindo sobre a diferença entre a energia consumida e a injetada.
- Alternativa 3 – Incide TUSD Fio A, Fio B e Encargos sobre toda a energia consumida da rede. As demais parcelas continuariam incidindo sobre a diferença entre a energia consumida e a injetada.
- Alternativa 4 – Todas as componentes da TE incidiriam sobre a diferença entre a energia consumida e a injetada. A TUSD incidiria sobre toda a energia consumida da rede
- Alternativa 5 – Incide toda a TUSD e a componente TE Energia sobre a diferença entre a energia consumida e a injetada. As demais componentes incidiriam sobre toda a energia consumida da rede

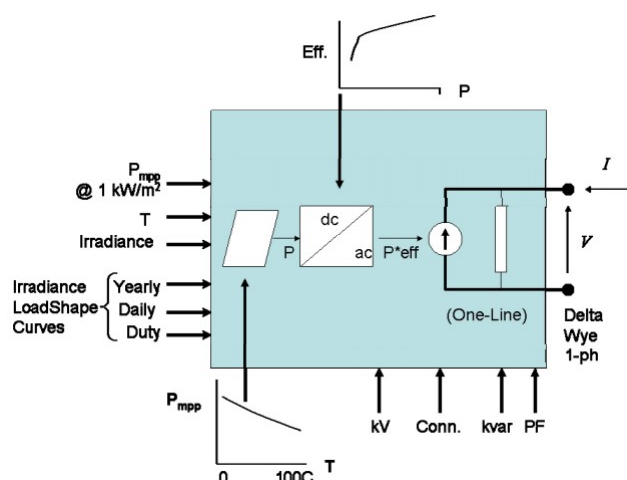
Ainda em Brito et al. (2018), se discute como as alternativas podem influenciar o cenário. Que o impacto das redes de distribuição e básica pelas GDs seriam menores caso diminuísse sua utilização, reduzindo o fluxo de carga, o que impacta nas perdas do sistema. Porém o aumento dos usuários de GD aumentaria consequentemente as perdas e o valor da energia, uma vez que as distribuidoras não precisariam comprar energia das geradoras. E com o tempo veria-se uma estabilização no mercado, e independentemente de sua variação fariam que as distribuidoras fizessem melhorias em suas redes, adaptando-as a este cenário. E com a nova norma a ser lançada, a ANEEL poderia estimar melhor o valor de payback para o usuário acima de cada alternativa, determinar o número de GDs a ser instalada nos próximos anos e quantificar os impactos da difusão de GD para o setor, sejam eles positivos ou negativos.

Também, as novas normas seriam aplicadas aos futuros ingressantes neste mercado, os usuários que já utilizam antes do lançamento da nova norma, não seriam impactados. E para finalizar a discussão a ANEEL lançaria a nova norma sendo vantajosa a instalação de GD para o mercado de consolidar, e logo após como afirmado pela nova norma um outro cenário regulatório para melhorar o uso em sociedade, segundo a visão da empresa (BRITO et al., 2018).

## 2.7 OpenDSS

O OpenDSS é um software livre da *Electric Power Research Institute* (EPRI), de simulação e criação de sistemas de distribuição elétrico. O software permite através de linhas de código a implementação de redes elétricas e realiza fluxo de cargas automaticamente. De acordo com o próprio manual Dugan e Montenegro (2019), o programa suporta análises de domínio da frequência, que são feitas com o intuito de planejar e analisar sistemas de distribuição, até mesmo complexos.

O software permite a criação e adição de sistemas de painéis solares, o *PVSystem Element Model*. Como descreve o próprio manual do usuário do programa Dugan e Montenegro (2019) este modelo contém um inversor e gerador do próprio painel solar. O inversor foi desenvolvido para ser capaz de assumir o ponto de máxima potência ( $P_{mpp}$ ) de uma curva de potências versus temperatura que são dados obtidos pelo usuário e calculado automaticamente pelo modelo do OpenDSS. A figura 10 mostra uma esquematização do PV System (PAULA, 2016).



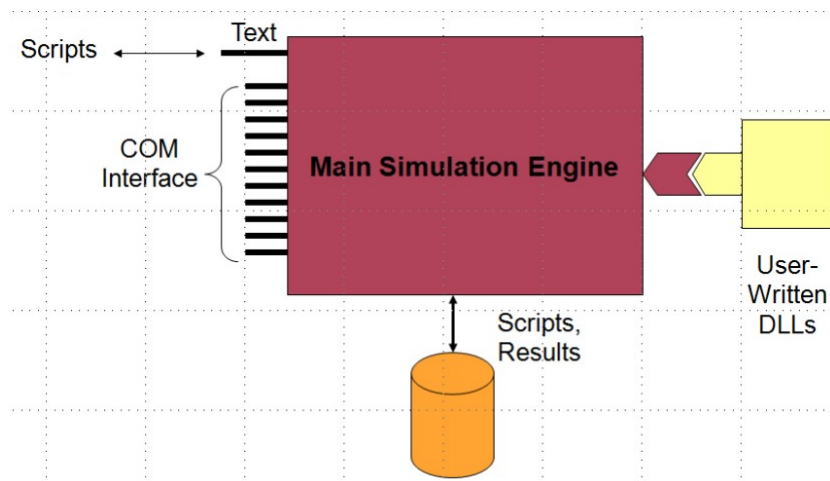
Fonte: Dugan e Montenegro (2019)

Figura 10: Esquematização do PVSyst Element Model no OpenDSS

É demonstrado na esquematização do sistema que a temperatura ( $T$ ), o  $P_{mpp}$  e a irradiância de  $1,0 \text{ kW/m}^2$  geram a potência ativa ( $P$ ). Já a potencia reativa é um valor fixo ou um valor pré determinado de fator de potência. A curva de eficiência versus potência do inversor é adicionada para criar uma curva característica do sistema.

Para simulações diárias, mensais ou anuais, o sistema conta com *loadshapes* e *Tshapes*, para que o sistema proposto pelo usuário conte com curvas de irradiância e temperatura, respectivamente. *Loadshapes* também são usadas para curvas de cargas para padronizar um gasto mensal de carga de uma localidade, como explicado na seção 2.3.

O programa ainda dispõe da interface *Component Object Model* (COM). Originária da Microsoft, foi implementada para que os usuários possam programar e criar soluções de modo prático e personalizados, de forma que por meio de outras linguagens e recursos, como MATLAB, Python, C# e R, possam ter outras ferramentas, além das que foram disponibilizadas pelos criadores para manipulação de dados e exibição de novos resultados e gráficos da melhor forma que convém ao usuário. Na figura 11 apresenta-se um diagrama explicando como é a conexão do software com o computador.

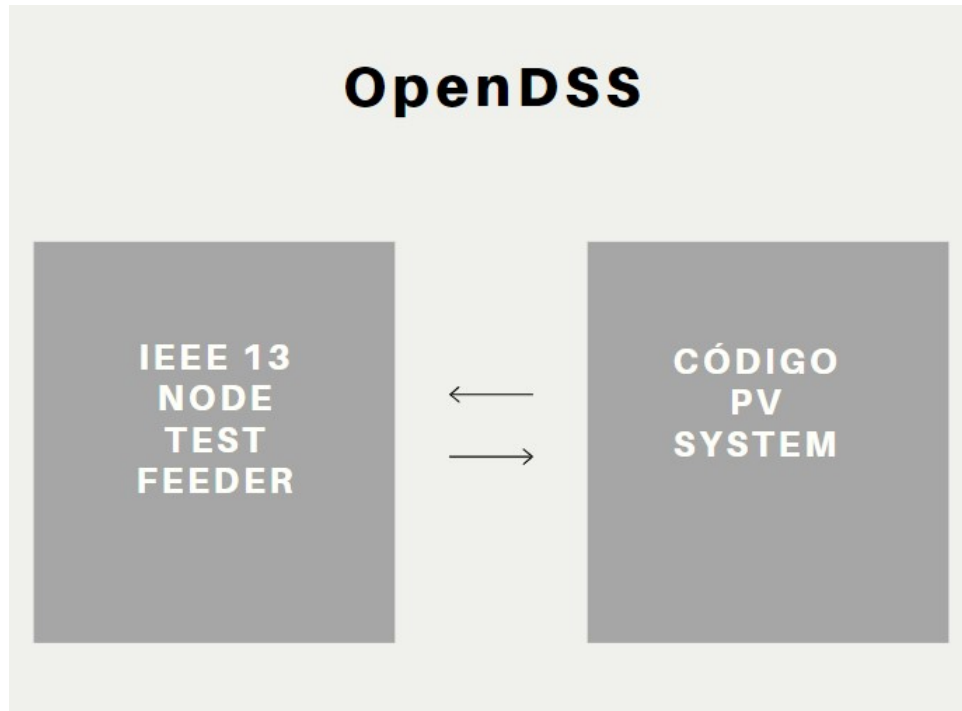


Fonte: [Dugan e Montenegro \(2019\)](#)

Figura 11: Interconexão do OpenDSS com a interface COM

### 3 DESENVOLVIMENTO

O trabalho foi dividido em dois pontos, o entendimento e inserções de componentes de monitoramento do comportamento da rede de 13 barras da IEEE, e o desenvolvimento de um código auxiliar contendo os sistemas de geração fotovoltaica a serem conectados à rede.



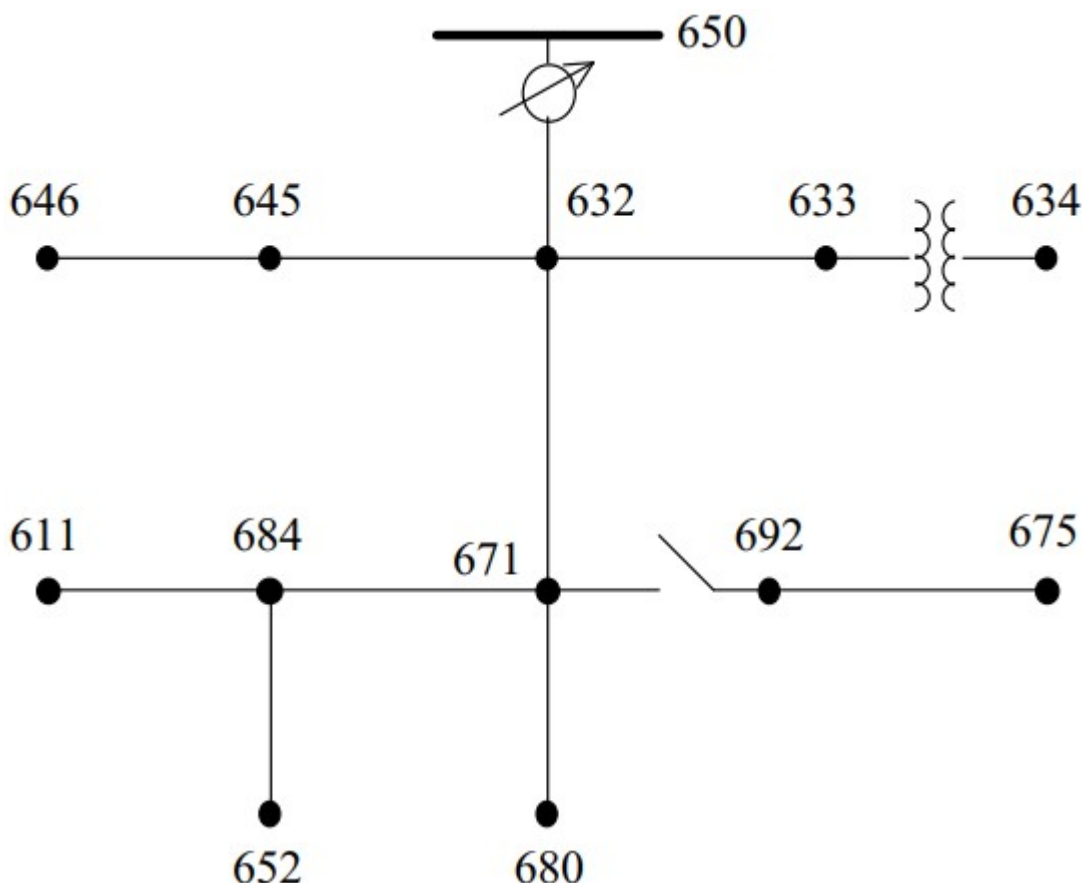
Fonte: Elaborado pelo autor

Figura 12: Estrutura do trabalho

#### 3.1 IEEE 13 Node Test Feeder

No próprio arquivo de instalação do *software* OpenDSS são dispostos algumas redes para fins de testes, sejam eles acadêmicos ou profissionais relacionado ao OpenDSS dentre elas a rede de distribuição usada neste trabalho foi a rede de testes do IEEE de 13 barras, a *IEEE 13 Node Test Feeder*, por ter um caráter reduzido e apesar disto ser de grande conteúdo para análises de comportamento.

A rede, apresentada na figura 13, é constituída por dois transformadores trifásicos de distribuição, um regulador de tensão na subestação, linhas desbalanceadas monofásicas, bifásicas e trifásicas, banco de capacitores, cargas também desbalanceadas, um transformador de linha. (BAUGHMAN et al., 1992).



Fonte: BAUGHMAN et al. (1992)

Figura 13: Esquematização da rede IEEE 13 barras

A rede é composta por barras de caráter residencial, onde a barra 671 é a única com características industriais. A barra 650 representa o alimentador de toda rede de distribuição e logo em seguida seu regulador de tensão, transformando seus três níveis de tensão em que se opera, 115 kV, 4,16 kV e 0,48 kV, para 4,16 kV para todos os barramentos, a não ser a barra 634 que opera em 0.48 kV(JÚNIOR, 2016).

### 3.2 Cálculo das Curvas de carga

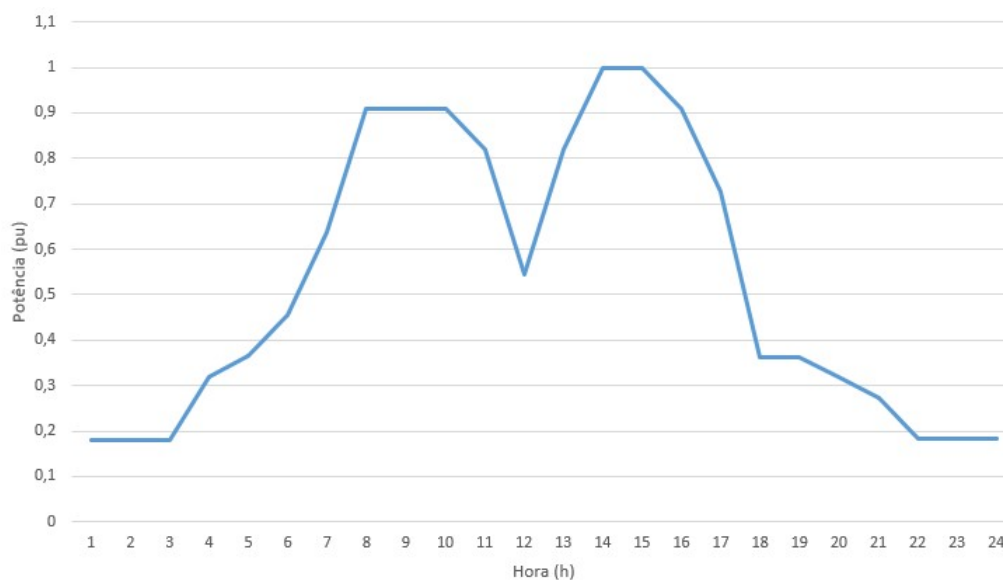
Para estabelecer o desenvolvimento do trabalho foram escolhidas duas curvas de *Loadshapes* diárias, provenientes do livro de Kagan, Oliveira e Robba (2005, p. 30), uma curva com características industriais, figura 14, e outra proveniente de uma área residencial como mostrada na figura 15.

As curvas de cargas escolhidas continham os dados dispostos em kW versus horas. Com o intuito de melhor representação das curvas de cargas, foi transformado os valores kW em demanda por unidade (pu), onde, 1.0 equivale a demanda máxima de potência desta região, ou seja, ao pico de potência.

A curva de carga diária industrial, tem um comportamento de variável de 200 a 1140

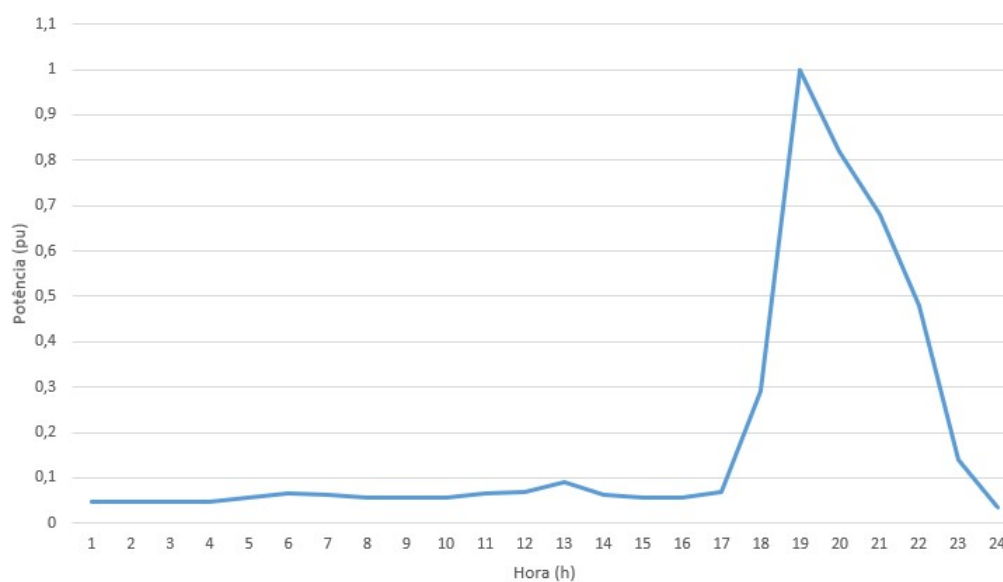


kW, tendo seu comportamento bem elevado, uma média de 583,3 kW ao longo do dia. Já a curva diária residencial, tem um padrão estável variando entre 50 a 1450 kW tendo seu pico de consumo entre 17 as 23 horas, uma média de 270 kW.



Fonte: Adaptado de Kagan, Oliveira e Robba (2005, p. 30)

Figura 14: Curva de carga diária de uma área industrial



Fonte: Adaptado de Kagan, Oliveira e Robba (2005, p. 30)

Figura 15: Curva de carga diária de uma área residencial

### 3.3 Potência de instalação

Para saber a potência de instalação dos painéis em cada ponto da rede, no caso, os barramentos, foi necessário calcular a energia total proveniente de cada *Loadshape*. Energia

também pode ser calculada em função da potência em um intervalo de tempo descrita pela equação:

$$E = P * \Delta T \quad (3.1)$$

onde, E é energia, P simboliza a potência (kW) e  $\Delta T$  o intervalo de tempo.

Assim, como as curvas de carga diárias são de potência (kW) versus tempo (h), calculando sua área abaixo da curva, encontramos a energia total relativa a um dia.

Foi utilizado para calcular a área sob as curvas de cargas um código em python, onde buscando-se os pontos das *loadshapes* e traçando-se sua curvatura, por meio de uma função da linguagem, que utilizava a regra de Simpson para este cálculo, resultando assim na área proveniente embaixo de cada curva. Como parâmetro, passou-se a curva de cada *loadshape* no eixo Y e o intervalo no eixo X. No caso, o parâmetro escolhido como intervalo foi de valor unitário, ou seja, o somatório da área foi de uma unidade a uma unidade, representada pela fórmula abaixo (CASTILHO, 2001).

$$\int_a^b f(x)dx = \frac{h}{3}(f(x_0) + 4f(x_1) + f(x_2)) \quad (3.2)$$

onde, o intervalo do somatório é representado por [a,b]. Já  $x_0$ ,  $x_1$  e  $x_2$  são pontos ao longo da curva que o programa triangula por si só.

Achando o valor de cada energia proveniente das curvas diárias, multiplicou-se por 365 para ter uma aproximação anual da energia em que a curva de carga irá ter de consumo. Os valores de energias anuais, são, para a área residencial de 1615,95 kWh, para a área industrial de 4577,65 kWh, apresentado na tabela 2

Tabela 2 – Energia proveniente das loadshapes

	Energia diária (kWh)	Energia anual (kWh)
<b>Loadshape residencial</b>	0,004427	1,616
<b>Loadshape industrial</b>	0,014917	5,445

Por meio destes valores, e utilizando o site PVWatts Calculator, onde pode-se verificar valores padrões de um painel solar e o gasto energético anual, de acordo com dados de previsão meteorológica de uma região escolhida pelo usuário, foi possível, com as coordenadas da cidade de Ouro Preto, MG, determinar o valor de potência de instalação de acordo com a energia total no ano calculada que as *loadshapes* escolhidas para análise forneceram. Com valores aproximados, foi possível tomar como parâmetros para este trabalho o valor de pico de instalação de um painel na rede em relação a cada *loadshape*. Nos anexos 36 e 37 mostra-se um relatório retirado do site, com todos os dados disponíveis e na tabela 3 é exposto os valores de potência de cada barra a ser instalado os PVs, os valores de instalação dos painéis referentes a energia de cada *loadshape* encontrados pelo PVWatts e o valor de instalação final de cada painel nas barras.

O valor de instalação final é uma proporção do valor da potência na barra e potência do painel gerado, uma vez que a potência na barra é um valor de pico da *loadshape* para 1 kW. Ou seja, como por exemplo, para 3,6 kW a potência de instalação final da barra 671 será 4389 kW.

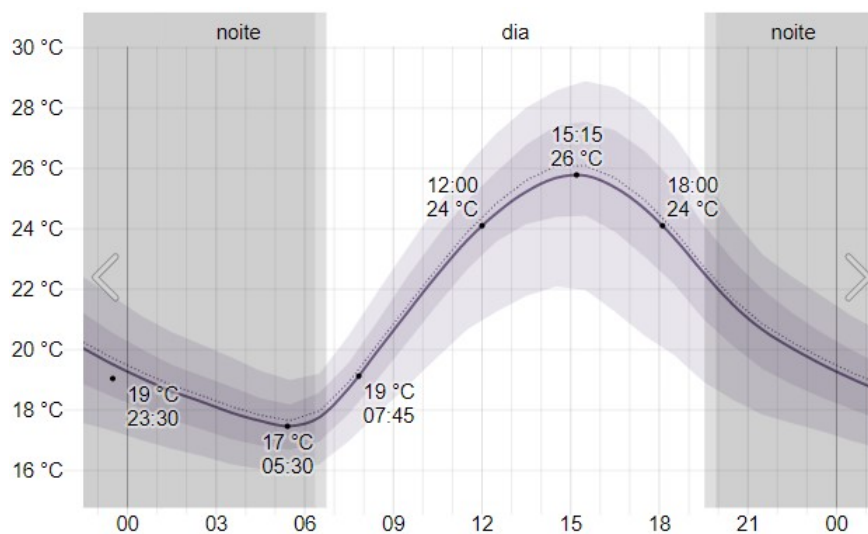
Tabela 3 – Potências nas barras da rede.

Barras	Potencia da barra (kW)	Potencia de instalação do painel gerado (kW)	Potencia de instalação final (kW)
671	1155	3,6	4389
634a	160	1,06	169,6
634b	120	1,06	127,2
634c	120	1,06	127,2
645	170	1,06	180,2
646	230	1,06	243,8
692	170	1,06	180,2
675a	485	1,06	514,1
675b	68	1,06	72,08
675c	290	1,06	307,4
611	170	1,06	180,2
652	128	1,06	135,7
670a	17	1,06	18,02
670b	66	1,06	69,96
670c	117	1,06	124,02

### 3.4 Construção dos Painéis fotovoltaico

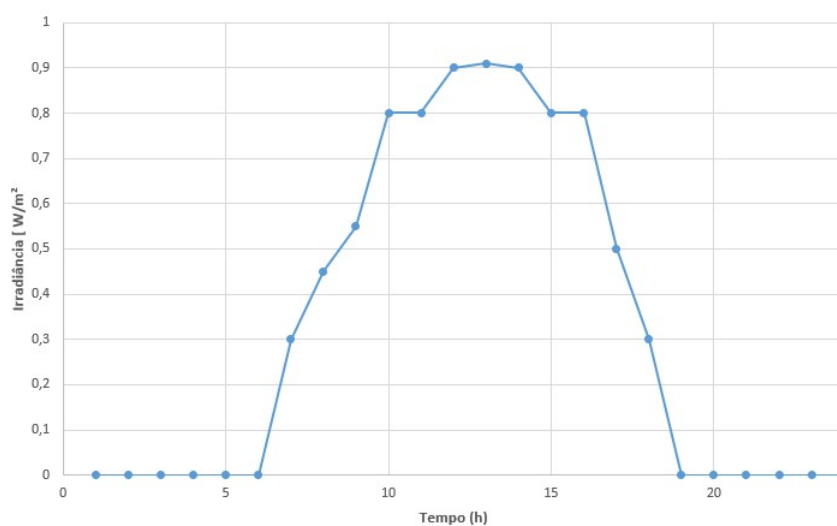
Foi desenvolvido um código a parte com o sistema de painéis fotovoltaico, a metodologia de inserção dos mesmos foi desenvolvida para que se inserissem nas barras que continham cargas, são elas as barras 671, 634, 645, 646, 692, 675, 611, 652 e 670. Como a potência total do sistema é de 3466 kW, para poder analisar em diferentes cenários, inseriu-se em uma quantidade de barras que correspondiam a 30%, 50% e 100% da potência total do sistema, ou seja, variou-se somente o número de sistemas fotovoltaicos a serem inseridos na rede, para que assim possa-se analisar a rede em diferentes cenários.

Para a construção do código, necessitava-se dos parâmetros a serem decididos de curva de irradiação, curva de temperatura e potencia de instalação que foi encontrada como explicado na seção 3.3. Como retirada de parâmetros foi decidido utilizar-se o dia mais quente do ano até então, 13 de fevereiro de 2019, e utilizando o site Weather Sparks, um site de banco de dados meteorológicos, foi possível acessar a curva de temperatura diária referente na figura 16, a curva de irradiação por motivos de compatibilidade, utilizou-se uma de comportamento padrão baseado nos dados obtidos pelo Weather Sparks, figura 17.



Fonte: Spark (2019)

Figura 16: Temperatura média em 13 de fevereiro



Fonte: Elaborado pelo autor

Figura 17: Curva de irradiância estimada

Após definir todos os parâmetros necessários, criou-se um transformador para cada painel, assim, o sistema fotovoltaico é ligado ao seu próprio transformador, e o transformador ligado a barra em questão.

## 4 EXPERIMENTOS E RESULTADOS

As potências nas cargas das barras estão demonstradas na figura 18 em kW, proveniente de uma parte do código da rede de testes. A potência total das cargas nos barramentos escolhidos para a instalação corresponde há 3466 kW. Foi decidido como metodologia testar a influência dos painéis em diferentes porcentagens de penetração de PV e, demonstrando suas consequências nas linhas correspondentes próximas.

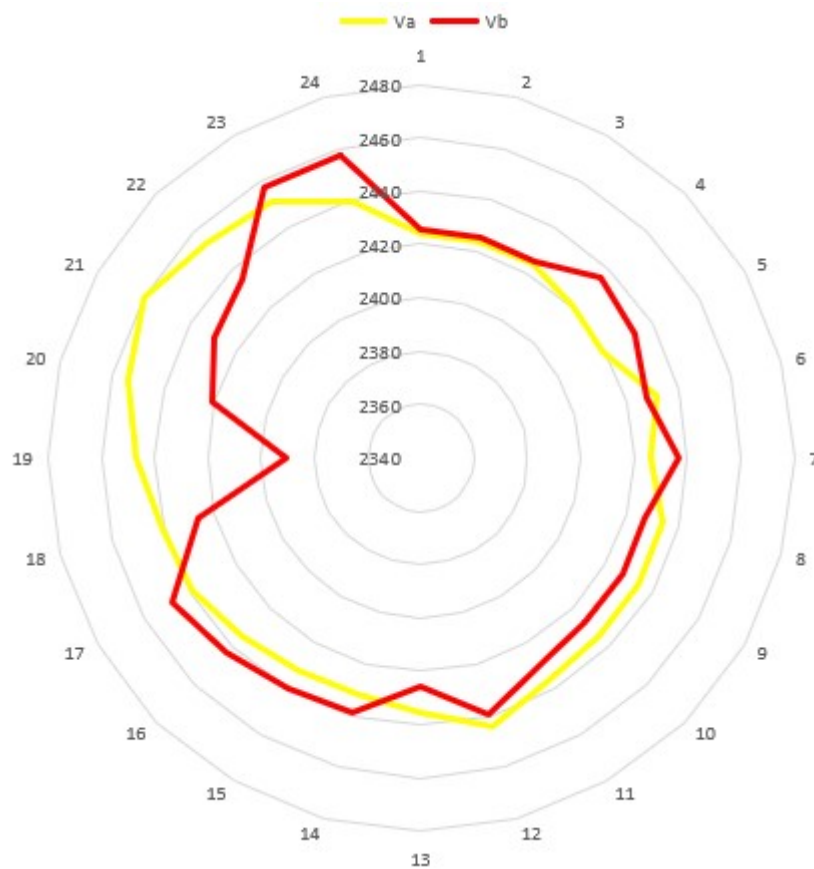
```

New Load.671 Bus1=671.1.2.3 Phases=3 Conn=Delta Model=1 kV=4.16 kW=1155 kvar=660 daily = LS1
New Load.634a Bus1=634.1 Phases=1 Conn=Wye Model=1 kV=0.277 kW=160 kvar=110 daily = LS2
New Load.634b Bus1=634.2 Phases=1 Conn=Wye Model=1 kV=0.277 kW=120 kvar=90 daily = LS2
New Load.634c Bus1=634.3 Phases=1 Conn=Wye Model=1 kV=0.277 kW=120 kvar=90 daily = LS2
New Load.645 Bus1=645.2 Phases=1 Conn=Wye Model=1 kV=2.4 kW=170 kvar=125 daily = LS2
New Load.646 Bus1=646.2.3 Phases=1 Conn=Delta Model=2 kV=4.16 kW=230 kvar=132 daily = LS2
New Load.692 Bus1=692.3.1 Phases=1 Conn=Delta Model=5 kV=4.16 kW=170 kvar=151 daily = LS2
New Load.675a Bus1=675.1 Phases=1 Conn=Wye Model=1 kV=2.4 kW=485 kvar=190 daily = LS2
New Load.675b Bus1=675.2 Phases=1 Conn=Wye Model=1 kV=2.4 kW=68 kvar=60 daily = LS2
New Load.675c Bus1=675.3 Phases=1 Conn=Wye Model=1 kV=2.4 kW=290 kvar=212 daily = LS2
New Load.611 Bus1=611.3 Phases=1 Conn=Wye Model=5 kV=2.4 kW=170 kvar=80 daily = LS2
New Load.652 Bus1=652.1 Phases=1 Conn=Wye Model=2 kV=2.4 kW=128 kvar=86 daily = LS2
New Load.670a Bus1=670.1 Phases=1 Conn=Wye Model=1 kV=2.4 kW=17 kvar=10 daily = LS2
New Load.670b Bus1=670.2 Phases=1 Conn=Wye Model=1 kV=2.4 kW=66 kvar=38 daily = LS2
New Load.670c Bus1=670.3 Phases=1 Conn=Wye Model=1 kV=2.4 kW=117 kvar=68 daily = LS2

```

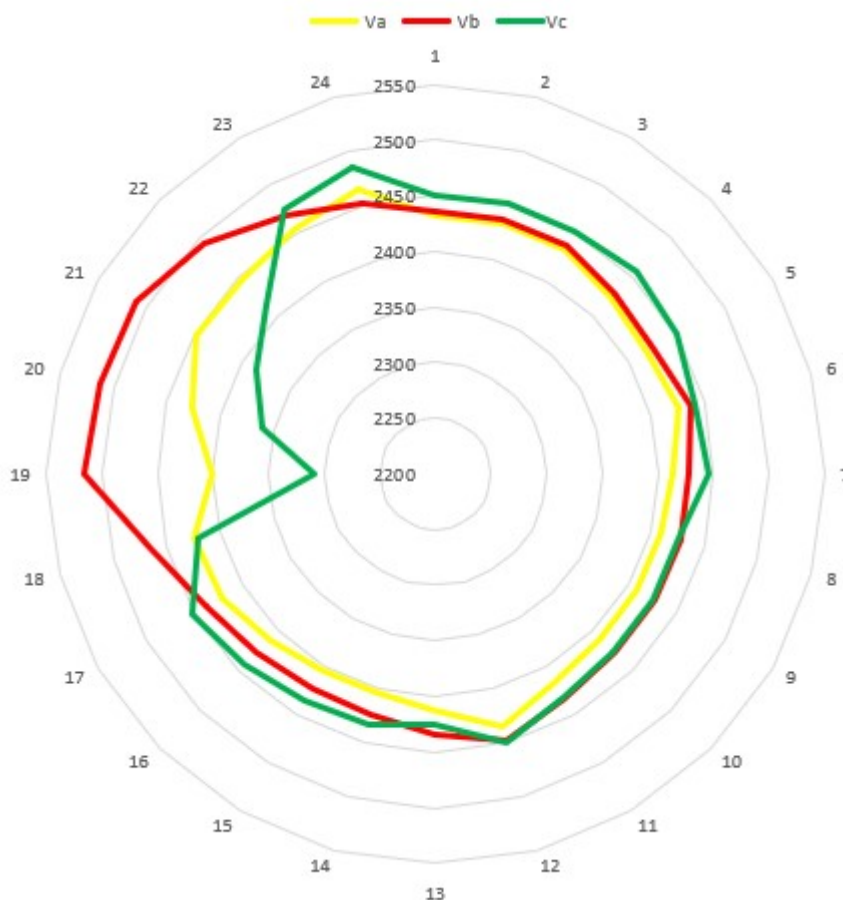
Figura 18: Cargas do sistema 13 bus IEEE

Para analisar a influência em cerca de 30%, 50% e 100% de penetração do número de painéis em relação a potência total, foi determinado que iria utilizar como base de análise duas barras, a 671 de caráter industrial, e a 646 de caráter residencial, assim podendo trazer conclusões de dois cenários distintos em uma mesma rede.



Fonte: Elaborado pelo autor

Figura 19: Barra 646 sem inserção do sistema fotovoltaico



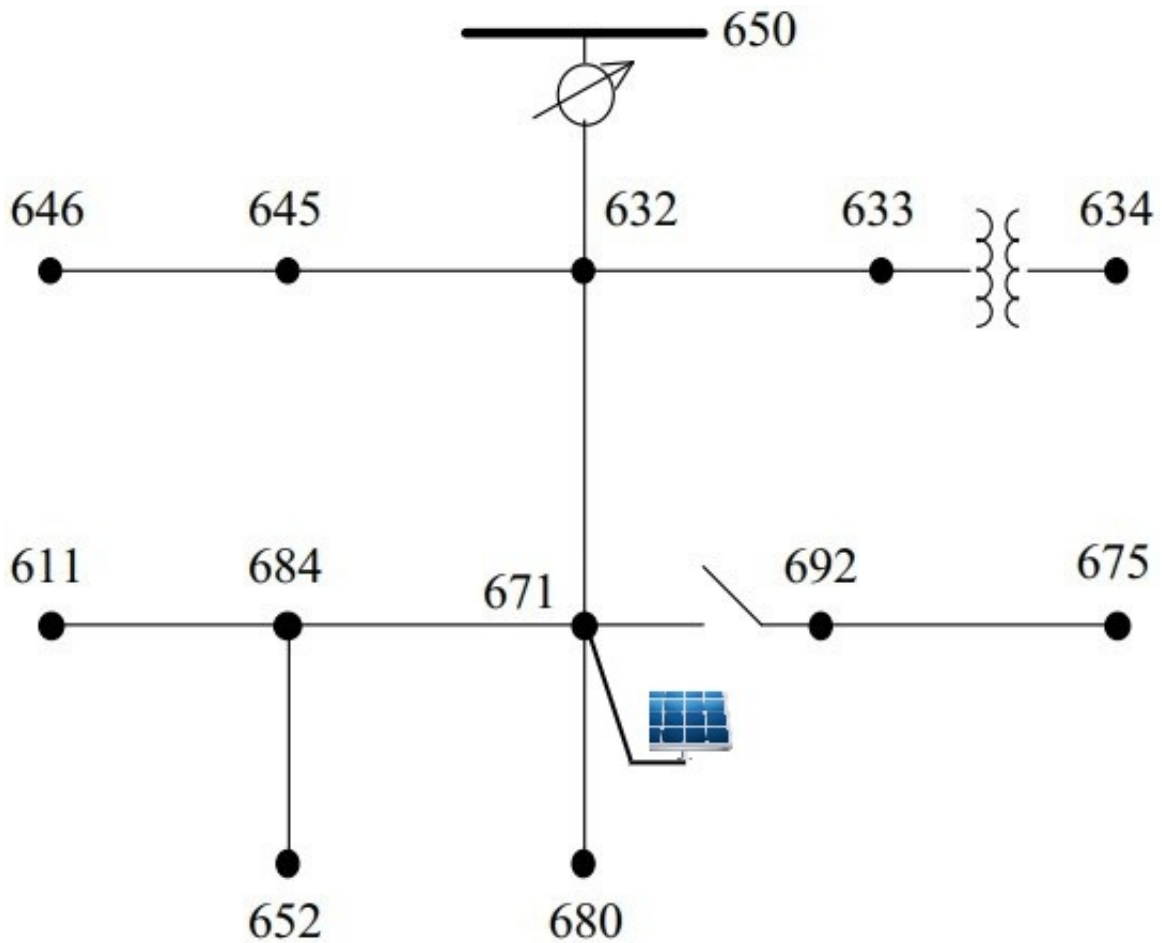
Fonte: Elaborado pelo autor

Figura 20: Barra 671 sem inserção do sistema fotovoltaico

Com intuito também de abordar diferentes perfis da rede, a barra 671 sendo trifásica e a barra 646 bifásica, pode-se assim observar diversos aspectos a respeito do comportamento inicial das tensões em relação a progressão da penetração do sistema fotovoltaico na rede, as figuras 19 e 20 demonstram os comportamentos das tensões nas barras antes da inserção de PV, todos os valores dos gráficos em kW.

#### 4.1 Penetração em 30% da potência total

Neste experimento é adicionado o PV em apenas na barra 671, que corresponde a 30% da potência total do sistema, por ser uma área industrial, na figura 21 ilustra-se o sistema neste cenário.

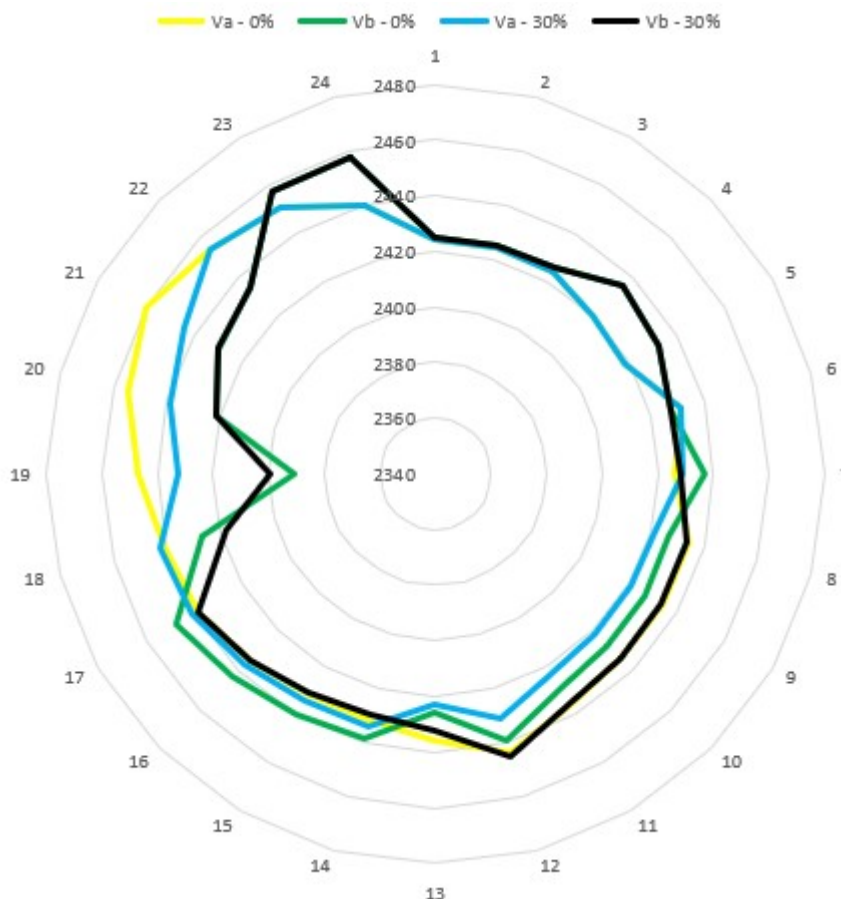


Fonte: Adaptado de BAUGHMAN et al. (1992)

Figura 21: Diagrama do sistema 13 barras com 30% de penetração em relação a potência total

Demonstra-se na figura 22 o comportamento da barra 646 a inserção do sistema fotovoltaico na rede, há uma variação entre as duas fases, no começo de incidência da luz solar, a tensão  $V_a$  tende a diminuir e após 12 horas, crescer. Já a tensão  $V_b$  acontece o inverso, no começo do dia ela está maior em relação a sua curva sem inserção de PV e, após 12 horas, decresce.

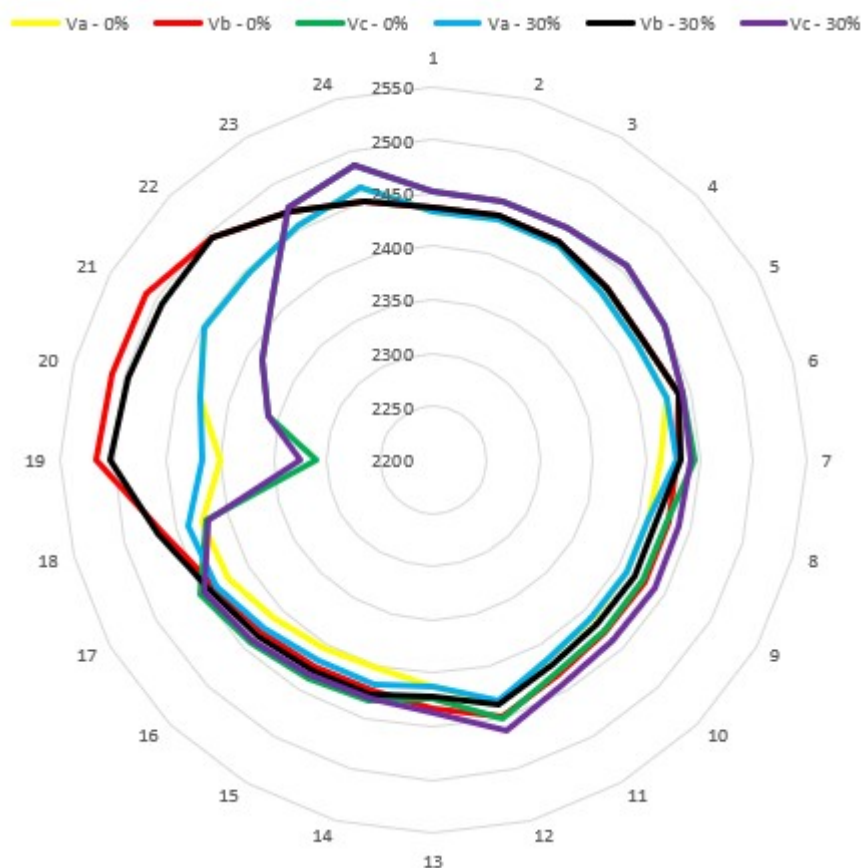




Fonte: Elaborado pelo autor

Figura 22: Barra 646 com com 30% de penetração em relação a potência total

Ilustra-se na figura 23 o comportamento da barra 671 a inserção do sistema fotovoltaico, que neste caso, se aplica diretamente a esta mesma barra de perfil industrial, nota-se claramente uma mudança no comportamento da rede, onde sua tensão  $V_a$ , tem um crescimento de valores após 12 horas, a tensão  $V_b$ , tem uma diminuição durante todo o dia, e a tensão  $V_c$ , um aumento também durante todo o dia, em relação as suas curvaturas sem inserção do sistema PV.



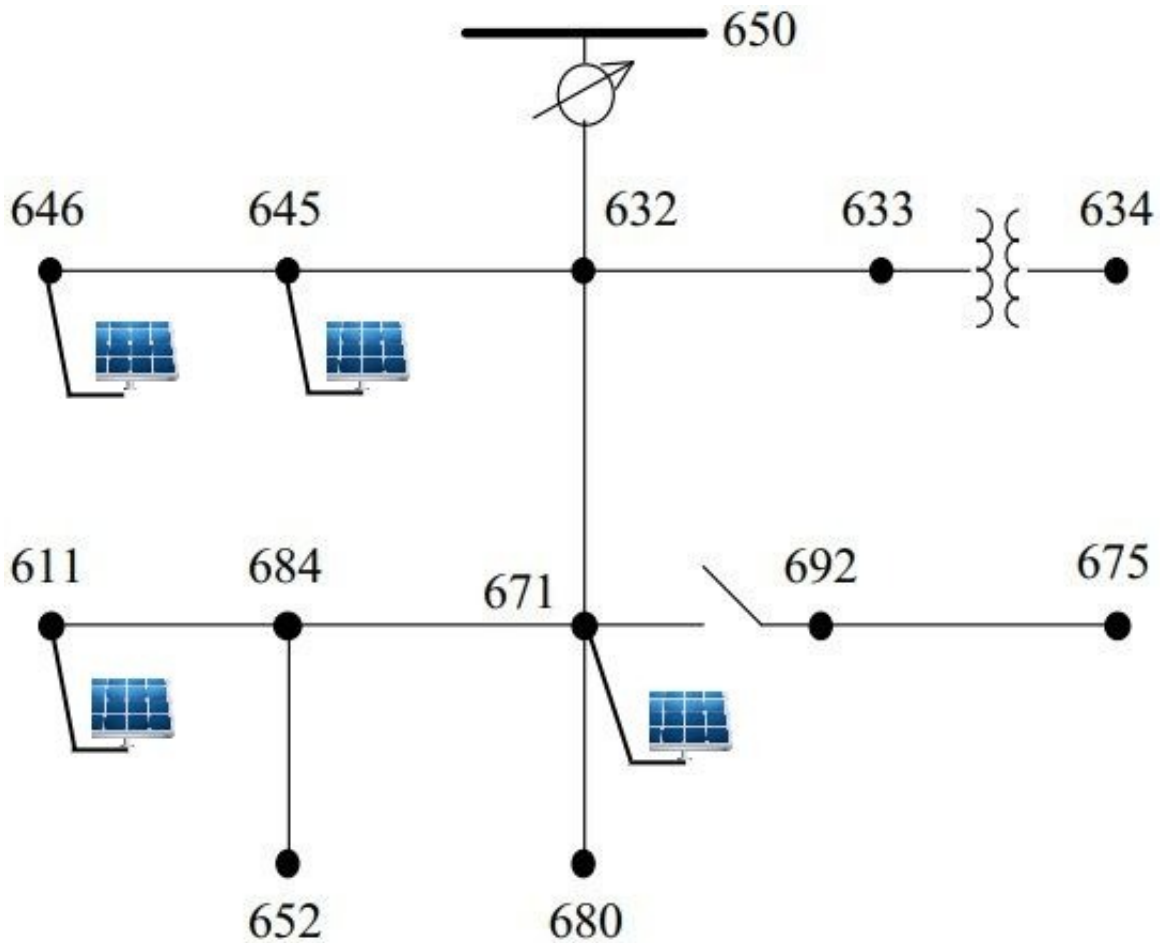
Fonte: Elaborado pelo autor

Figura 23: Barra 671 com 30% de penetração em relação a potência total

Também foi observado que mesmo a barra 646 estando em um ponto distante da única inserção no sistema, e não sendo aplicada diretamente a ela, foi afetada com a penetração de um sistema fotovoltaico em uma área industrial.

#### 4.2 Penetração em 50% da potência total

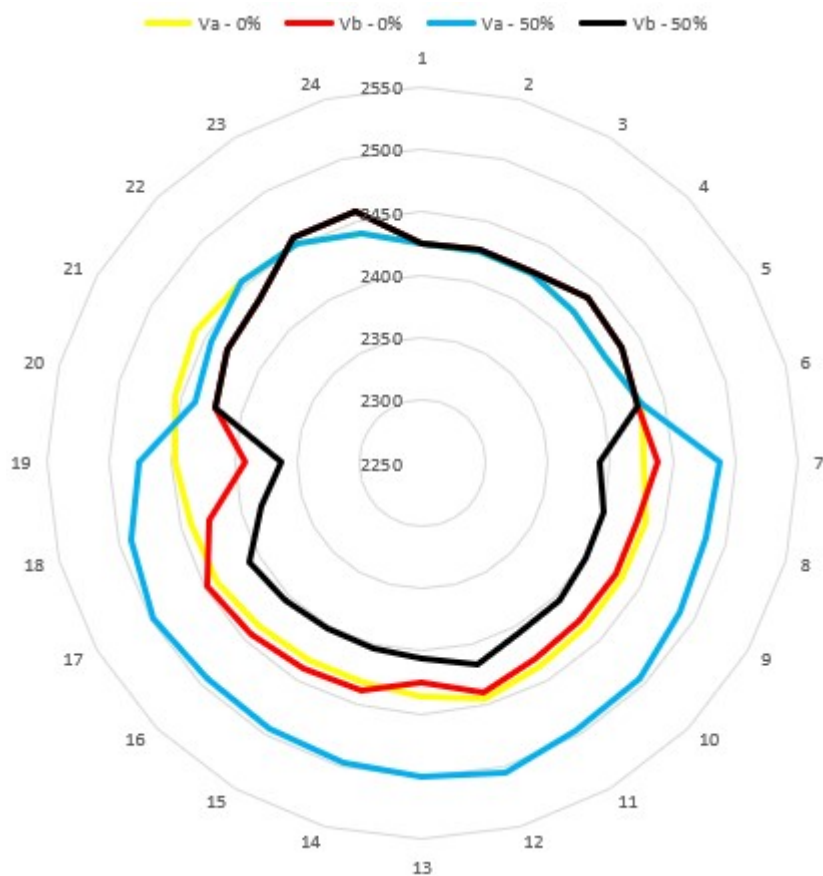
Neste cenário foi alocado os sistemas fotovoltaico nas cargas que correspondem em 50% da potência total da rede de distribuição, mais precisamente nas barras 611, 645, 646 e 671, a figura 24 ilustra o diagrama da rede nesta análise.



Fonte: Adaptado de BAUGHMAN et al. (1992)

Figura 24: Diagrama do sistema 13 barras com 50% de penetração em relação a potência total

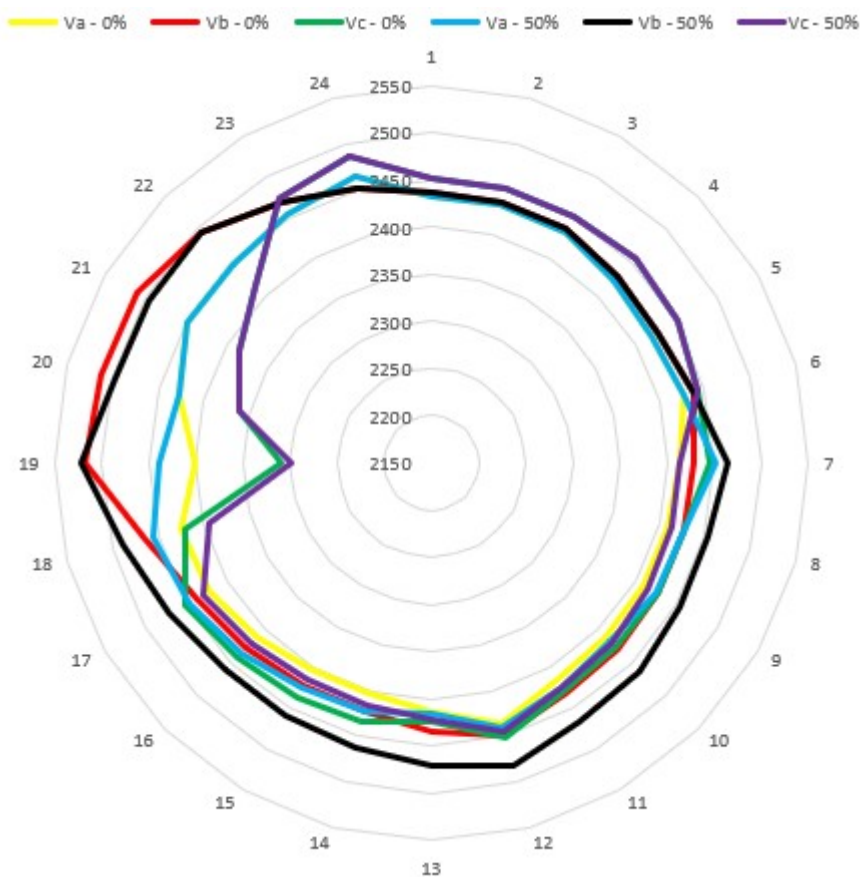
Quando inserido diretamente em seu barramento e em barramentos próximos, a barra 646 tem o perfil de tensões demonstrados na figura 25 em que claramente se nota na tensão  $V_a$  um crescimento de valores enquanto sua tensão  $V_b$  decresce em relação com 0% de penetração de PV durante a incidência da luz solar.



Fonte: Elaborado pelo autor

Figura 25: Barra 646 com com 50% de penetração em relação a potência total

A figura 26 mostra que a barra 671 tem uma variação muito grande devido ao aumento de sistemas fotovoltaicos na rede, suas tensões Va e VB crescem enquanto sua tensão VC decresce em relação com 0% de penetração de PV durante a incidência da luz solar.

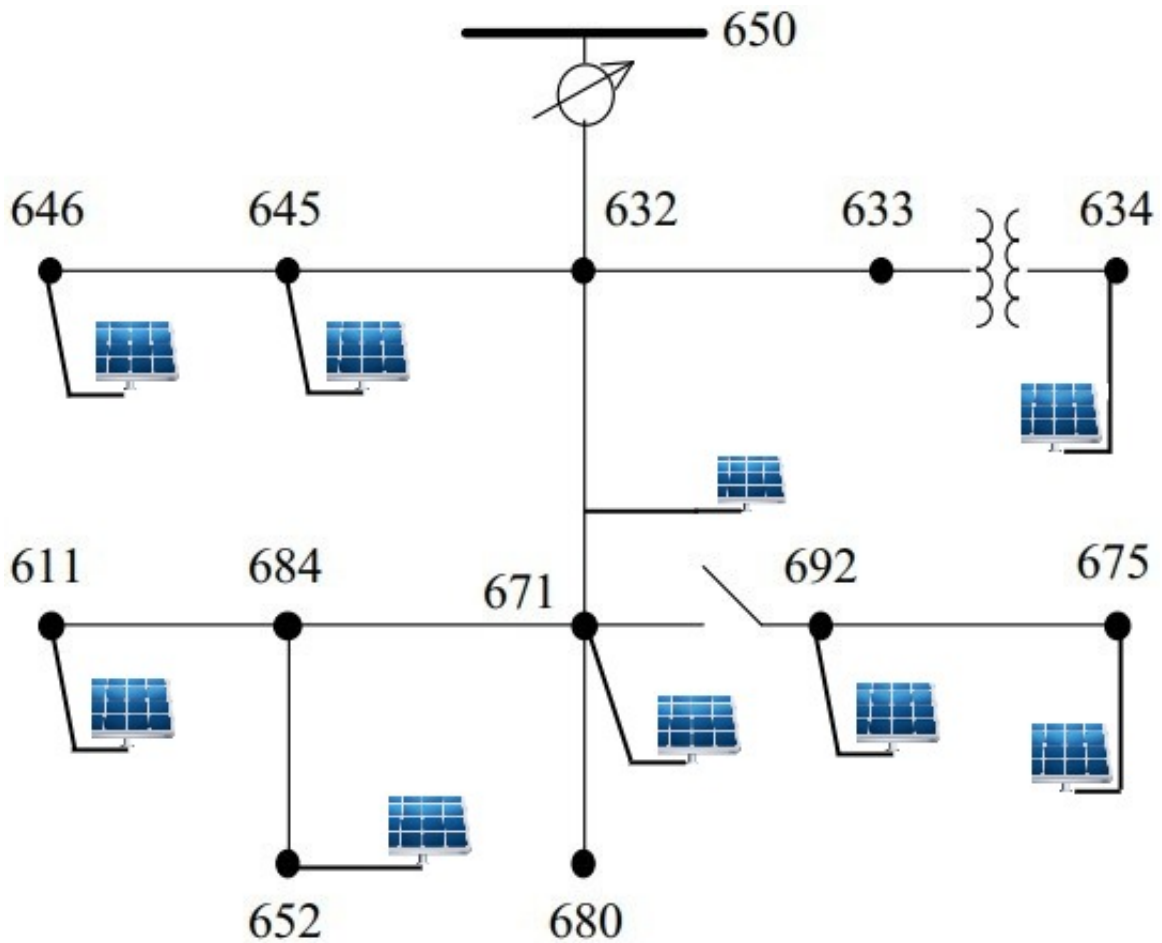


Fonte: Elaborado pelo autor

Figura 26: Barra 671 com com 50% de penetração em relação a potência total

### 4.3 Penetração em relação a 100% da potência total

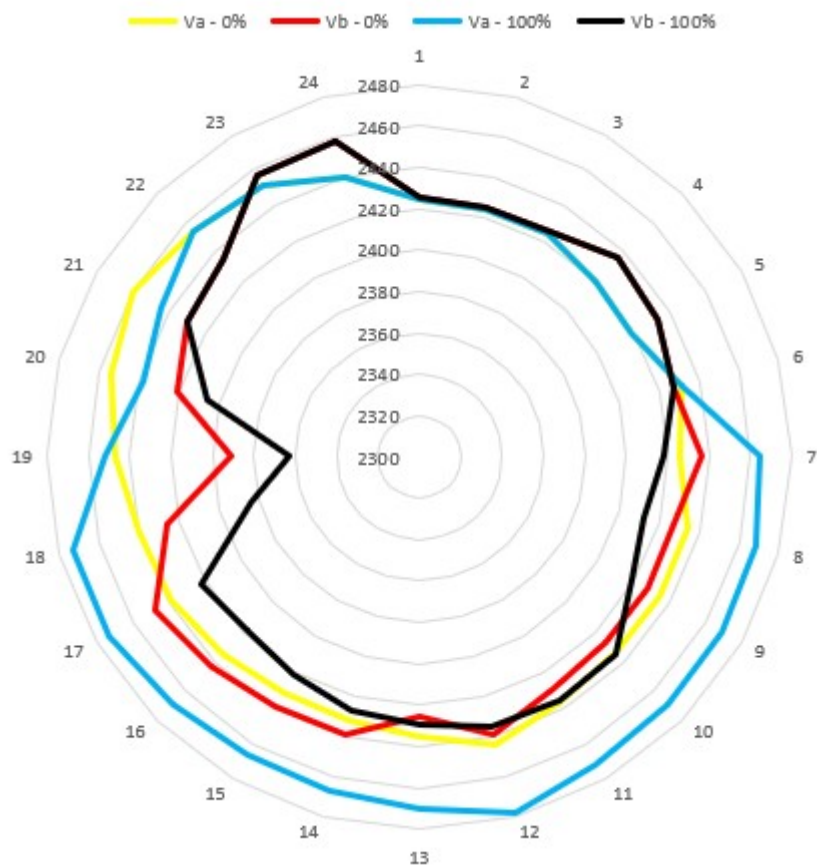
A última análise de cenário feita neste trabalho foi a utilização do sistema PV na rede de distribuição 13 barras da IEEE em todas as cargas do sistema, 100% em relação a potência total, é demonstrado na figura 27 o diagrama de como foi montado a última análise.



Fonte: Adaptado de BAUGHMAN et al. (1992)

Figura 27: Diagrama do sistema 13 barras com 100% de penetração em relação a potência total

Na figura 28 referente ao perfil de tensão da barra 646 com 100% de penetração do sistema de painéis solares, nota-se que há um aumento da tensão  $V_a$ , durante toda a incidência de luz solar. A tensão  $V_b$  varia durante ao dia em relação com seu perfil de 0% de penetração.



Fonte: Elaborado pelo autor

Figura 28: Barra 646 com com 100% de penetração em relação a potência total

Na barra 671 o aumento de tensões é claramente considerável durante todo o dia, figura 29, com 100% das inserções esta barra industrial tem suas tensões Va e Vc, variando positivamente em relação a 0%, com uma única ressalva em sua segunda tensão, VB, que apresenta um decréscimo em relação ao seu estado inicial sem o sistema de PV.

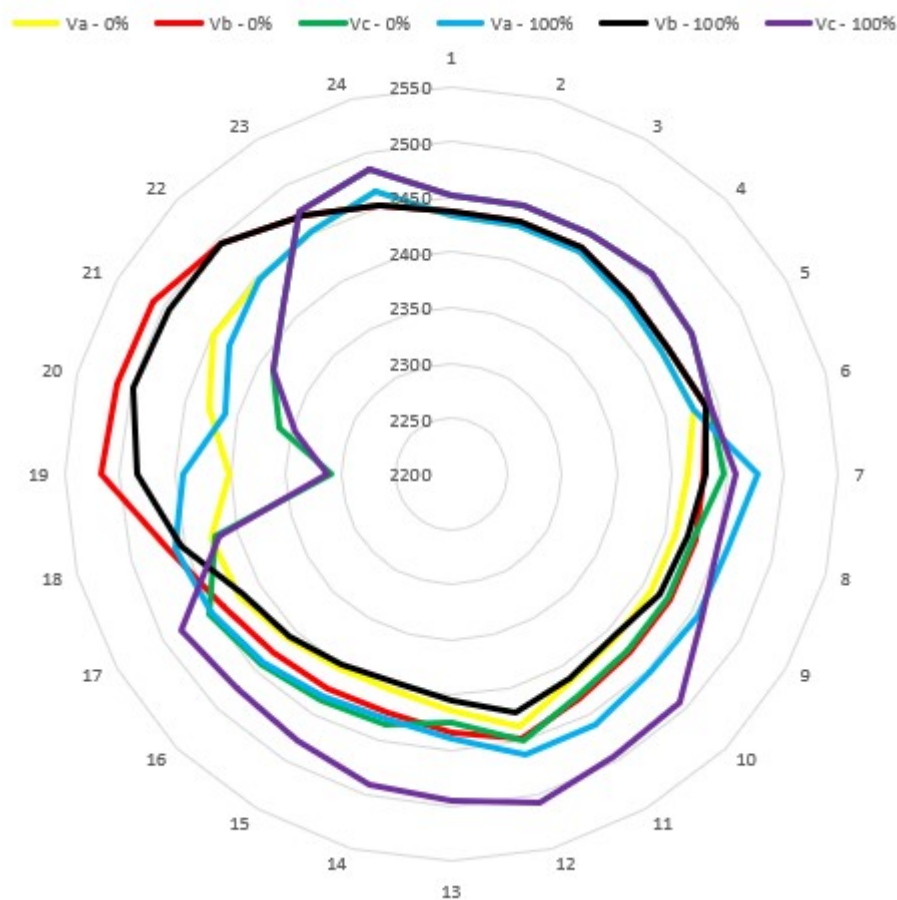


Figura 29: Barra 671 com com 100% de penetração em relação a potência total

#### 4.4 Perdas

Com o objetivo de analisar também o impacto das perdas ao adicionar o sistema de painéis na rede, colocou-se um medidor de perdas na linha referente a saída da subestação, tendo os seguintes resultados demonstrados na tabela 4.

Tabela 4 – Perdas no sistema em relação a porcentagem de penetração

Perdas no sistema	Sem PV	30%	50%	100%
Perdas (kWh)	341	246	403	1810

Observa-se que as perdas no sistema baixam a medida que se adiciona os painéis, mas ao adicionar os PV em 50% de penetração em relação a potência total da rede, o valor começa a subir. A explicação para isso está ligada ao fato de que o aumento do fluxo de energia reversa que o sistema de PV injeta na rede de distribuição, causa danos, sendo assim prejudicial a uma rede não estruturada para o recebimento de grandes quantidades de inserções de GD.



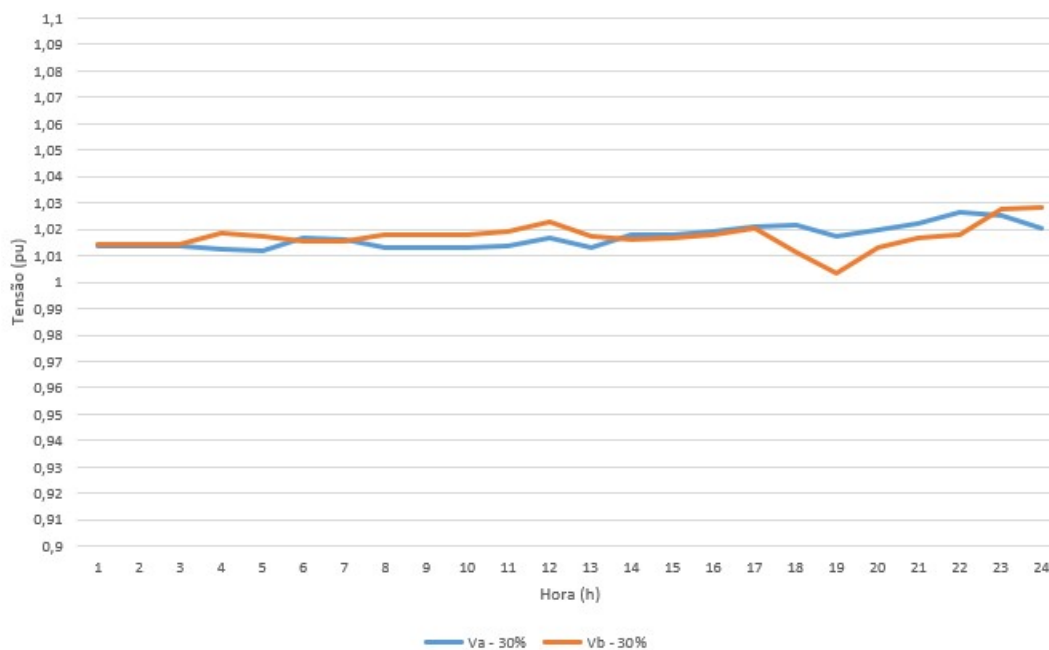
#### 4.5 Análise da tensão

Com o objetivo de analisar a qualidade da tensão que chega aos barramentos após as inserções dos painéis, com os dados das tensões normalizadas e através da norma brasileira de limites de operação foi feita esta análise, demonstrado na tabela 5 os critérios de Tensão de Atendimento (TA).

Tabela 5 – Pontos de conexão em Tensão Nominal superior a 1 kV e inferior a 69 kV

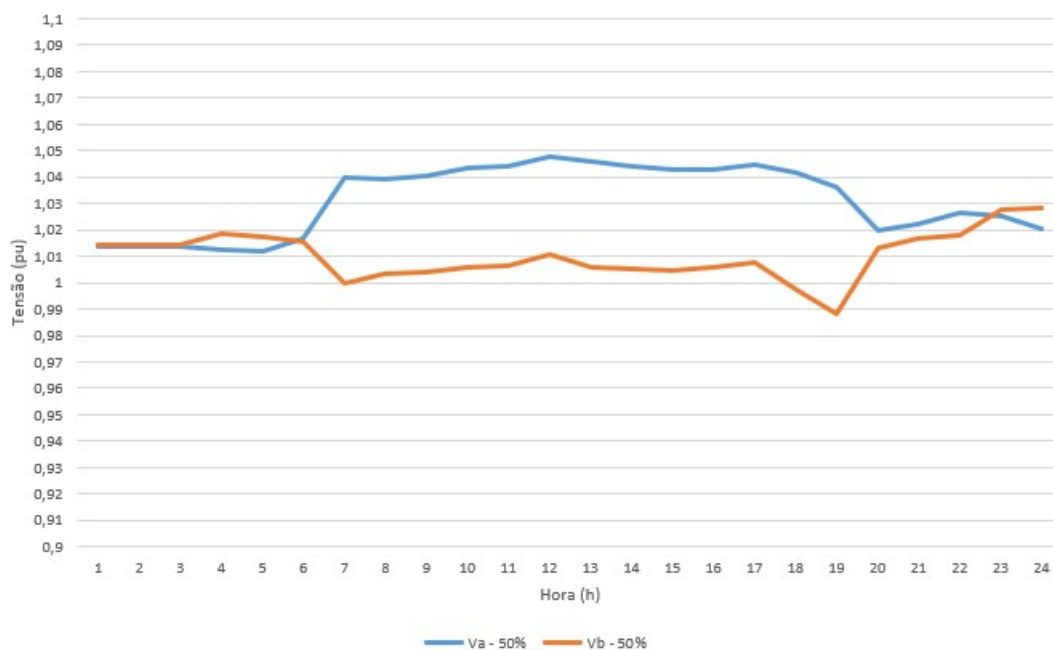
Tensão de Atendimento (TA)	Faixa de Variação da Tensão de Leitura (TL) em Relação à Tensão de Referência (TR)
Adequada	$0,93TR \leq TL \leq 1,05TR$
Precária	$0,90TR \leq TL \leq 0,93TR$
Crítica	$TL \leq 0,90TR$ ou $TL \geq 1,05TR$

Fonte: ANEEL (2018a)



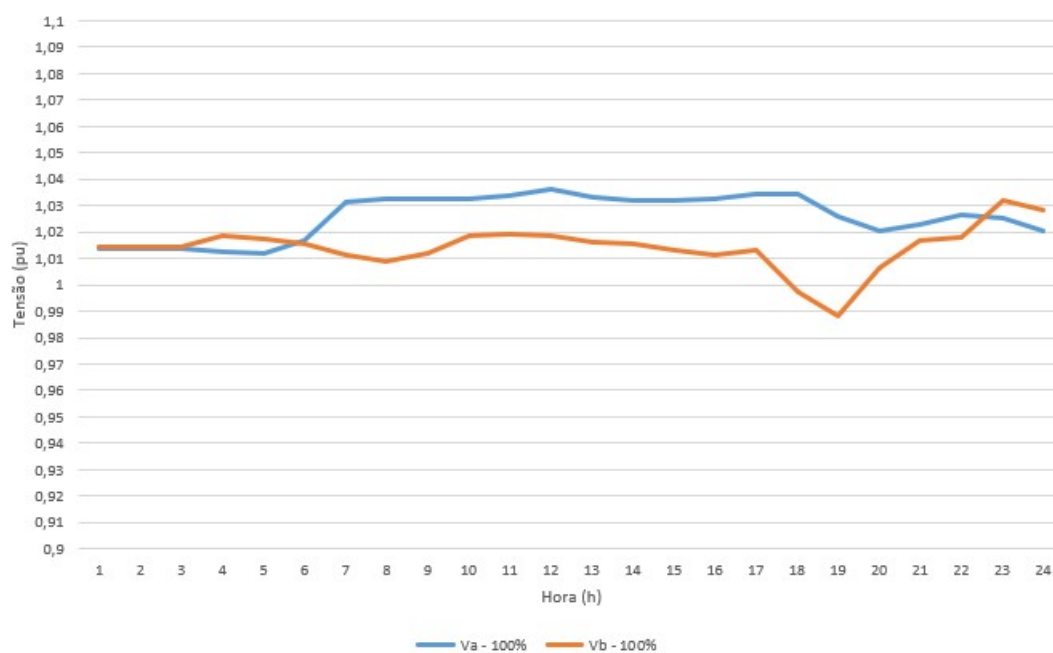
Fonte: Elaborado pelo autor

Figura 30: TA da barra 646 após 30% de penetração



Fonte: Elaborado pelo autor

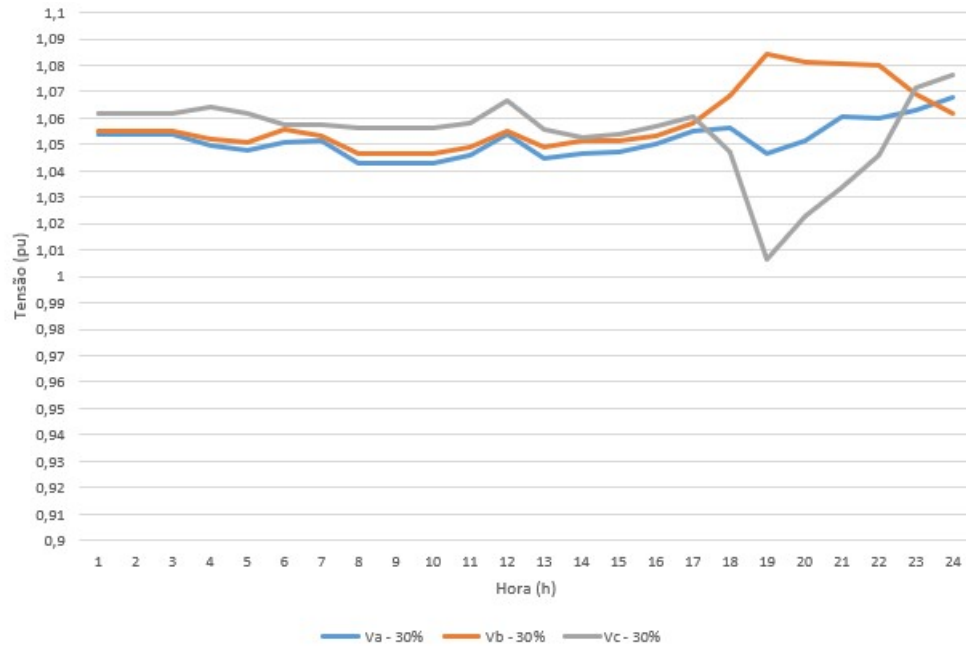
Figura 31: TA da barra 646 após 50% de penetração



Fonte: Elaborado pelo autor

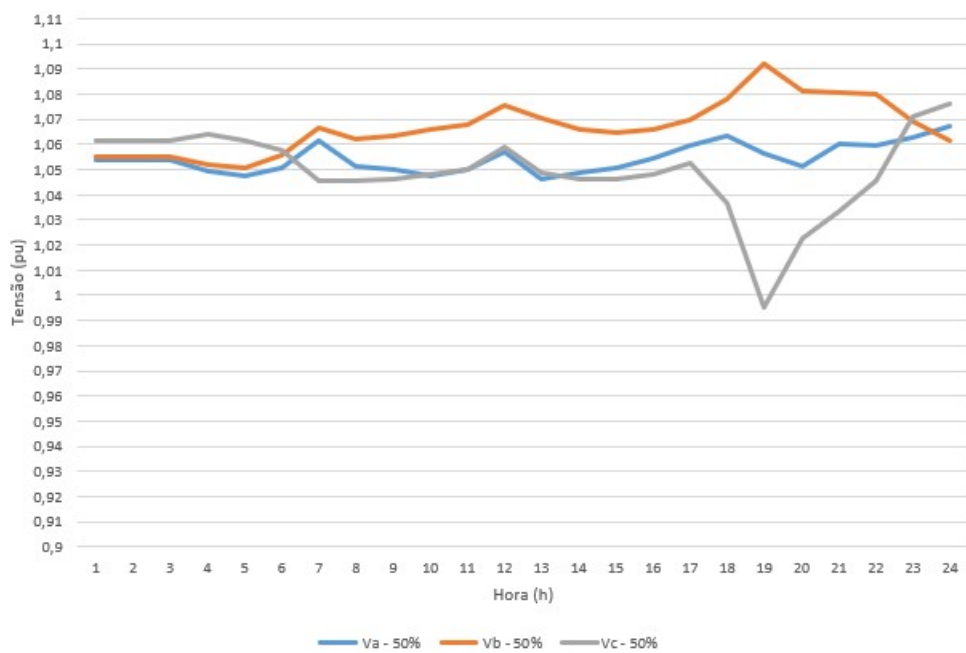
Figura 32: TA da barra 646 após 100% de penetração

São ilustradas nas figuras 30, 31 e 32 referente a barra 646 de caráter residencial, que mesmo após todas as inserções de painéis fotovoltaicos a rede tem sua tensão de leitura em todos os horários do dia entre 0,93 e 1,05 em relação a sua tensão de referência, que nos parâmetros da ANEEL caracteriza uma TA adequada, dentro dos limites de operação.



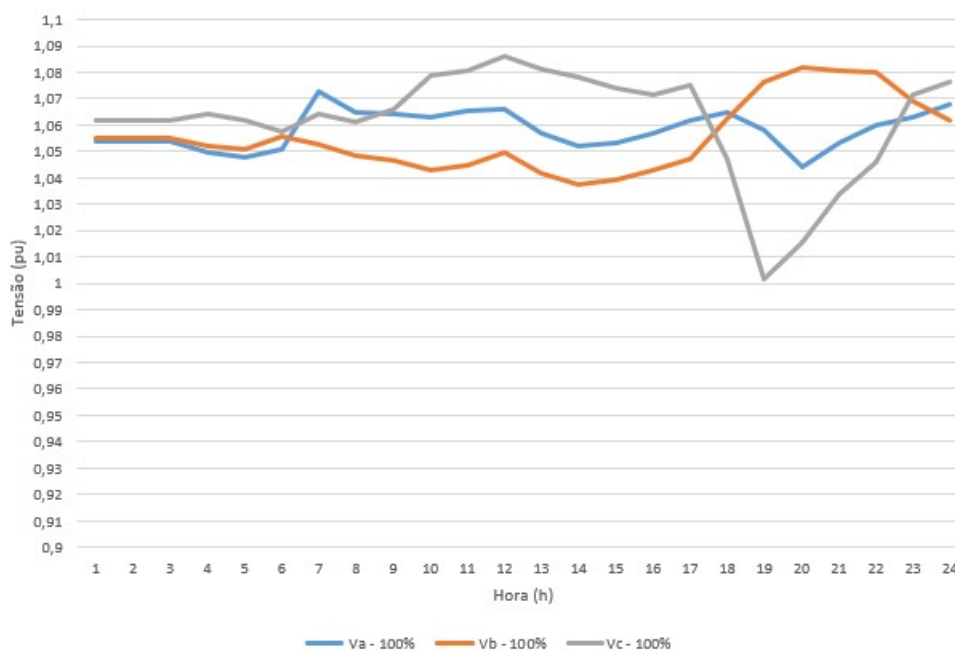
Fonte: Elaborado pelo autor

Figura 33: TA da barra 671 após 30% de penetração



Fonte: Elaborado pelo autor

Figura 34: TA da barra 671 após 50% de penetração



Fonte: Elaborado pelo autor

Figura 35: TA da barra 671 após 100% de penetração

Demonstrado nas figuras 33, 34 e 35 que a barra 671 tem todas suas tensões de leitura acima ou igual 1,05 em relação as tensões de referência na maior parte do dia, sendo assim, nesta barra, de caráter industrial, se encontra em uma qualificação crítica de TA pelos parâmetros da ANEEL.

## 5 CONCLUSÃO

A utilização de GD está crescendo nestes últimos anos. A busca dos usuários por um sistema que seja de auxílio para suas residências e que tenha compensação mais favorável é uma das principais razões. Com isso, aumenta-se no mercado sua oferta e procura, que vai desde componentes elétricos, eletrônicos a serviço de instalação manutenção. A academia se propõe cada vez mais, pesquisar sobre o ramo e entender como as inserções dos painéis fotovoltaicos se comportam na rede de distribuição, porque muitas delas não foram projetadas tendo em mente a grande utilização deste novo meio de produção de energia que parte do consumidor. Com as novas normas de utilização que estão por vir é importante analisar como o impacto se dá a esse meio e por em números suas causas e consequências.

Neste trabalho demonstrou-se que utilizando-se uma rede de testes, a porcentagem de penetração de um sistema de painéis fotovoltaicos tem, sim, influência na rede em geral. Como demonstrado, ao adicionarmos sistemas fotovoltaicos em 30% do valor total da potência da rede, ela se comporta crescendo de forma considerável suas tensões nas áreas residenciais e industriais. Quando aumentado a penetração dos sistemas fotovoltaico na rede relativo a 50% da potência total, nota-se um crescimento em ambas as barras com variações em suas fases, principalmente nos horários de maior incidência de sol. E, quando adicionado sistemas fotovoltaico em todas as barras que contêm cargas da rede com uma quantidade correspondente de 100% da potência da total, observa-se também o crescimento das tensões de ambas as barras analisadas, com ressalvas nas pequenas variações ocorridas em algumas fases. Quanto aos limites de operação, observa-se que a barra 646, residencial, apesar de todas as variações, sempre está dentro dos limites de operação de ANEEL, já a barra 671, industrial, excede em todos os cenários, podendo ser prejudicial a rede e ao consumidor.

Nota-se que o sistema tem seu perfil de perdas diminuído com o acréscimo dos sistemas de geração, porém há um aumento destas perdas à medida que mais painéis são adicionados, caracterizando-se uma grande influencia destes painéis na rede, podendo ser prejudicial a uma rede elétrica não tão bem estruturada, uma vez que também foi observado que na barra industrial tem seus limites operacionais excedidos. Este aumento de perdas está ligado a grande quantidade de fluxo reverso de energia levado dos painéis a rede após as inserções.

Desta forma, neste trabalho conclui-se que as instalações de painéis fotovoltaicos têm que se levar em consideração a qualidade da rede, a quantidade de geração fotovoltaica e os pontos a serem instalados. A influência que os painéis tem sobre a rede são de tamanha importância para o comportamento de uma rede elétrica. A potência de instalação de painéis em áreas industriais, são de grande relevância e demonstraram influenciar em todo comportamento da rede, mesmo em pontos distantes. A crescente utilização de PVs e sua estabilização no cenário de energia, podem significar o crescimento do valor da energia, uma vez que as distribuidoras reduziram a

quantidade de compra de energia das geradoras, já que os consumidores reduziriam o consumo energético vindo das distribuidoras. E em um cenário que a enorme quantidade de sistemas fotovoltaicos prejudicam a rede, ainda há o acréscimo de encargos, que ficam por conta do consumidor.

Em vista de trabalhos futuros, é proposto a integração do OpenDSS com a interface COM, assim podendo agregar a outras linguagens de programação e outros *softwares* com o intuito de prolongar a simulação em dias, meses e até mesmo anos. Também esta integração permitiria a variação de dados de tensão, potência, temperatura, irradiância e outras variáveis que compõem o sistema. Também a utilização de análises estatísticas para agregar outros pontos de partidas sobre os resultados gerados.

## REFERÊNCIAS

- ANEEL. *RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 414*. 2010. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>>. Citado na página 25.
- ANEEL. *Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST Módulo 8, pp. 1-88*. 2018. Disponível em: <<https://www.aneel.gov.br/modulo-8>>. Citado na página 48.
- ANEEL. *Revisão das regras aplicáveis à micro e minigeração distribuída – Resolução Normativa nº 482/2012*. [S.l.], 2018. Citado na página 26.
- BARONI, B.; UTURBEY, W. Overvoltage assessment in distribution networks with photovoltaic generators using monte carlo simulation. In: IEEE. *2018 Simposio Brasileiro de Sistemas Eletricos (SBSE)*. [S.l.], 2018. p. 1–6. Citado na página 15.
- BAUGHMAN, M. L. et al. *IEEE 13 Node Test Feeder*. [S.l.], 1992. Citado 5 vezes nas páginas 30, 31, 39, 42 e 45.
- BRAUN-GRABOLLE, P. et al. A integração de sistemas solares fotovoltaicos em larga escala no sistema elétrico de distribuição urbana. 2012. 2012. Citado na página 21.
- BRITO Érico Henrique Garcia de et al. *CONSULTA PÚBLICA DISCUTE O FUTURO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NO BRASIL*. Rua Gomes de Carvalho, 1329 – 5º andar Vila Olímpia - São Paulo, SP, 2018. Citado 4 vezes nas páginas 15, 16, 26 e 27.
- CASTILHO, J. E. Cálculo numérico. *Universidade Federal de Uberlândia Faculdade de Matemática*, 2001. 2001. Citado na página 33.
- CASTRO, R. M. Introdução à energia fotovoltaica. *DEEC/Secção de Energia, Instituto Superior Técnico, Universidade Técnica de Lisboa*, 2007. 2007. Citado 2 vezes nas páginas 21 e 22.
- DIAS, M. V. X.; BORTONI, E. d. C.; HADDAD, J. Geração distribuída no brasil: oportunidades e barreiras. *Revista Brasileira de Energia*, 2005. v. 11, n. 2, p. 11, 2005. Citado na página 15.
- DUGAN, R. C.; MONTENEGRO, D. *The Open Distribution System Simulator (OpenDSS)*. 8. ed. [S.l.], 2019. Citado 3 vezes nas páginas 27, 28 e 29.
- FARIAS, L. M.; SELMITTO, M. A. Uso da energia ao longo da história: evolução e perspectivas futuras. *Revista Liberato*, 2011. v. 12, n. 17, p. 01–106, 2011. Citado na página 18.
- FRANCISQUINI, A. A. Estimção de curvas de carga em pontos de consumo e em transformadores de distribuição. 2006. Universidade Estadual Paulista (UNESP), 2006. Citado 3 vezes nas páginas 19, 20 e 21.
- HADDAD fabio jamil. Energia elétrica: Conceitos, qualidade e tarifação–. *Rio de Janeiro, dezembro/2004*. Disponível em: <[http://www.mme.gov.br/documents/10584/1985241/Energ\\_Elet\\_Conceitos\\_Qualid\\_Tarif\\_Ele\\_tr\\_Procel-04.pdf](http://www.mme.gov.br/documents/10584/1985241/Energ_Elet_Conceitos_Qualid_Tarif_Ele_tr_Procel-04.pdf)> Acesso em, 2004. v. 7, 2004. Citado na página 18.
- JÚNIOR, J. D. A. Análise de microgeração fotovoltaica em um sistema de distribuição utilizando o opendss. 2016. 2016. Citado 3 vezes nas páginas 15, 21 e 31.

KAGAN, N.; OLIVEIRA, C. C. barioni de; ROBBA, E. J. *Introdução aos sistemas de distribuição de energia elétrica*. 1. ed. Rua Pedroso Alvarenga, 1245 - 4andar, 04531-012 - São Paulo, SP - Brasil: EDITORA BLUCHER, 2005. Citado 4 vezes nas páginas 18, 19, 31 e 32.

LUCCHESI, F. C. et al. Análise do impacto da geração distribuída fotovoltaica na rede elétrica da universidade federal de santa maria. 2018. 2018. Citado na página 21.

MOREIRA, N. J. H. *RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 482*. 2012. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>>. Citado na página 25.

PAULA, G. R. de. Modelagem e análise estática de um alimentador real da cplf palista. 2016. 2016. Citado na página 27.

PVWATTS Calculator. 2019. Disponível em: <<https://pvwatts.nrel.gov/pvwatts.php>>. Nenhuma citação no texto.

RAGGI, L. M. D. R. et al. *Nota Técnica n0108/2018-SRD/SCG/SMA/ANEEL*. [S.l.], 2018. Citado na página 26.

SPARK, W. *Condições meteorológicas características de Ouro Preto, Brasil em 13 de fevereiro*. 2019. Disponível em: <<https://pt.weatherspark.com/d/30593/2/13/Condi%C3%A7%C3%B5es-meteorol%C3%B3gicas-caracter%C3%ADsticas-de-Ouro-Preto-Brasil-em-13-de-fevereiro#Sections-Temperature>>. Citado 3 vezes nas páginas 35, 60 e 61.

VILLALVA, M. G. *Energia Solar Fotovoltaica*. [S.l.]: Saraiva Educação SA, 1983. Citado 5 vezes nas páginas 21, 22, 23, 24 e 25.



## **Apêndices**

## APÊNDICE A – TENSÕES NA BARRA 646

Tabela 6 – Tensões na barra 646 ao longo das porcentagens de penetrações dos painéis fotovoltaicos.

<b>Va (V)</b> <b>0%</b>	<b>Vb (V)</b> <b>0%</b>	<b>Va (V)</b> <b>30%</b>	<b>Vb (V)</b> <b>30%</b>	<b>Va (V)</b> <b>50%</b>	<b>Vb (V)</b> <b>50%</b>	<b>Va (V)</b> <b>100%</b>	<b>Vb (V)</b> <b>100%</b>
2424,18	2425,27	2424,18	2425,27	2424,18	2425,27	2424,18	2425,27
2424,19	2425,28	2424,19	2425,28	2424,19	2425,28	2424,19	2425,28
2424,19	2425,28	2424,19	2425,28	2424,19	2425,28	2424,19	2425,28
2420,4	2435,58	2420,4	2435,58	2420,4	2435,58	2420,4	2435,58
2418,9	2432,8	2418,9	2432,8	2418,9	2432,8	2418,9	2432,8
2431,29	2427,68	2431,29	2427,68	2431,29	2427,68	2431,29	2427,68
2426,4	2436,92	2428,76	2427,97	2486,58	2390,81	2464,99	2418,16
2434,24	2427,22	2421,4	2433,84	2483,84	2399,03	2468,48	2412,48
2434,24	2427,23	2421,4	2433,84	2486,72	2400,57	2468,65	2418,93
2434,24	2427,23	2421,4	2433,84	2493,97	2404,21	2469,21	2434,61
2436,5	2429,43	2423,57	2435,98	2495,87	2406,23	2471,22	2436,04
2443,91	2439,21	2430,8	2445,53	2505,48	2416,94	2477,79	2435,39
2435,6	2425,64	2422,65	2432,27	2500,49	2405,32	2470,14	2429,6
2431,46	2438,52	2434,09	2429,89	2496,6	2402,73	2466,64	2427,18
2431,73	2439,63	2434,36	2430,98	2493,84	2402,28	2466,67	2421,65
2434,3	2443,11	2436,86	2434,37	2493,33	2404,19	2468,81	2418,37
2438,85	2447,8	2441,26	2438,91	2497,54	2408,69	2472,95	2422,31
2440,84	2426,7	2442,74	2418,02	2490,8	2383,92	2473,05	2384,02
2447,22	2390,69	2432,57	2399,21	2476,68	2362,77	2451,91	2362,83
2454,12	2421,42	2438,48	2421,65	2438,48	2421,65	2438,87	2406,1
2460,02	2429,98	2444,45	2430,16	2444,45	2430,16	2444,66	2430,17
2454,18	2434,31	2454,18	2434,31	2454,18	2434,31	2454,18	2434,31
2451	2456,85	2451	2456,85	2451	2456,85	2451	2466,85
2439,62	2457,8	2439,62	2457,8	2439,62	2457,8	2439,62	2457,8

## APÊNDICE B – TENSÕES NA BARRA 671

Tabela 7 – Tensões na barra 671 ao longo das porcentagens de penetrações dos painéis fotovoltaicos.

Va (V) 0%	Vb (V) 0%	Vc (V) 0%	Va (V) 30%	Vb (V) 30%	Vc (V) 30%	Va (V) 50%	Vb (V) 50%	Vc (V) 50%	Va (V) 100%	Vb (V) 100%	Vc (V) 100%
2432,99	2436,4	2451,11	2432,99	2436,4	2451,11	2432,99	2436,4	2451,11	2432,99	2436,4	2451,11
2432,99	2436,4	2451,11	2432,99	2436,4	2451,11	2432,99	2436,4	2451,11	2432,99	2436,4	2451,11
2432,99	2436,4	2451,11	2432,99	2436,4	2451,11	2432,99	2436,4	2451,11	2432,99	2436,4	2451,11
2423,13	2428,91	2456,8	2423,13	2428,91	2456,8	2423,13	2428,91	2456,8	2423,13	2428,91	2456,8
2419,08	2426,64	2451,6	2419,08	2426,64	2451,6	2419,08	2426,64	2451,6	2419,08	2426,64	2451,6
2426,76	2437,54	2441,96	2426,76	2437,54	2441,96	2426,76	2437,54	2441,96	2426,76	2437,54	2441,96
2414,07	2427,5	2445,41	2427,91	2431,94	2442,12	2450,69	2463,59	2414,31	2477,25	2430,49	2457,05
2409,96	2428,04	2426,13	2408,7	2416,97	2438,85	2427,71	2452,38	2413,95	2458,91	2420,43	2449,93
2409,96	2428,04	2426,13	2408,7	2416,97	2438,85	2424,96	2454,94	2415,79	2457,76	2416,69	2461,87
2409,96	2428,04	2426,13	2408,7	2416,97	2438,85	2418,35	2461,3	2420,06	2454,7	2407,53	2491,01
2415,81	2433,24	2430,82	2414,48	2422,06	2443,44	2424,18	2466,21	2424,51	2460,37	2412,69	2494,39
2435,39	2448,11	2450,25	2433,89	2436,66	2462,5	2440,76	2483,11	2444,91	2461,84	2422,89	2507,89
2413,15	2433,82	2424,39	2411,89	2422,6	2437,12	2416,42	2471,7	2421,61	2439,75	2405,47	2495,87
2402,86	2422,99	2434	2416,93	2427,8	2431,21	2422,09	2461,25	2415,29	2429,65	2395,83	2489,71
2403,64	2422,83	2435,89	2417,7	2427,65	2433,07	2425,69	2458,37	2415,3	2431,92	2399,44	2479,14
2410,39	2427,86	2442,75	2424,37	2432,58	2439,78	2434,94	2460,69	2420,24	2439,72	2407,91	2473,54
2422,22	2438,15	2452,59	2436,08	2442,64	2449,39	2446,45	2470,73	2429,8	2451,08	2417,79	2482,26
2424,17	2463,72	2420,6	2438,33	2467,37	2417,79	2455,82	2488,67	2393,84	2458,78	2452,68	2417,56
2400,63	2516,83	2308,96	2417,11	2502,83	2324,58	2439,16	2521,16	2298,64	2443,18	2484,67	2312,69
2427,34	2512,71	2361,18	2427,44	2496,78	2361,39	2427,43	2496,78	2361,41	2411,38	2497,46	2345,37
2448,11	2510,54	2386,28	2448,22	2494,69	2386,45	2448,22	2494,69	2386,45	2432,25	2495,04	2386,47
2446,97	2494,06	2414,88	2446,97	2494,06	2414,88	2446,97	2494,06	2414,88	2446,97	2494,07	2414,88
2453,77	2469,08	2473,59	2453,77	2469,08	2473,59	2453,77	2469,08	2473,59	2453,77	2469,08	2473,59
2465,02	2450,97	2485,55	2465,02	2450,97	2485,55	2465,02	2450,97	2485,55	2465,02	2450,97	2485,55

## **Anexos**

# ANEXO A – ESPECIFICAÇÃO DE PAINEL FOTOVOLTAICO DE ACORDO COM A CURVA DE CARGA RESIDENCIAL

01/10/2019



Caution: Photovoltaic system performance predictions calculated by PVWatts<sup>®</sup> include many inherent assumptions and uncertainties and do not reflect variations between PV technologies nor site-specific characteristics except as represented by PVWatts<sup>®</sup> inputs. For example, PV modules with better performance, are not differentiated within PVWatts<sup>®</sup> from lesser performing modules. Both NREL and private companies provide more sophisticated PV modeling tools (such as the System Advisor Model at <https://sam.nrel.gov>) that allow for more precise and complex modeling of PV systems.

The expected range is based on 30 years of actual weather data at the given location and is intended to provide an indication of the variation you might see. For more information, please refer to this NREL report: The Error Report.

Disclaimer: The PVWatts<sup>®</sup> Model ("Model") is provided by the National Renewable Energy Laboratory ("NREL"), which is operated by the Alliance for Sustainable Energy, LLC ("Alliance") for the U.S. Department of Energy ("DOE") and may be used for any purpose whatsoever.

The names DOE/NREL/ALLIANCE shall not be used in any representation, advertising, publicity or other manner whatsoever to endorse or promote any entity that adopts or uses the Model. DOE/NREL/ALLIANCE shall not provide

any support, consulting, training or assistance of any kind with regard to the use of the Model or any updates, revisions or new versions of the Model.

YOU AGREE TO INDEMNIFY DOE/NREL/ALLIANCE AND ITS AFFILIATES, OFFICERS, AGENTS, AND EMPLOYEES AGAINST ANY CLAIM OR DEMAND, INCLUDING REASONABLE ATTORNEY'S FEES, RELATED TO YOUR USE, RELIANCE, OR ADOPTION OF THE MODEL FOR ANY PURPOSE WHATSOEVER. THE MODEL IS PROVIDED BY DOE/NREL/ALLIANCE "AS IS" AND ANY EXPRESS OR IMPLIED WARRANTIES, INCLUDING BUT NOT LIMITED TO THE IMPLIED WARRANTIES OF MERCHANTABILITY AND FITNESS FOR A PARTICULAR PURPOSE ARE EXPRESSLY DISCLAIMED. IN NO EVENT SHALL DOE/NREL/ALLIANCE BE LIABLE FOR ANY SPECIAL, INDIRECT OR CONSEQUENTIAL DAMAGES OR ANY DAMAGES WHATSOEVER, INCLUDING BUT NOT LIMITED TO CLAIMS ASSOCIATED WITH THE LOSS OF DATA OR PROFITS, WHICH MAY RESULT FROM ANY ACTION IN CONTRACT, NEGLIGENCE OR OTHER TORTIOUS CLAIM THAT ARISES OUT OF OR IN CONNECTION WITH THE USE OR PERFORMANCE OF THE MODEL.

The energy output range is based on analysis of 30 years of historical weather data for nearby, and is intended to provide an indication of the possible interannual variability in generation for a Fixed (open rack) PV system at this location.

PVWatts Calculator

## RESULTS

1,610 kWh/Year\*

Month	Solar Radiation (kWh / m <sup>2</sup> / day)	AC Energy (kWh)	Value (\$)
January	5.51	135	N/A
February	5.69	127	N/A
March	5.37	133	N/A
April	5.43	128	N/A
May	5.40	133	N/A
June	5.38	130	N/A
July	5.61	139	N/A
August	6.34	153	N/A
September	6.14	142	N/A
October	5.83	141	N/A
November	5.00	121	N/A
December	5.21	128	N/A
<b>Annual</b>	<b>5.58</b>	<b>1,610</b>	<b>0</b>

## Location and Station Identification

Requested Location	ouro preto mg
Weather Data Source	Lat, Lon: -20.51, -43.7 1.0 mi
Latitude	20.51° S
Longitude	43.7° W

## PV System Specifications (Residential)

DC System Size	1.06 kW
Module Type	Standard
Array Type	Fixed (open rack)
Array Tilt	20°
Array Azimuth	0°
System Losses	14.08%
Inverter Efficiency	96%
DC to AC Size Ratio	1.2

## Economics

Average Retail Electricity Rate	No utility data available
---------------------------------	---------------------------

## Performance Metrics

Capacity Factor	17.3%
-----------------	-------

<https://pvwatts.nrel.gov/pvwatts.php>

1/1

Fonte: Spark (2019)

Figura 36: Especificações de um painel solar para Ouro Preto utilizando a curva de carga residencial

# ANEXO B – ESPECIFICAÇÃO DE PAINEL FOTOVOLTAICO DE ACORDO COM A CURVA DE CARGA INDUSTRIAL

01/10/2019



Caution: Photovoltaic system performance predictions calculated by PVWatts<sup>®</sup> include many inherent assumptions and uncertainties and do not reflect variations between PV technologies nor site-specific characteristics except as represented by PVWatts<sup>®</sup> inputs. For example, PV modules with better performance, are not differentiated within PVWatts<sup>®</sup> from lesser performing modules. Both NREL and private companies provide more sophisticated PV modeling tools (such as the System Advisor Model at <https://sam.nrel.gov>) that allow for more precise and complex modeling of PV systems.

The expected range is based on 30 years of actual weather data at the given location and is intended to provide an indication of the variation you might see. For more information, please refer to this NREL report: The Error Report.

Disclaimer: The PVWatts<sup>®</sup> Model ("Model") is provided by the National Renewable Energy Laboratory ("NREL"), which is operated by the Alliance for Sustainable Energy, LLC ("Alliance") for the U.S. Department of Energy ("DOE") and may be used for any purpose whatsoever.

The names DOE/NREL/ALLIANCE shall not be used in any representation, advertising, publicity or other manner whatsoever to endorse or promote any entity that adopts or uses the Model. DOE/NREL/ALLIANCE shall not provide

any support, consulting, training or assistance of any kind with regard to the use of the Model or any updates, revisions or new versions of the Model.

YOU AGREE TO INDEMNIFY DOE/NREL/ALLIANCE AND ITS AFFILIATES, OFFICERS, AGENTS, AND EMPLOYEES AGAINST ANY CLAIM OR DEMAND, INCLUDING REASONABLE ATTORNEY'S FEES, RELATED TO YOUR USE, RELIANCE, OR ADOPTION OF THE MODEL FOR ANY PURPOSE WHATSOEVER. THE MODEL IS PROVIDED BY DOE/NREL/ALLIANCE "AS IS" AND ANY EXPRESS OR IMPLIED WARRANTIES, INCLUDING BUT NOT LIMITED TO THE IMPLIED WARRANTIES OF MERCHANTABILITY AND FITNESS FOR A PARTICULAR PURPOSE ARE EXPRESSLY DISCLAIMED. IN NO EVENT SHALL DOE/NREL/ALLIANCE BE LIABLE FOR ANY SPECIAL, INDIRECT OR CONSEQUENTIAL DAMAGES OR ANY DAMAGES WHATSOEVER, INCLUDING BUT NOT LIMITED TO CLAIMS ASSOCIATED WITH THE LOSS OF DATA OR PROFITS, WHICH MAY RESULT FROM ANY ACTION IN CONTRACT, NEGLIGENCE OR OTHER TORTIOUS CLAIM THAT ARISES OUT OF OR IN CONNECTION WITH THE USE OR PERFORMANCE OF THE MODEL.

The energy output range is based on analysis of 30 years of historical weather data for nearby, and is intended to provide an indication of the possible interannual variability in generation for a Fixed (open rack) PV system at this location.

PVWatts Calculator

## RESULTS

5,466 kWh/Year\*

Month	Solar Radiation (kWh / m <sup>2</sup> / day)	AC Energy (kWh)	Value (\$)
January	5.51	460	N/A
February	5.69	430	N/A
March	5.37	452	N/A
April	5.43	435	N/A
May	5.40	452	N/A
June	5.38	442	N/A
July	5.61	472	N/A
August	6.34	519	N/A
September	6.14	483	N/A
October	5.83	478	N/A
November	5.00	410	N/A
December	5.21	435	N/A
<b>Annual</b>	<b>5.58</b>	<b>5,468</b>	<b>0</b>

## Location and Station Identification

Requested Location	ouro preto mg
Weather Data Source	Lat, Lon: -20.51, -43.7 1.0 mi
Latitude	20.51° S
Longitude	43.7° W

## PV System Specifications (Residential)

DC System Size	3.6 kW
Module Type	Standard
Array Type	Fixed (open rack)
Array Tilt	20°
Array Azimuth	0°
System Losses	14.08%
Inverter Efficiency	96%
DC to AC Size Ratio	1.2

## Economics

Average Retail Electricity Rate	No utility data available
---------------------------------	---------------------------

## Performance Metrics

Capacity Factor	17.3%
-----------------	-------

<https://pvwatts.nrel.gov/pvwatts.php>

1/1

Fonte: Spark (2019)

Figura 37: Especificações de um painel solar para Ouro Preto utilizando a curva de carga industrial