

UNIVERSIDADE TECNOLÓGICA FEDERAL DO PARANÁ
DEPARTAMENTO ACADÊMICO DE ELÉTRICA
CURSO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

GUSTAVO HENRIQUE GAMZALA

**ANÁLISE DO IMPACTO DA ALTA INSERÇÃO DE
MICROGERAÇÃO DISTRIBUÍDA NO SISTEMA DE
DISTRIBUIÇÃO**

TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

PATO BRANCO

2019

GUSTAVO HENRIQUE GAMZALA

ANÁLISE DO IMPACTO DA ALTA INSERÇÃO DE MICROGERAÇÃO DISTRIBUÍDA NO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO

Trabalho de Conclusão de Curso de graduação, apresentado à disciplina de Trabalho de Conclusão de Curso 2, do Curso de Engenharia Elétrica da Coordenação de Engenharia Elétrica - CO-ELT - da Universidade Tecnológica Federal do Paraná - UTFPR, Câmpus Pato Branco, como requisito parcial para obtenção do título de Engenheiro Eletricista.

Orientador: Prof. Dr. Alexandre Batista de Jesus Soares

Coorientador: Prof. Me. Rafael Zamodzki

PATO BRANCO

2019

TERMO DE APROVAÇÃO

O trabalho de Conclusão de Curso intitulado “**Análise do Impacto da Alta Inserção de Microgeração Distribuída no Sistema de Distribuição**”, do aluno “**Gustavo Henrique Gamzala**” foi considerado **APROVADO** de acordo com a ata da banca examinadora N° **232** de 2019.

Fizeram parte da banca os professores:

Alexandre Batista de Jesus Soares

César Augusto Portolann

Heitor José Tessaro

A Ata de Defesa assinada encontra-se na Coordenação do Curso de Engenharia Elétrica

Dedico este trabalho a Deus, a minha família, amigos e orientadores os quais me guiaram e me acompanharam durante meu trajeto acadêmico.

Cada adversidade, cada fracasso, cada dor de cabeça carrega consigo a semente de um benefício igual ou maior.

Napoleon Hill

AGRADECIMENTOS

A Deus por ter me dado determinação e fé para vencer todos os obstáculos. A Universidade Tecnológica Federal do Paraná campus Pato Branco, seu corpo docente, direção e administração. Ao meu orientador Alexandre Batista de Jesus Soares, pelo tempo cedido para auxiliar na elaboração deste trabalho, e pela dedicação em ajudar corrigir e incentivar. Ao meu co-orientador Rafael Zamodzki, pelo tempo disponibilizado e pelo suporte durante a elaboração deste trabalho. Aos meus pais, pelo suporte familiar durante todo o período da graduação. E a todos que direta ou indiretamente fizeram parte da minha formação, o meu muito obrigado.

RESUMO

GAMZALA, Gustavo. Análise do Impacto da Alta Inserção de Microgeração Distribuída no Sistema de Distribuição. 2019. 69 f. Trabalho de Conclusão de Curso - Curso de Engenharia Elétrica, Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Pato Branco, 2019.

A Geração Distribuída (GD) conectada a rede está crescendo significativamente em escala global. Dentre os tipos de GD, as mais utilizadas são os sistemas fotovoltaicos (SFV), e a geração eólica. No Brasil, além da GD ser composta em sua grande maioria por SFV, ainda espera-se que haja um grande crescimento de microgeradores conectados a rede de distribuição nos próximos anos. Neste contexto, este trabalho estuda os impactos que a alta inserção de microgeração distribuída terá na rede de distribuição, no que se refere aos níveis de tensão e harmônicos, e apresenta possíveis métodos para a atenuação destes efeitos. O *software* utilizado foi o OpenDSS, onde foram simulados diversos casos com inserção de GD eólica e fotovoltaica, utilizando como base o sistema do Instituto de Engenheiros Eletricistas e Eletrônicos (IEEE) de 13 barras para um período diário. Os resultados mostram as variações de tensão no perfil do sistema, com base na distância das cargas, e mostra como essas variações mudam considerando alterações no carregamento, tamanho das linhas e inserção de GD. A partir da análise dos resultados notou-se um expressivo aumento de tensão com a inserção de geração distribuída ao longo do alimentador, especialmente em momentos onde a carga é baixa e a geração é alta. Com o aumento do tamanho das linhas verificou-se uma queda de tensão significativa no alimentador, mesmo com geração distribuída. Além disso, os resultados da conexão de SFV's no sistema de distribuição, mostram um aumento na inserção de harmônicos devido aos inversores eletrônicos.

Palavras-chave: Geração Distribuída, Sistemas Fotovoltaicos, Tensão, Harmônicos, Geração Eólica, Rede de Distribuição. .

ABSTRACT

GAMZALA, Gustavo. Analysis of the Impact of the High Penetration of Distributed Micro Generation on the Distribution System . 2019. 69 f. Trabalho de Conclusão de Curso - Curso de Engenharia Elétrica, Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Pato Branco, 2019.

The grid connected distributed generation, is significantly growing in a global scale. Among the types of distributed generation, the most used are the photovoltaic systems and wind generation. In Brazil, besides distributed generation being composed mostly by photovoltaic systems, it's still expected a huge growth in grid connected microgenerators in the next years. In this context, this work study the impacts that the high insertion of distributed generation will cause in the distribution lines, referring to voltage levels and harmonics. The software used is OpenDSS, where it was simulated many cases with insertion of photovoltaic and wind distributed generation, using the Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE) 13 bus system as a basis case, for a daily period. The results show the variations of the system voltage profile, with basis on the load distances, and show how those variations change considering alterations on the load size, lines size and distributed generation insertion. From the analysis of the results, it was noted an expressive increase of the voltage with the insertion of distributed generation along the feeder, especially when the load is low and the generation is high. By increasing the lines, it was verified a significant voltage drop along the feeder, even with distributed generation. Beyond that, the results of the connection of SFV's in the distribution system, show an increase of the harmonics due to the electronic inverters.

Keywords: Distributed Generation, Photovoltaic Systems, Voltage, Harmonics, Eolic Generation, Distribution Grid.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1:	Caracterização da Geração Distribuída	16
Figura 2:	Conexão por tipo de fonte	17
Figura 3:	Potência instalada em 2017 nos 10 países que lideram o setor de geração fotovoltaica	18
Figura 4:	Projeção da instalação de microgeradores	19
Figura 5:	Classe de consumo dos consumidores	20
Figura 6:	Capacidade Instalada Total em 2015	21
Figura 7:	Capacidade Instalada Total	22
Figura 8:	Geração de Energia Elétrica a Partir do Biogás	23
Figura 9:	Cogeração Qualificada	25
Figura 10:	Rede Radial de Distribuição IEEE 13 Barras	32
Figura 11:	Curvas de carga residenciais e industriais	33
Figura 12:	Diagrama do Sistema Fotovoltaico	34
Figura 13:	Curva de Irradiação	35
Figura 14:	Curva de Eficiência	36
Figura 15:	Potência dos sistemas fotovoltaicos	37
Figura 16:	Potência dos sistemas eólicos	38
Figura 17:	Potência fornecida pela subestação sem GD e carregamento máximo	41
Figura 18:	Perfil de Tensão sem GD e carregamento máximo	42
Figura 19:	Potência fornecida pela subestação com GD e carregamento máximo	43
Figura 20:	Potência fornecida pela subestação com GD e carregamento máximo	44
Figura 21:	Perfil de Tensão com GD e carregamento máximo	45

Figura 22: Potência Fornecida pela Subestação com GD e 50% do carregamento	46
Figura 23: Perfil de Tensão com GD e 50% do carregamento	47
Figura 24: Potência fornecida pela subestação	48
Figura 25: Perfil de Tensão	49
Figura 26: Harmônicos sem conexão do SFV	50
Figura 27: Harmônicos com conexão do SFV	51
Figura 28: Perfil de Tensão com Regulador	53

LISTA DE TABELAS

Tabela 1:	Potência Instalada em MW.	19
Tabela 2:	Limites das distorções harmônicas totais (em % da tensão fundamental.)	28
Tabela 3:	Classificações dos limites de tensões para pontos de conexão em tensão nominal igual ou superior a 69 kV e inferior a 230 kV	31
Tabela 4:	Classificações dos limites de tensões para pontos de conexão em tensão nominal menor que 1 kV (220/127)	31
Tabela 5:	Dados dos Sistemas Fovoltaicos	37
Tabela 6:	Taps dos reguladores de tensão	40
Tabela 7:	Distorções harmônicas totais	51

LISTA DE SÍMBOLOS

ANEEL Agência Nacional de Energia Elétrica

DHT Distorção Harmônica Total

DHTT Distorção Harmônica Total de Tensão

DSS *Distribution System Simulator*

EPRI *Electric Power Institute*

DFIG *Doubly-Fed Induction Machine*

GD Geração Distribuída

IEEE Instituto de Engenheiros Eletricistas e Eletrônicos

LTC *Load Tap Changing*

L Indutivo

LC Indutivo-Capacitivo

LCL Indutivo-Capacitivo-Indutivo

PMP Ponto de Máxima Potência

PRODIST Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional

QEE Qualidade de Energia Elétrica

RSU Resíduos Sólidos Urbanos

SFV Sistema Fotovoltaico

TUSD Tarifa de Uso do Sistema Elétrico de Distribuição

TUST Tarifa de Uso do Sistema Elétrico de Transmissão

UHE Usina Hidrelétrica

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	13
1.1 MICROGERAÇÃO DISTRIBUÍDA	13
1.2 OBJETIVOS E METAS	13
1.2.1 Objetivo Geral	14
1.2.2 Objetivos Específicos	14
1.3 JUSTIFICATIVA	14
1.4 ESTRUTURA DO TRABALHO	14
2 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	16
2.1 TIPOS DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	17
2.1.1 Energia Solar Fotovoltaica	17
2.1.2 Energia Eólica	20
2.1.3 Energia Hídrica	22
2.1.4 Energia por Biogás	23
2.1.5 Energia por Biomassa	24
2.1.6 Energia por Cogeração Qualificada	25
2.2 CONCLUSÃO	25
3 QUALIDADE DE ENERGIA	26
3.1 REGULAMENTAÇÕES NACIONAIS	26
3.1.1 PRODIST - Módulo 8	27
3.2 HARMÔNICOS	28
3.3 FREQUÊNCIA	29
3.4 TENSÃO	29
3.4.1 Sobretensões	29
4 REDE DE DISTRIBUIÇÃO E SIMULAÇÃO NO SOFTWARE OPENDSS	32
4.1 SISTEMA DE TESTE DO IEEE DE 13 BARRAS	32
4.1.1 Cargas do Sistema de Teste IEEE de 13 Barras	33

4.2	MODELO DE GERAÇÃO FOTOVOLTAÍCA	34
4.3	MODELO DE GERAÇÃO EÓLICA.....	38
5	RESULTADOS E DISCUSSÃO	40
5.1	SISTEMA SEM GD E CARREGAMENTO MÁXIMO	41
5.1.1	Potência Fornecida ao Sistema	41
5.1.2	Perfil de Tensão sem Geração Distribuída	42
5.2	SISTEMA COM GD E CARREGAMENTO MÁXIMO	43
5.2.1	Potência Fornecida pela Subestação	44
5.2.2	Perfil de Tensão	45
5.3	SISTEMA COM GD E CARREGAMENTO EM 50%	46
5.3.1	Potência Fornecida pela Subestação	46
5.3.2	Perfil de Tensão	47
5.4	SISTEMA COM GD, CARREGAMENTO MÁXIMO E COMPRIMENTO DAS LINHAS DOBRADOS.	48
5.4.1	Potência Fornecida pela Subestação	48
5.4.2	Perfil de Tensão	49
5.5	HARMÔNICOS	50
6	MÉTODOS DE ATENUAÇÃO	52
6.1	REGULAÇÃO DE TENSÃO	52
6.1.1	Regulação de tensão IEEE 13 barras	53
6.1.2	Harmônicos.....	54
7	CONCLUSÕES.....	55
7.1	TRABALHOS FUTUROS.....	56
	ANEXO A - CÓDIGO SISTEMA IEEE DE 13 BARRAS COM GD.....	60

1 INTRODUÇÃO

1.1 MICROGERAÇÃO DISTRIBUÍDA

A energia elétrica é utilizada para diversos fins na indústria, nas residências e no comércio. Isso acontece pois esta forma de energia pode ser convertida em calor, movimento, luz e informação. Com a expansão das cidades e aumento da população, a demanda por energia elétrica aumenta cada vez mais. Este aumento na demanda traz preocupações, como os danos causados ao meio ambiente e a saturação das fontes tradicionais de energia. A queima de combustíveis fósseis libera gases do efeito estufa, que contribuem para o aquecimento global. Assim deve-se procurar maneiras de fazer com que esse efeito seja reduzido. Com o aumento da preocupação com sustentabilidade, e com avanços tecnológicos e econômicos as fontes alternativas de geração de energia ganharam força nos últimos anos.

Tendo em vista que há grandes benefícios ambientais e econômicos, a geração conectada às redes de distribuição e próximas das cargas, se mostram como uma alternativa para o suprimento da crescente demanda de energia elétrica. A geração distribuída possui uma grande vantagem quando relacionada aos métodos tradicionais de geração, pois reduz o transporte de energia por estar localizada próximo à carga. Geralmente os centros de geração se encontram a uma grande distância do consumidor final.

Diante deste cenário e do desenvolvimento industrial brasileiro, o governo através da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) regulamentou, por meio da resolução 482/2012, a conexão dos empreendimentos de Geração Distribuída (GD) às redes de distribuição de energia.

Assim, a microgeração distribuída vem crescendo e se tornando uma opção cada vez mais viável para o consumidor. Desta forma, torna-se necessário analisar os impactos que os microgeradores terão sobre a rede de distribuição, a fim de propor possíveis soluções para que os efeitos sejam amenizados.

1.2 OBJETIVOS E METAS

O presente trabalho tem como objetivo analisar o impacto que a alta inserção de microgeração distribuída tem sobre a rede de distribuição, visando mostrar as

alterações no que se refere aos níveis de tensão, e harmônicos da rede. Também tem como objetivo apresentar possíveis métodos de mitigação dos efeitos negativos causados pela microgeração distribuída.

1.2.1 OBJETIVO GERAL

Analisar os efeitos que a alta inserção de microgeração distribuída causa no sistema de distribuição no que concerne à variação de tensão, e inserção de harmônicos na rede, propondo possíveis soluções para mitigar estes problemas.

1.2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Estudar e analisar as consequências da alta inserção de microgeração sobre a rede de distribuição;
- Estudar o *software* OpenDSS;
- Analisar no OpenDSS uma rede de distribuição com alta inserção de microgeração próximas às cargas;
- Mostrar através de simulação os efeitos da alta inserção de microgeração sobre a rede de distribuição;
- Apresentar possíveis métodos de atenuação dos efeitos negativos sobre a rede de distribuição.

1.3 JUSTIFICATIVA

A análise da alta inserção de microgeração distribuída sobre os níveis de tensão e harmônicos na rede é essencial, visto que há um notório crescimento neste tipo de empreendimento, e que este crescimento caso não controlado pode impactar negativamente na qualidade de energia da rede de distribuição, sendo necessário a utilização de métodos para adequar a rede a uma nova topologia, com grande quantidade de geradores próximos às cargas.

1.4 ESTRUTURA DO TRABALHO

O texto foi organizado visando descrever a microgeração distribuída e apresentar seus impactos na rede de distribuição. Estão descritos a seguir os capítulos que

compõem o texto.

- **Capítulo 1:** Apresenta a introdução e os objetivos gerais e específicos do trabalho;
- **Capítulo 2:** Aborda a expansão da microgeração distribuída no Brasil e no mundo.
- **Capítulo 3:** Mostra sucintamente os padrões de qualidade de energia exigidos pelo PRODIST para a instalação de microgeradores e os possíveis danos causados pela alta inserção de microgeração distribuída;
- **Capítulo 4:** Apresenta o sistema utilizado na simulação do *software Distribution System Simulator (DSS)* ;
- **Capítulo 5:** Apresenta a simulação e discute os resultados obtidos;
- **Capítulo 6:** Apresenta possíveis soluções para atenuar os efeitos da alta inserção de microgeração distribuída na rede de distribuição.
- **Capítulo 7:** As conclusões do trabalho com base nos resultados obtidos e no que foi apresentado.

2 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

A GD pode ser definida como uma fonte de energia elétrica conectada diretamente a rede de distribuição, ou localizada juntamente a carga, ou seja, no próprio consumidor. Conforme o Art. 14 do decreto 5163/04, considera-se geração distribuída a produção de energia elétrica proveniente de empreendimentos de agentes concessionários, permissionários ou autorizados, incluindo aqueles tratados pelo Art. 8º da Lei nº 9.074 de 1995, conectados diretamente no sistema elétrico de distribuição do comprador, exceto aquela proveniente de empreendimento:

- Hidrelétrico com capacidade instalada superior a 30 MW;
- Termelétrico, inclusive de cogeração com eficiência energética inferior a setenta e cinco por cento, conforme a regulação da ANEEL.

De acordo com a RN 482/2012 responsável por regular a inserção da geração distribuída na matriz energética brasileira, a Microgeração Distribuída é composta por sistemas de geração de energia renovável ou cogeração qualificada conectados a rede com potência de até 75 kW, e a Minigeração Distribuída possui potência superior a 75 kW e inferior a 5 MW, caso se trate de geração hídrica o limite superior é de 3 MW.

A Figura 1 apresenta a caracterização da alta inserção de GD fotovoltaica em um bairro residencial.



Figura 1: Caracterização da Geração Distribuída
Fonte: Pereira (2019).

2.1 TIPOS DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Existem vários tipos de GD, estes estão divididos em solar fotovoltaica, biogás, biomassa, eólica, hídrica e cogeração qualificada (ANEEL, 2017). Dentro deste âmbito destaca-se a Microgeração Fotovoltaica, que está em grande desenvolvimento e ampliação no Brasil. Segundo a Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica (ABSOLAR), a energia fotovoltaica atingiu a marca de 350 MW em micro e minigeração no Brasil, e lidera com folga o segmento de microgeração e minigeração distribuída, com mais de 99,4% das instalações no País (ABSOLAR, 2018).

A Figura 2 ilustra a distribuição dos microgeradores e minigeradores instalados por fonte de energia até 23/05/2017 (ANEEL, 2017).

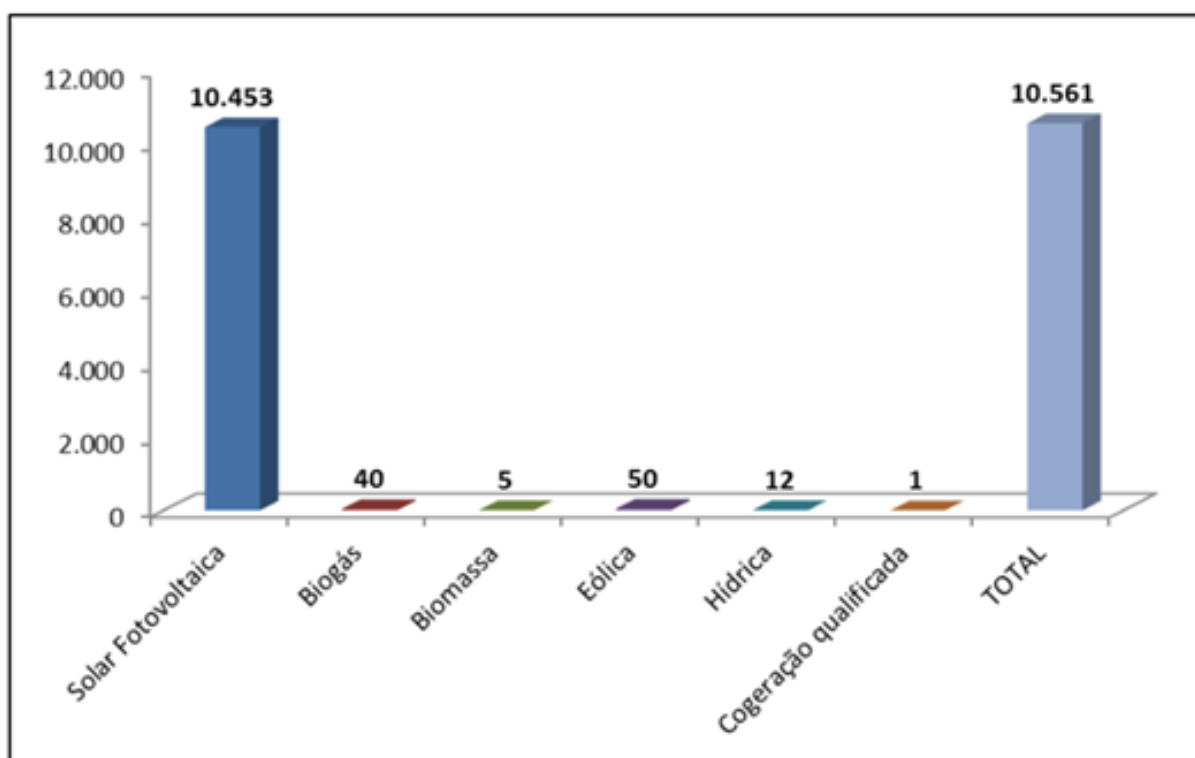


Figura 2: Conexão por tipo de fonte
Fonte: ANEEL (2017).

2.1.1 ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA

Um sistema fotovoltaico (SFV) é capaz de converter a energia luminosa proveniente do sol em energia elétrica. Para isso são utilizadas células fotovoltaicas, as quais possuem materiais semicondutores capazes de gerar energia elétrica quando submetidas a irradiação solar (TREVISAN, 2011).

A energia fotovoltaica conectada a rede está rapidamente crescendo mundialmente. Em 2015, a geração fotovoltaica conectada a rede era responsável por 1% da geração global de energia total mundial, e tende a crescer rapidamente nos próximos anos. Os custos da produção desta forma de energia estão continuamente caindo, ao mesmo tempo em que se avança a tecnologia, tornando essa fonte de geração cada vez mais acessível e eficiente. A energia solar fotovoltaica será uma fonte de energia elétrica competitiva futuramente, com grandes investimentos sendo feitos nesta área (WEC, 2016).

A Figura 3 mostra os países em que mais foi instalado geradores fotovoltaicos em 2017, sendo a China grande líder nesta área.

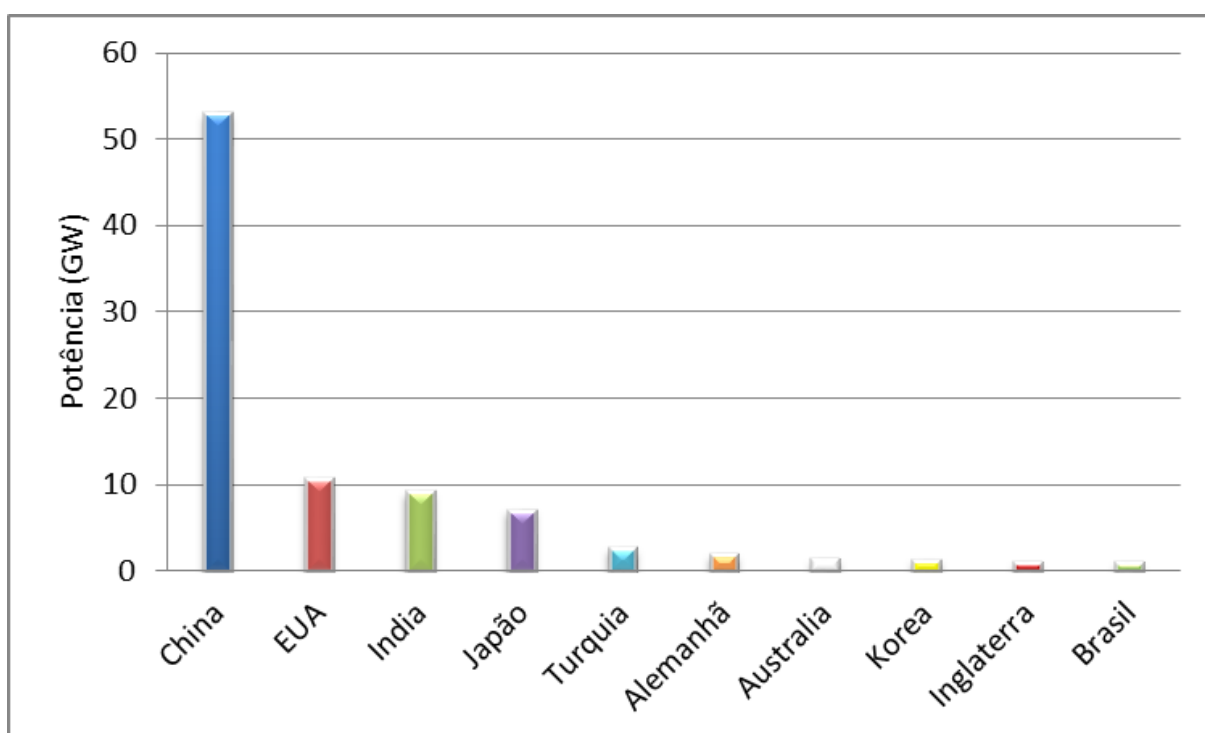


Figura 3: Potência instalada em 2017 nos 10 países que lideram o setor de geração fotovoltaica
Fonte: Adaptado de Sauer (2018).

Na Figura 3, podemos notar a grande quantidade de potência instalada em cada país, o que mostra o grande crescimento mundial deste setor de geração. Nota-se o crescimento elevado da China em relação aos outros países, isso se deve a queda de preços e de políticas do governo chinês que incentivam o crescimento da energia renovável, consolidando a China como maior país produtor de energia solar no mundo. Deste modo o país se tornou grande referência no mundo todo a respeito deste assunto (ATP, 2018).

A Figura 4 apresenta a projeção do crescimento da microgeração no Brasil, esse crescimento é esperado devido à grande redução do preço de instalação de microgeradores com o avanço da tecnologia. O forte aumento das tarifas de energia elétrica para os consumidores brasileiros, faz com que as empresas e famílias procurem a microgeração, pois esta forma de geração traz redução de custos na conta mensal de energia elétrica, e ainda há uma conscientização ambiental por parte do cidadão, que visa além de benefícios econômicos, a sustentabilidade.

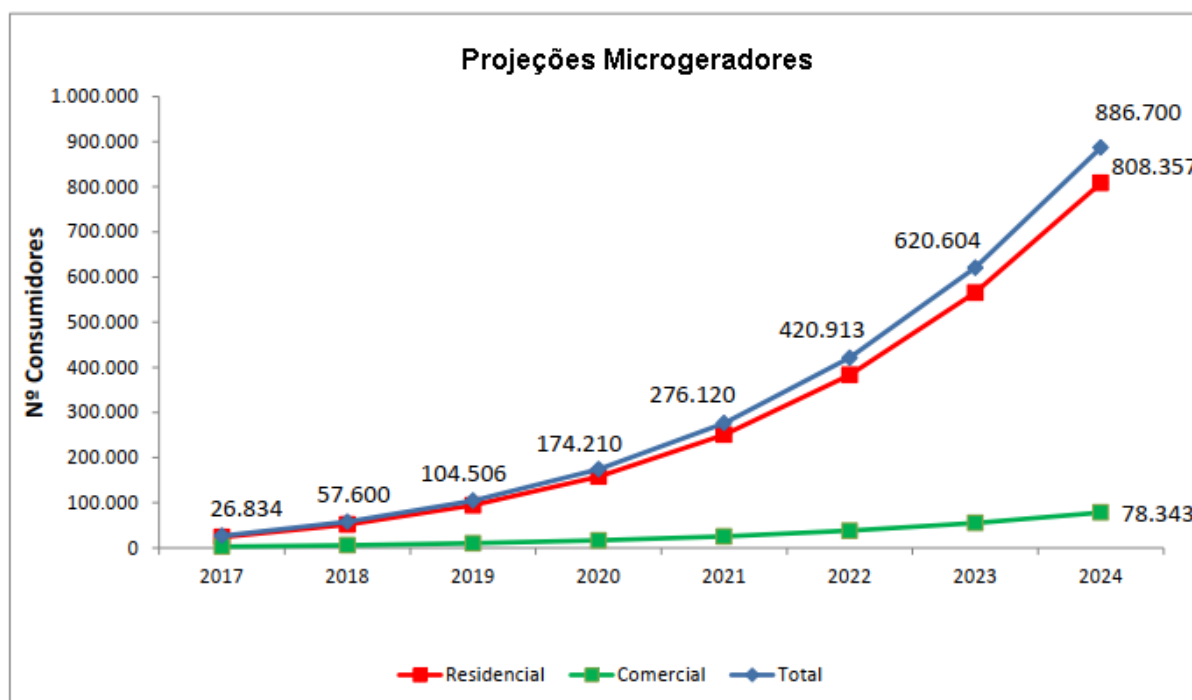


Figura 4: Projeção da instalação de microgeradores
Fonte: ANEEL (2017).

Na Tabela 1 é mostrado as estimativas de potência instalada por ano para os consumidores, tanto residenciais como comerciais.

Tabela 1: Potência Instalada em MW.

Ano	Residencial	Comercial	Total
2017	71	30	102
2018	155	59	214
2019	283	102	385
2020	473	164	683
2021	752	254	1.006
2022	1.149	379	1.528
2023	1.696	552	2.248
2024	2.425	783	3.208

Fonte: ANEEL (2019).

Com relação a participação dos consumidores, destacam-se as classes residenciais (79,5%) e comerciais (15%), conforme ilustra a Figura 5.

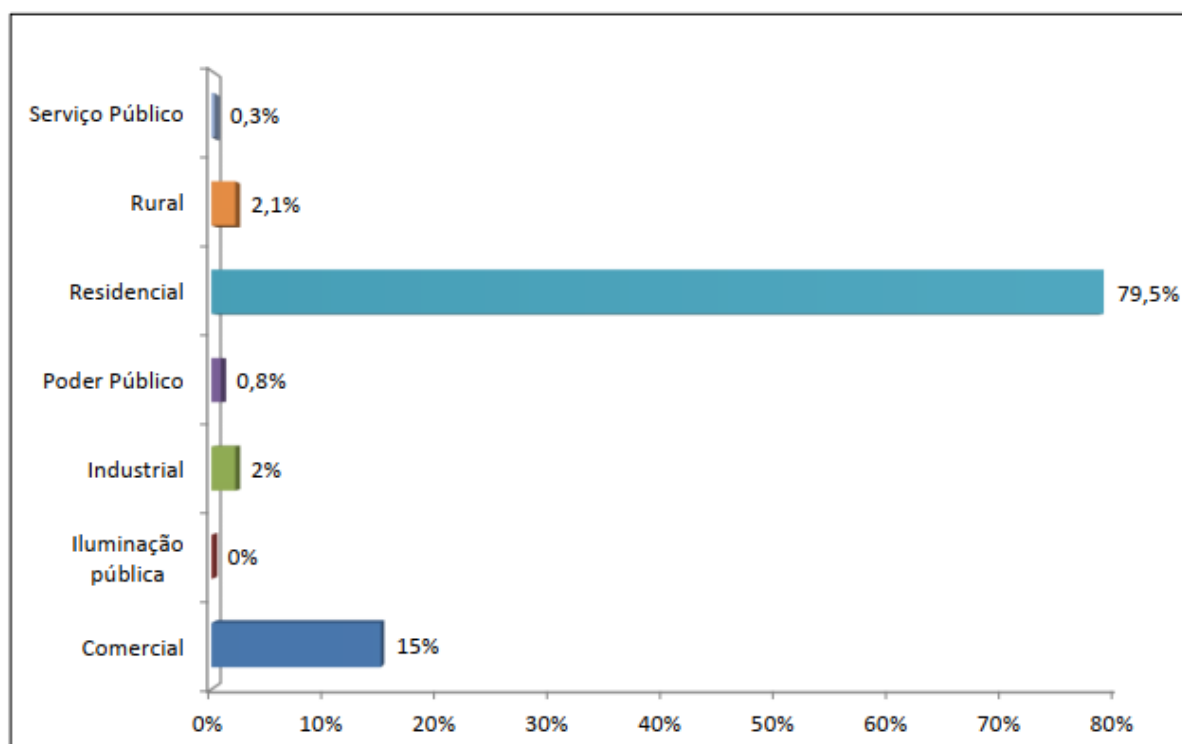


Figura 5: Classe de consumo dos consumidores

Fonte: ANEEL (2017).

Os resultados destas projeções, indicam que 886,7 mil unidades consumidoras podem vir a receber os créditos da microgeração distribuída solar fotovoltaica em 2024, sendo a maioria no setor residencial, com 808,3 mil unidades, e 78,4 mil no setor comercial, totalizando uma potência instalada de 3,2 GW. Como o crescimento esperado da microgeração distribuída no Brasil é muito grande, com foco na microgeração fotovoltaica, que possui uma influência muito mais relevante do que as outras formas de geração neste contexto, o estudo dos impactos que este crescimento terá sobre a rede de distribuição é fundamental, para entendermos e solucionarmos os futuros problemas que a disseminação da energia renovável trará.

2.1.2 ENERGIA EÓLICA

Segundo a ANEEL (2005) a energia eólica é a energia cinética contida nas massas de ar em movimento (vento). O aproveitamento desta forma de energia ocorre por meio da conversão da energia cinética de translação em energia cinética de rotação através de turbinas eólicas, também conhecidas como aerogeradores, para geração de eletricidade.

Mundialmente, a capacidade de geração eólica alcançou 435 GW ao final de 2015, em torno de 7% da capacidade de geração mundial. A taxa de crescimento global neste ano foi de 17,2%. Neste aspecto, a China aparece assim como na geração fotovoltaica, como líder global em geração eólica, adicionando em 2015 um total de 33 GW através de novos geradores como apresentado pela Figura 6 (WEC, 2016).

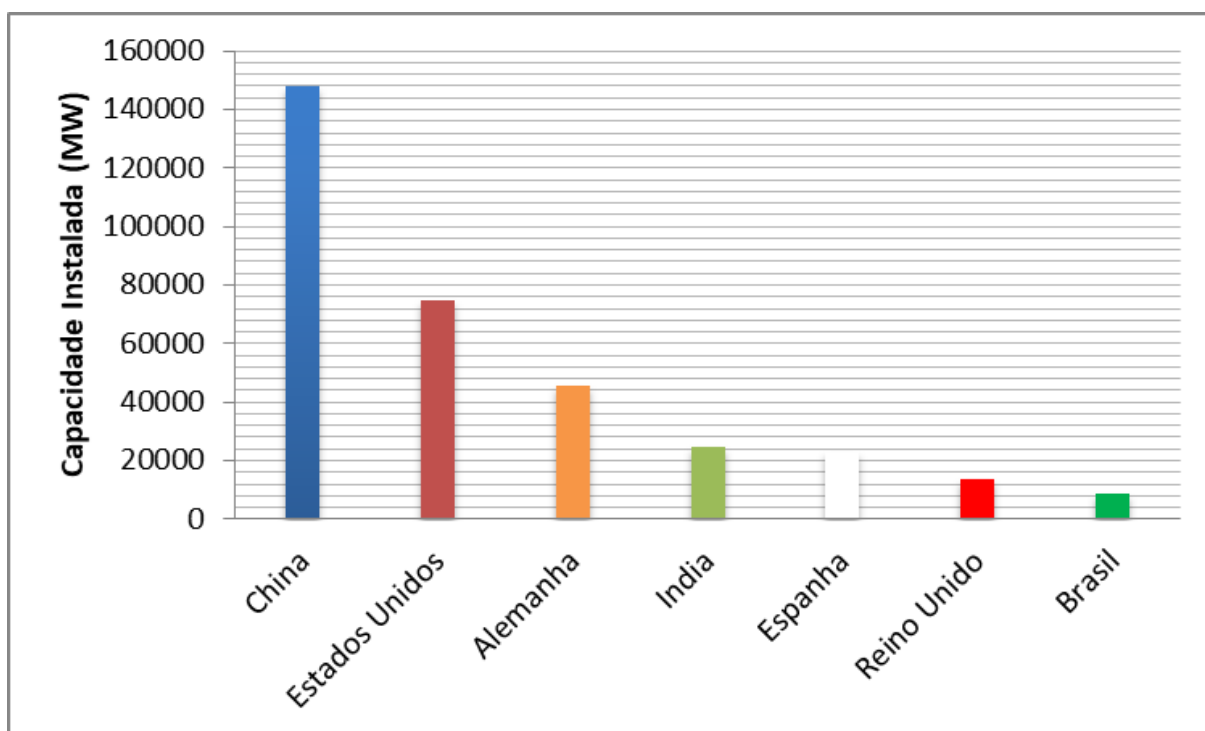


Figura 6: Capacidade Instalada Total em 2015

Fonte: Adaptado de WEC (2016).

Os principais tipos de aerogeradores instalados no Brasil são:

- Tipo 1 - Geração de indução, rotor a gaiola de esquilo;
- Tipo 2 - Gerador de indução com controle de resistência externa de rotor;
- Tipo 3 - *Doubly-fed electric machine* (DFIG);
- Tipo 4 - Gerador Síncrono com conversor pleno ("*Full Converter*") com controle de campo ou ímãs permanentes;

Os tipos 1 e 2 consomem potência reativa, portanto para operarem com fator de potência unitário é necessário a utilização de banco de capacitores. As máquinas do tipo 3 e 4 são capazes de gerar/absorver potência reativa, e possuem grandes recursos de controle, o que garante desempenho nas condições onde há defeitos na rede, atendendo facilmente a qualidade de energia (RAMOS, 2011).

2.1.3 ENERGIA HÍDRICA

Ao contrário das outras fontes de GD, esta representa uma parcela significativa da matriz energética mundial, e as tecnologias de aproveitamento são avançadas (ANEEL, 2005). A geração hídrica é dada através da transformação de energia cinética do fluxo da água, em energia elétrica. Este tipo de geração é indicado para instalações em local de difícil acesso, geralmente em área rural e comunidades pequenas, porém também pode ser utilizada como geração auxiliar na rede de distribuição (SOSNOSKI, 2015).

As turbinas comumente utilizadas para geração hidráulica são:

- Turbinas Pelton;
- Turbinas *Cross-Flow* ou Banki;
- Turbinas Francis;
- Turbinas Kaplan e Bulbo;

A geração hidrelétrica é a líder em fonte de energia elétrica renovável do mundo, responsável por 71% de toda energia renovável. Alcançou em 2016 capacidade instalada de 1064 GW, e gerou em torno de 16,4% de toda energia elétrica no mundo. A Figura 7 mostra as nações que possuem mais capacidade instalada energia hídrica em 2015, sendo liderada pela China, com 26% da capacidade instalada total mundial.

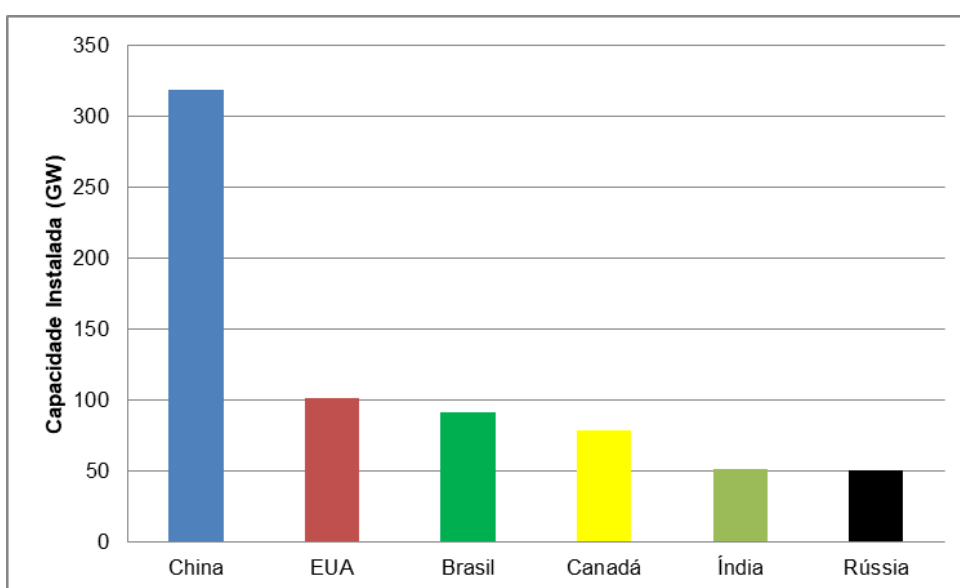


Figura 7: Capacidade Instalada Total
Fonte: Adaptado de WEC (2016).

2.1.4 ENERGIA POR BIOGÁS

A utilização do biogás para geração de energia elétrica, faz com que haja uma redução significativa na poluição do meio ambiente, isso porque o biogás é composto em sua grande parte por gás metano (CH_4). Para que este gás seja utilizado como combustível, é necessário identificar a vazão, composição química e poder calorífico que vão determinar o potencial de geração de energia elétrica (COELHO *et al.*, 2005).

A Figura 8 mostra como se dá a geração de energia elétrica através do biogás.

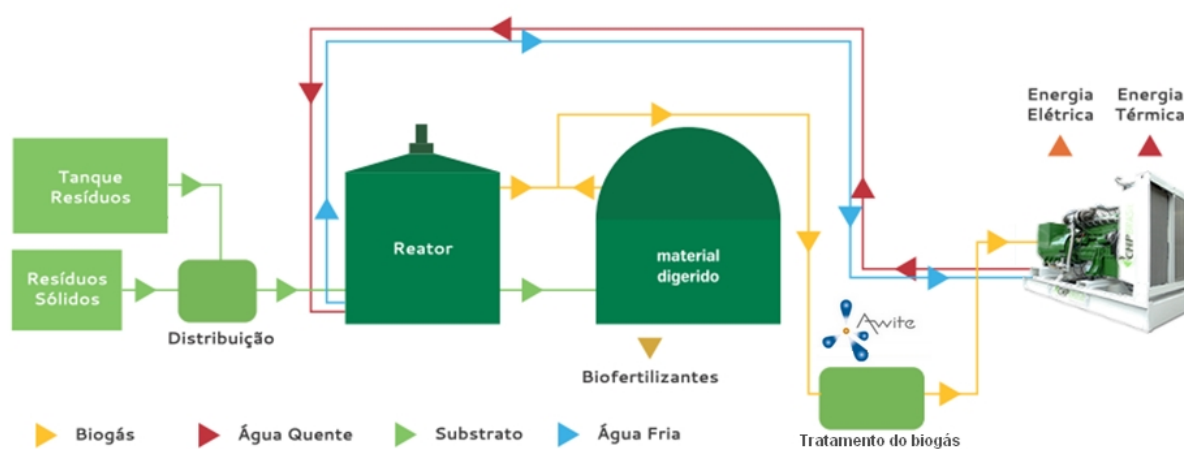


Figura 8: Geração de Energia Elétrica a Partir do Biogás
Fonte: CHP (2017).

No processo de geração de energia elétrica através do biogás, primeiramente os resíduos orgânicos são misturados à água em um alimentador do biodigestor, onde bactérias decompõem o resíduo e o transformam em metano. O biogás é então levado através de uma tubulação até a estação de tratamento para melhorar a qualidade do biogás, que é então levado ao gerador que transformará energia mecânica em energia elétrica. Em alguns casos, o equipamento pode aproveitar o calor dissipado para gerar energia térmica, configurando a cogeração qualificada.

Em 2016, o Brasil alcançou aproximadamente 120 MW de capacidade instalada de geração de energia elétrica através do biogás, onde 95% desta geração é referente a plantas que utilizando resíduos sólidos urbanos (RSU). Este valor corresponde a seis vezes o valor registrado em 2007, o que mostra que esta área de geração, ainda é pequena porém está em crescimento, e é uma alternativa sustentável que contribui tanto economicamente quanto ambientalmente.

2.1.5 ENERGIA POR BIOMASSA

De acordo com Energia Inteligente (2017), através da combustão de material orgânico é gerado energia elétrica. As quatro formas mais comuns de transformar biomassa em energia elétrica são:

- Pirólise: A biomassa é sujeita a temperaturas muito elevadas, sem a presença de oxigênio, o que faz com que a decomposição da matéria orgânica seja mais rápida. Os produtos finais da decomposição são gases, óleos vegetais, e carvão vegetal.
- Gasificação: É também sujeita a altas temperaturas na ausência de oxigênio, gerando um gás inflamável, que é posteriormente filtrado. Neste caso as temperaturas são menores, gerando apenas gás.
- Combustão: A queima é feita na presença de oxigênio e em altas temperaturas, produzindo vapor com alta pressão, que é utilizado em caldeiras para mover turbinas. É a forma mais comum e possui eficiência energética entre 20 e 25%.
- Co-combustão: Substituição de parte do carvão mineral de termoelétricas por biomassa, reduzindo a emissão de poluentes.

Os materiais comumente utilizados para geração de energia elétrica a partir da biomassa são: madeira, cana de açúcar, serragem, papel, galhos e folhas, embalagens de papelão, casca de arroz e capim-elefante. Atualmente a capacidade instalada no país é de 167,260 MW. A fonte da biomassa representa 9% da matriz elétrica do Brasil, ocupando a 3ª posição, atrás da hídrica e fóssil. A biomassa a partir da cana de açúcar é a mais relevante, com 11,356 MW de potência instalada, sendo está superior a capacidade instalada da Usina Hidrelétrica (UHE) de Belo Monte (11,233 MW) representando em torno de 7% da potência no Brasil (UNICA, 2018).

2.1.6 ENERGIA POR COGERAÇÃO QUALIFICADA

Segundo a ANEEL (2006), a cogeração é o processo operado numa instalação, para fim da produção combinada de calor e energia, convertida total ou parcialmente em energia elétrica, a partir de energia disponibilizada de uma fonte primária. Em um gerador termelétrico a maior parte da energia contida no combustível é transformada em calor e perdida para o meio ambiente. Para contornar essa limitação física foi desenvolvida a cogeração, onde o calor produzido na geração elétrica é usado no sob forma de vapor, tornando útil até 85% da energia do combustível, efeito que é ilustrado na Figura 9 (INEE, 2018).

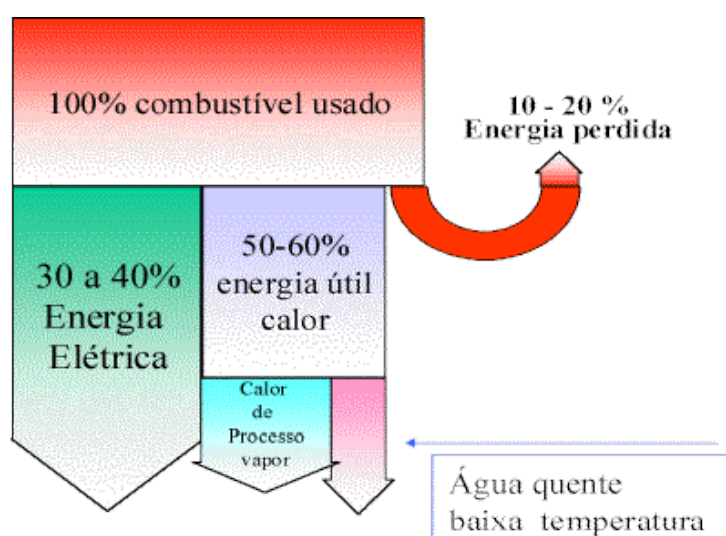


Figura 9: Cogeração Qualificada
Fonte: INEE (2018).

2.2 CONCLUSÃO

Através das pesquisas mostradas neste capítulo, é possível notar que a energia hidrica é a fonte renovável mais utilizada considerando todos os tipos de geração, porém no que convém a GD, a energia eólica e a fotovoltaica são as formas de geração que mais tendem a crescer nos próximos anos, o que pode vir a causar efeitos negativos as redes de distribuição de energia elétrica, por este motivo estas duas formas de geração serão o foco deste estudo.

3 QUALIDADE DE ENERGIA

Neste capítulo são mostrados brevemente as normas de regulamentação de qualidade de energia nacionais. Nos capítulos seguintes os dados analisados neste capítulo serão utilizados como base para comparações e apresentação dos resultados. Além disto, será mostrado também como a inserção de GD pode impactar nos níveis de tensão, frequência e harmônicos da rede.

3.1 REGULAMENTAÇÕES NACIONAIS

Com a crescente popularização da geração distribuída no Brasil e no mundo, a ANEEL vem nos últimos anos se posicionando de forma favorável a geração distribuída. Através da Nota Técnica nº0043/2010-SRD/ANEEL, é elaborada uma proposta de abertura de consulta pública, para recebimento de contribuições visando reduzir as barreiras de instalação de geração distribuída de pequeno porte, a partir de fontes renováveis, conectada em tensão de distribuição, com o objetivo de incentivar a geração distribuída e apresentar os principais instrumentos regulatórios utilizados no Brasil (ANEEL, 2010).

Através desta regulamentação, foram obtidos 577 contribuições de 57 agentes, provenientes de distribuidoras, consumidores, engenheiros, pesquisadores e demais interessados em microgeração distribuída. Através destas colaborações foram formuladas duas importantes normativas a respeito da conexão de microgeração fotovoltaica no sistema elétrico, são essas as resoluções normativas nº481 e nº482, promulgadas em 17 de abril de 2012 (NUNES, 2017).

A resolução normativa N° 481, de 17 de abril de 2012, altera a Resolução normativa nº77, de 18 de agosto de 2004. Nesta resolução, ficou estipulado o desconto de 80%, para os empreendimentos que entrarem em operação comercial até 31 de dezembro de 2017, aplicável nos dez primeiros anos de operação da usina, nas tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e distribuição - TUST e TUSD, incidindo na produção e no consumo de energia comercializada. Após o décimo ano este desconto é reduzido para 50%. Os empreendimentos que entraram em operação após o dia 31 de dezembro de 2017 tem desconto de 50% (ANEEL, 2012a).

A resolução normativa nº 482 estabelece as condições gerais para acesso de microgeração (potência instalada de até 75 kW) e minigeração (potência instalada

entre 75 kW e 5 MW) distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica e o sistema de compensação de energia elétrica. (ANEEL, 2012b)

3.1.1 PRODIST - MÓDULO 8

Os Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - PRODIST, são documentos elaborados pela ANEEL e normatizam e padronizam as atividades técnicas relacionadas ao funcionamento e desempenho dos sistemas de distribuição de energia elétrica (ANEEL, 2019).

O módulo 8 do PRODIST tem por objetivo estabelecer os procedimentos relativos à qualidade de energia elétrica (QEE), abordando a qualidade do produto, do serviço prestado e do tratamento de reclamações. O foco será na qualidade do produto, pois esta estabelece os limites ou valores de referência relativos à conformidade de tensão em regime permanente e às perturbações na forma de onda de tensão, e os estudos específicos de qualidade de energia elétrica para fins de acesso aos sistemas de distribuição (ANEEL, 2019).

O módulo 8 do PRODIST abrange os seguintes fenômenos:

- Tensão em regime permanente;
- Fator de potência;
- Harmônicos;
- Desequilíbrio de tensão;
- Flutuação de tensão;
- Variação de frequência.

3.2 HARMÔNICOS

Idealmente um sistema de potência em corrente alternada possuiria formas de onda de tensão e corrente perfeitamente senoidais entregues a carga, ou seja, apenas com uma frequência fundamental f . Entretanto, em sistemas reais ambas as formas de onda são distorcidas. A distorção harmônica de uma forma de onda está relacionada com o quão distante a forma de onda está da sua forma puramente senoidal.

Componentes harmônicas presentes nas tensões e correntes são sinais de frequência que deformam o sinal original e são prejudiciais a qualidade de energia elétrica (FRIGO, 2013).

Segundo o PRODIST, as distorções harmônicas são fenômenos associados a deformações nas formas onda das tensões e correntes em relação a onda senoidal de frequência fundamental.

A Tabela 2 traz os limites das distorções harmônicas totais em % da tensão fundamental. Os limites correspondem ao máximo valor desejável a ser observado no sistema de distribuição.

Tabela 2: Limites das distorções harmônicas totais (em % da tensão fundamental.)

INDICADOR	TENSAO NOMINAL		
	$V_n \leq 1,0 \text{ kV}$	$1,0 \text{ kV} < V_n < 69 \text{ kV}$	$69 \text{ kV} \leq V_n < 230 \text{ kV}$
DTT _{95%}	10,0%	8,0%	5,0%
DTT _{p,95%}	2,5%	2,0%	1,0%
DTT _{i,95%}	7,5%	6,0%	4,0%
DTT _{3,95%}	6,5%	5,0%	3,0%

Fonte: ANEEL (2019).

Onde:

- DTT_p: Distorção harmônica total de tensão para as componentes pares não múltiplas de 3;
- DTT_i: Distorção harmônica total de tensão para as componentes ímpares não múltiplas de 3;
- DTT₃: Distorção harmônica total de tensão para as componentes múltiplas de 3.

3.3 FREQUÊNCIA

O PRODIST determina que os sistemas de distribuição e as instalações de geração conectadas ao mesmo devem, em condições normais de operação em regime permanente, operar dentro dos limites de frequência situados entre 59,9 Hz e 60,1 Hz. Em casos de distúrbios no sistema de distribuição, as instalações da microgeração devem garantir que em trinta segundos após a transgressão a frequência retorne para a faixa de 59,5 Hz a 60,5 Hz (ANEEL, 2019).

Caso haja necessidade de corte de geração ou a carga permitir a restauração do equilíbrio carga-geração a frequência:

- Não pode exceder 66 Hz ou ser inferior a 56,5 Hz em condições extremas;
- pode permanecer acima de 62 Hz por no máximo trinta segundos e acima de 63,5 Hz por no máximo dez segundos;
- pode permanecer abaixo de 58,5 Hz por no máximo dez segundos e abaixo de 57,5 Hz por no máximo cinco segundos;

3.4 TENSÃO

A inserção de microgeração distribuída na rede elétrica, como no caso dos sistemas fotovoltaicos inseridos na rede de baixa tensão, pode dar origem a sobretensões na rede elétrica (NUNES, 2017). A variação de tensão é uma característica do sistema elétrico de distribuição, porém há limites para esta variação, de forma a não prejudicar a qualidade de energia fornecida, além de acarretar na atuação frequente dos dispositivos automáticos de regulação de tensão, como banco de capacitores e reguladores automáticos de tensão, fazendo com que a vida útil destes equipamentos diminua (PALUDO, 2014).

3.4.1 SOBRETENSÕES

Em sistemas de energia elétrica, geralmente o controle de tensão é dado através de reguladores de tensão ou banco de capacitores. Com a variação da tensão que pode ser causada pelos microgeradores, há uma alteração na maneira em que estes equipamentos operam. Para que a tensão seja regularizada, os bancos de capacitores podem ser desligados, ou o *tap* do regulador de tensão mudar de posição.

Assim é necessário que haja um monitoramento das tensões, pois caso haja um fluxo reverso no ponto de conexão destes sistemas, a tensão pode aumentar muito. Em casos onde a carga é baixa, e a geração é alta, os efeitos de sobretensão são mais intensos (PALUDO, 2014).

Tipicamente, residências possuem o valor de pico de carga durante a noite, quando não há geração, e a geração atinge seu valor de pico durante o dia, onde a carga é baixa, isto é um dos principais problemas que levam ao fluxo de carga reverso em alimentadores destinados a cargas residenciais. No caso das cargas industriais, há uma boa correlação entre carga e geração, o que tende a diminuir a probabilidade de sobretensão causada por fluxo reverso de potência (TONKOSKI *et al.*, 2012).

Em um estudo feito por (TONKOSKI *et al.*, 2012), foi avaliado um alimentador com um total de 216 casas, utilizando dados comuns de alimentadores do Canadá para áreas urbanas residenciais. No estudo foi avaliado que a tensão aumenta quando são conectados geradores distribuídos com fator de potência unitário ao alimentador. Algumas simplificações foram feitas, devido ao fato de ser impossível criar uma curva de carga geral, pois esta depende de muitos fatores, portanto no estudo as cargas e gerações residenciais foram consideradas iguais para todas as casas.

No estudo, além de ser notado o aumento de tensão conforme a geração aumenta, e a carga é menor, o autor demonstra através de simulações que a impedância do alimentador influi no impacto da microgeração. Quando a impedância da linha é alta, o alimentador é mais sensível ao aumento de tensão causado pela geração. Como a impedância aumenta conforme o tamanho do alimentador, a sobretensão em áreas rurais onde tipicamente estes alimentadores são maiores, é mais expressiva. Além disto, também é mostrado no estudo que a resistência do transformador também influencia nos efeitos de sobretensão. Em transformadores com maior resistência, nota-se um aumento de tensão por residência. Com base nisso, nota-se que a impedância da linha, e a resistência do transformador possuem grande influência nas sobretensões, e portanto diminuir a resistência do transformador e a impedância dos alimentadores pode reduzir problemas com aumento de tensão (TONKOSKI *et al.*, 2012).

O módulo 8 do PRODIST determina valores máximos para as tensões em regime permanente do sistema elétrico de distribuição. Abaixo de 1 kV há bastante variação nos valores, pois no Brasil a tensão de secundária de fornecimento de energia elétrica varia conforme a região. As tensões são classificadas em três tipos: adequada, precária e crítica. As classificações dos limites de tensões para pontos de

conexão em tensão nominal igual ou superior a 69 kV e inferior a 230 kV são mostradas na Tabela 3.

Tabela 3: Classificações dos limites de tensões para pontos de conexão em tensão nominal igual ou superior a 69 kV e inferior a 230 kV

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

Fonte: ANEEL (2019).

A tabela 4 mostra os limites das tensões para pontos de conexão em tensão nominal igual ou inferior a 1 kV (220/127).

Tabela 4: Classificações dos limites de tensões para pontos de conexão em tensão nominal menor que 1 kV (220/127)

Tensão de Atendimento (TA)	Faixa de variação da Tensão de Leitura (TL) em Relação à Tensão de Referência (TR)
Adequada	$(202 < TL < 231)/(117 < TL < 133)$
Precária	$(191 < TL < 202$ ou $231 < TL < 233)/$ $(110 < TL < 117$ ou $133 < TL < 135)$
Crítica	$(TL < 191$ ou $TL > 233)/(TL < 110$ ou $TL > 135)$

Fonte: ANEEL (2019).

Os dados apresentados no Módulo 8 do PRODIST serão utilizados a fim de comparar os valores tensão, frequência e harmônicos de um sistema de distribuição com e sem microgeradores instalados, a fim de verificar os efeitos negativos que a alta inserção de microgeração distribuída pode causar no sistema de distribuição.

4.1.1 CARGAS DO SISTEMA DE TESTE IEEE DE 13 BARRAS

As cargas existentes no sistema IEEE de 13 barras são desbalanceadas e possuem uma soma total de 3466 kW. Para a simulação foi utilizado o modo diário, com curvas de carga tipicamente residenciais e industriais, utilizando o comando *LoadShape*.

As duas curvas de carga são representadas pela Figura 11.

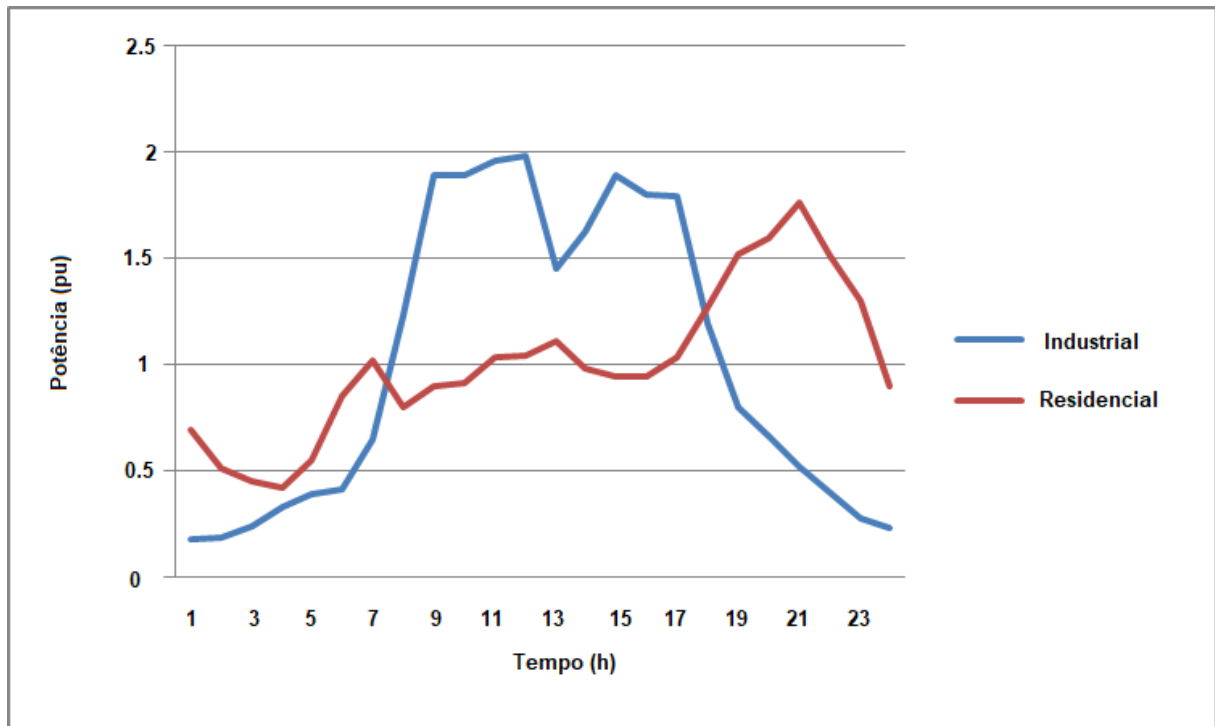


Figura 11: Curvas de carga residenciais e industriais

Fonte: Adaptado de Freitas (2015).

Nota-se através da Figura 11, que as cargas tipicamente residenciais possuem valor mais expressivo durante a noite, uma vez que nesse horário o consumo é tipicamente maior, pois há utilização de cargas expressivas, como chuveiros e ar condicionado. Já a carga industrial possui valores maiores durante horário comercial, onde a maioria dos motores estão ligados.

4.2 MODELO DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA

A Figura 12 mostra um diagrama esquemático do sistema fotovoltaico implementado no OpenDSS. Esse modelo combina os painéis fotovoltaicos e os inversores de forma conveniente, para ser utilizado em estudos que avaliam os impactos da geração distribuída em redes de distribuição.

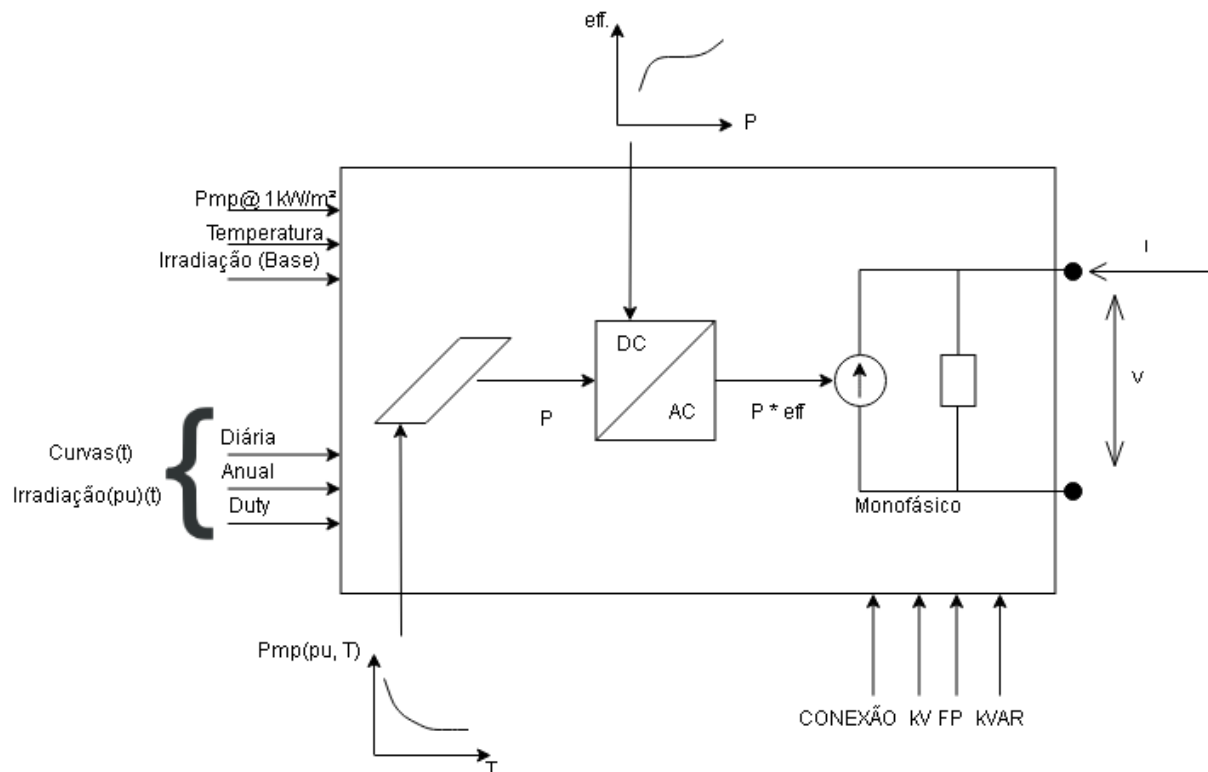


Figura 12: Diagrama do Sistema Fotovoltaico
Fonte: Adaptado de EPRI (2008).

Para definição da potência ativa, é necessário fornecer valores de irradiância base, temperatura base e o ponto de máxima potência nominal do sistema. Além disto, é fornecido curvas que definem as alterações na potência, com a variação da temperatura e irradiância durante o dia, uma vez que o sistema é simulado por um período de 24 horas. É também necessário informar o tipo de conexão na rede, a tensão e o fator de potência do SFV. A potência na saída do painel irá depender da eficiência do inversor ao qual está conectado, e aumenta conforme o aumento da irradiação, porém o ponto de máxima potência diminui com o aumento da temperatura.

Como mostrado por Freitas (2015), a potência na saída do painel é calculada em um instante t_0 através da Equação 1.

$$P(t_0) = P_{mp}(1kW/m^2).irradiância(pu)(t_0).irradiância(Base).FT(pu, T(t_0)) \quad (1)$$

Onde:

P: Potência a na saída do painel;

P_{mp} : Potência nominal no ponto de máxima potência ($1kW/m^2$);

irradiância(Base): Valor máximo da irradiância no dia;

irradiância(t_0): Valor da irradiância em pu no instante t_0 (pu);

FT: Fator de correção do P_{mp} em função da temperatura (pu, $T(t_0)$).

Para definir a curva de irradiação é utilizado o comando *NewLoadshape*, e declarado quais são os valores para cada hora do dia, O resultado do comando é dado mostrado na Figura 13.

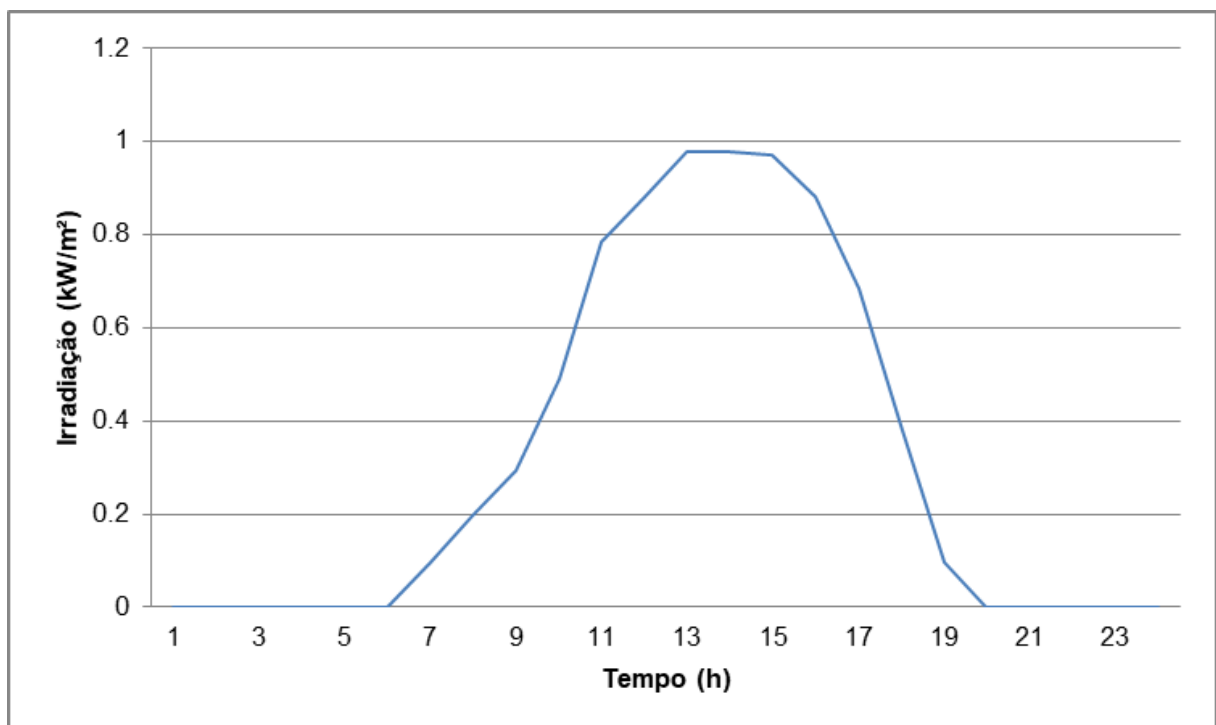


Figura 13: Curva de Irradiação
Fonte: Autoria Própria

A potência ativa fornecida pelo SFV é calculada através da Equação 2.

$$P_{saida}(t) = P(t).eff(P_{saida}(t)) \quad (2)$$

Onde:

$eff(P_{saida}(t))$: Eficiência do inversor para uma determinada potência.

Além da irradiação diária, o usuário define no OpenDSS a curva de eficiência e de temperatura do sistema fotovoltaico através dos comandos *New XYCurve.MyEff* e *New Tshape.MyTemp*. A Figura 14 mostra a curva de eficiência gerada pelo OpenDSS.

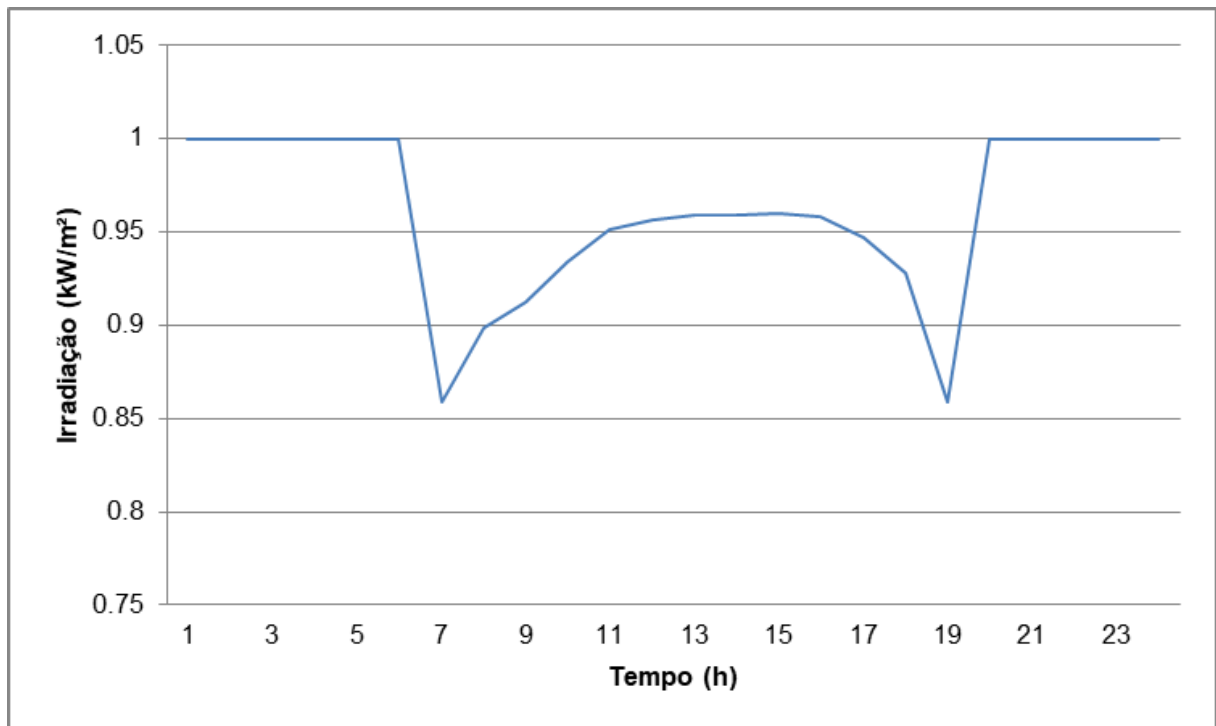


Figura 14: Curva de Eficiência

Fonte: Autoria Própria

Na Figura 14, nota-se que a eficiência é 1 nos momentos do dia onde não há geração fotovoltaica, e varia conforme a eficiência determinada para o SFV nos momentos de em que há irradiação solar. Os valores de eficiência são determinados pelo usuário, utilizando valores fornecidos pelos modelos da EPRI.

A Tabela 5 mostra os dados utilizados na simulação para cada SFV.

Tabela 5: Dados dos Sistemas Fovoltaicos

	SFV1	SFV2	SFV3
Tensão Nominal (kV)	4,16	4,16	0,48
Pmp (kW)	840	1150	400
Potência Aparente (kVA)	840	1150	400
Fator de Potência	1	1	1
Temperatura Nominal (°C)	25	25	25
Irradiação Base (kW/m^2)	0,98	0,98	0,98

Fonte: Autoria Própria

A Figura 15 mostra as potências diárias dos sistemas fotovoltaicos, considerando os valores apresentados na Tabela 5, e as curvas de irradiação, eficiência e temperatura.

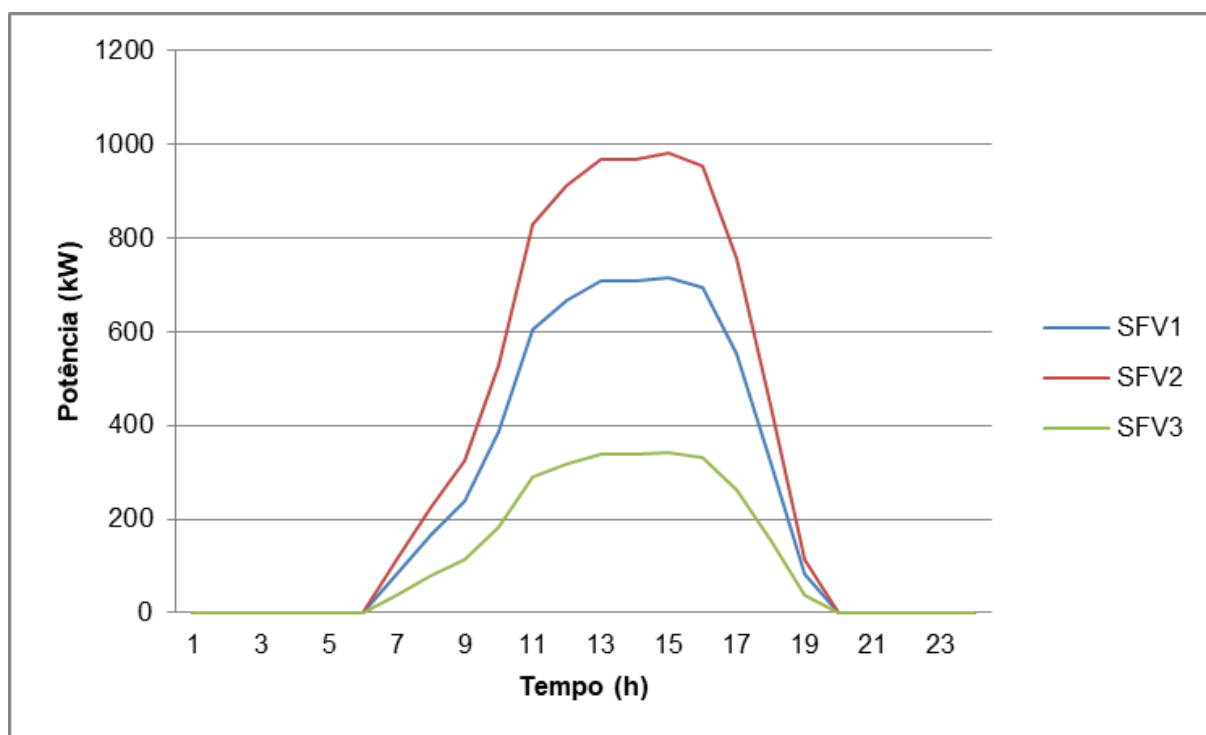


Figura 15: Potência dos sistemas fotovoltaicos

Fonte: Autoria Própria

A Figura 15 mostra que a potência de cada SFV não é a mesma dos valores nominais definidos inicialmente, uma vez que esta leva em consideração a Equação 1 e Equação 2 para resultar na potência de saída de cada SFV, considerando fatores como a variação da temperatura, da irradiância e eficiência do SFV. A potência gerada é obtida através da curva de irradiação, mostrada na Figura 10, fazendo com que não haja geração nos momentos em que não há irradiação solar. A potência cresce até o ponto de máxima potência, que coincide com o ponto de maior irradiação, e decresce

a partir disto até a irradiação se tornar igual a zero nos períodos noturnos.

4.3 MODELO DE GERAÇÃO EÓLICA

Para a simulação dos efeitos da GD eólica, foi utilizado um gerador eólico operando em velocidade constante. Esta configuração é também conhecida como "conceito dinamarquês", e consiste na turbina controlada com velocidade fixa, que utiliza um gerador de indução em gaiola de esquilo conectado diretamente a rede através de um transformador. Assim, a velocidade do rotor será quase constante, já que os geradores de indução possuem escorregamento de 1-2%. A velocidade é dada pela frequência da rede e o número de polos do gerador. Como o gerador absorve potência reativa da rede, este modelo utiliza banco de capacitores para compensar a energia reativa.

Para a simulação foi utilizado um gerador gaiola de esquilo trifásico, com tensão nominal de 0,69 kV e potência ativa de 750 kW. A Figura 16, mostra a geração eólica no período de 24 horas.

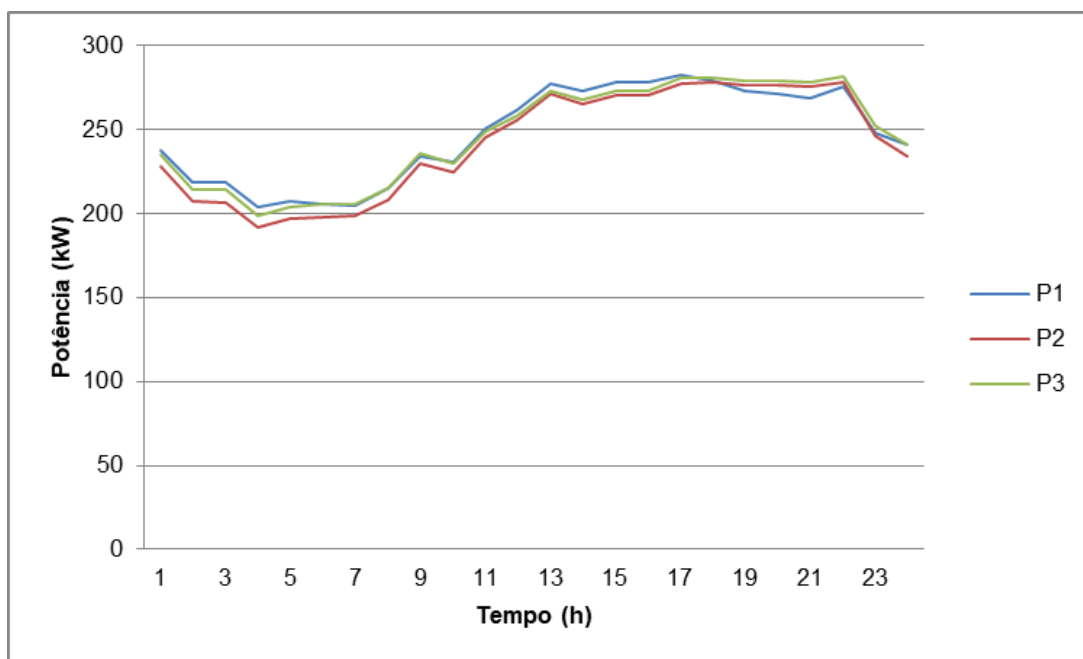


Figura 16: Potência dos sistemas eólicos

Fonte: Autoria Própria

As vantagens de se utilizar este sistema, são a simplicidade do controle e a utilização de gerador de indução de gaiola de esquilo, por ser robusto e barato. Porém, o sistema não pode armazenar as turbulências do vento na inércia da turbina, pois a velocidade do eixo é fixa, então qualquer variação na velocidade do vento resulta em variação na potência da saída da turbina (MARQUES, 2004).

No Capítulo 5 serão apresentados os resultados obtidos através da simulação, o código utilizado é disponibilizado através do anexo A. A *Electric Power Research Institute* (EPRI) fornece os códigos base para simulação em exemplos, juntamente com a instalação do *software* DSS, assim como os guias necessários para a utilização de modelos diários de carga, e de sistemas eólicos e fotovoltaicos (EPRI, 2008).

5 RESULTADOS E DISCUSSÃO

Os resultados a seguir foram obtidos através da simulação do sistema de 13 barras do IEEE, onde as cargas são alimentadas pela subestação e também pelos geradores fotovoltaicos e eólicos inseridos ao longo da rede. Para isso são conectados três sistemas fotovoltaicos e um eólico. O SFV 1 é conectado na barra 675, que possui carga de 843 kW, este sistema possui capacidade de geração de 840 kVA. O SFV 2, de 1150 kVA é conectado na barra 671 que possui 1155 kW de carga. O SFV 3, de 400 kVA é conectado no lado de baixa tensão do transformador do sistema IEEE, XFM-1 que possui 400 kW de carga. O sistema eólico é conectado na barra 680, sendo esta a barra mais distante do sistema, através de um transformador de conexão, e possui capacidade de geração de 750 kVA.

Além disto, foram avaliados diferentes cenários para obtenção dos resultados, estes cenários são:

- Sistema sem GD e carregamento máximo;
- Sistema com GD e carregamento máximo;
- Sistema com GD e 50% do carregamento;
- Sistema com GD, carregamento máximo e linhas com o dobro do tamanho;

Para melhor analisar os efeitos da geração distribuída, o sistema do IEEE foi simplificado, desativando o controle dos reguladores de tensão, conectados próximos a subestação.

A Tabela 6 mostra os *taps* em posições fixas, conforme a publicação original do sistema IEEE de 13 barras.

Tabela 6: *Taps* dos reguladores de tensão

	TAP	Mín.	Máx	Degrau	Posição
REG1	1,06250	0,90000	1,1000	0,625	10
REG2	1,05000	0,90000	1,1000	0,625	8
REG3	1,06875	0,90000	1,1000	0,625	11

Fonte: Autoria Própria

5.1 SISTEMA SEM GD E CARREGAMENTO MÁXIMO

O objetivo deste item, é mostrar os perfis de tensão e potência fornecida pela subestação, para utilizar como base para comparação com os casos seguintes, onde há a conexão de GD ao longo do sistema de testes de 13 barras.

5.1.1 POTÊNCIA FORNECIDA AO SISTEMA

Na Figura 17 é mostrado a potência fornecida pela subestação, para alimentar as cargas, no período de 24 horas, de acordo com as curvas de carga definidas para cada barra do sistema.

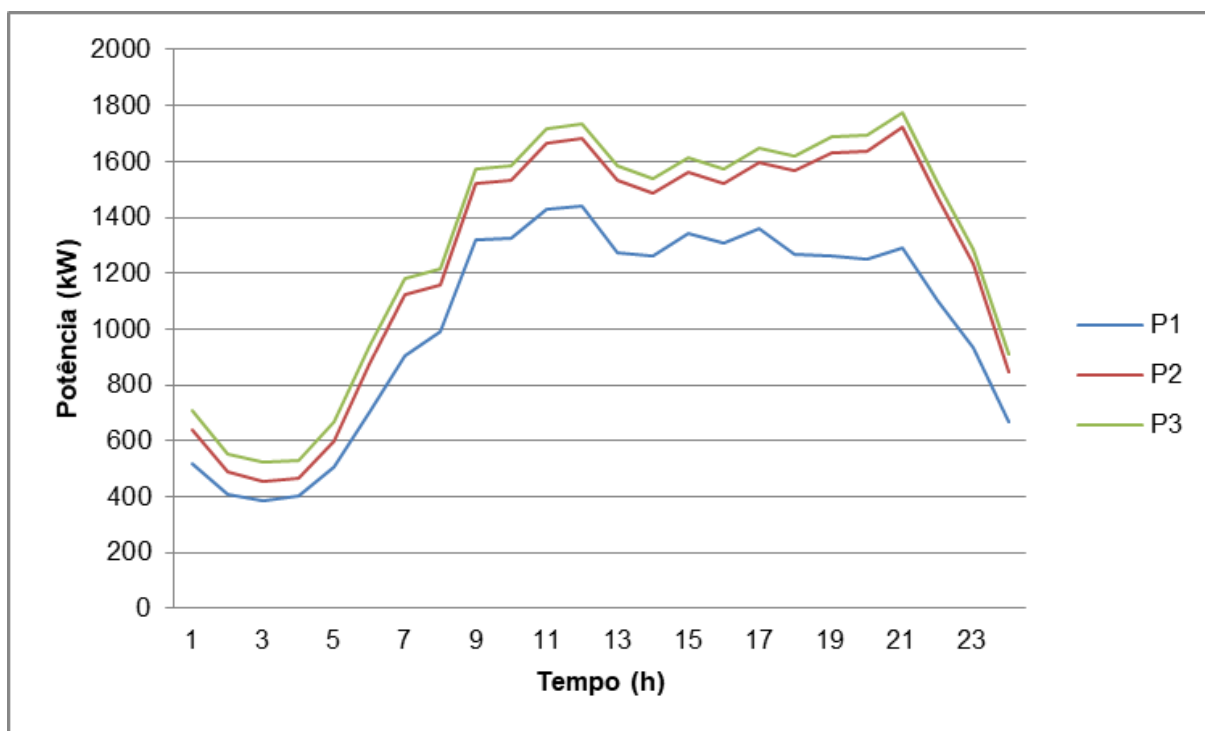


Figura 17: Potência fornecida pela subestação sem GD e carregamento máximo
Fonte: Autoria Própria

Como a maioria das cargas foi configurada como residencial, porém a maior carga do sistema do IEEE de 13 barras foi considerada comercial, o perfil mostra uma potência menor durante o período da noite, onde a maioria das cargas estão desligadas, e um pico de carga a noite, devido a curva de carga residencial.

5.1.2 PERFIL DE TENSÃO SEM GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Na Figura 18 é mostrado o perfil de tensão de cada barra do sistema, para o caso em que não há GD. Nota-se que há diferença entre as fases, isto acontece porque as cargas do sistema são desequilibradas. O perfil de tensão varia em função da distância, e é analisado em todos os casos para as 13 horas. A Figura 10 mostra que quanto maior a distância das barras, maior a queda de tensão para as fases A e C, porem na fase B como a carga é menor, a tensão possui menor variação. Os limites de tensão mostrados são de 0,95 e 1,05, estes limites são violados em dois momentos, quando a queda de tensão é pequena em virtude da distância ser menor, e quando a queda de tensão é muito alta nas barras mais distantes na fase C.

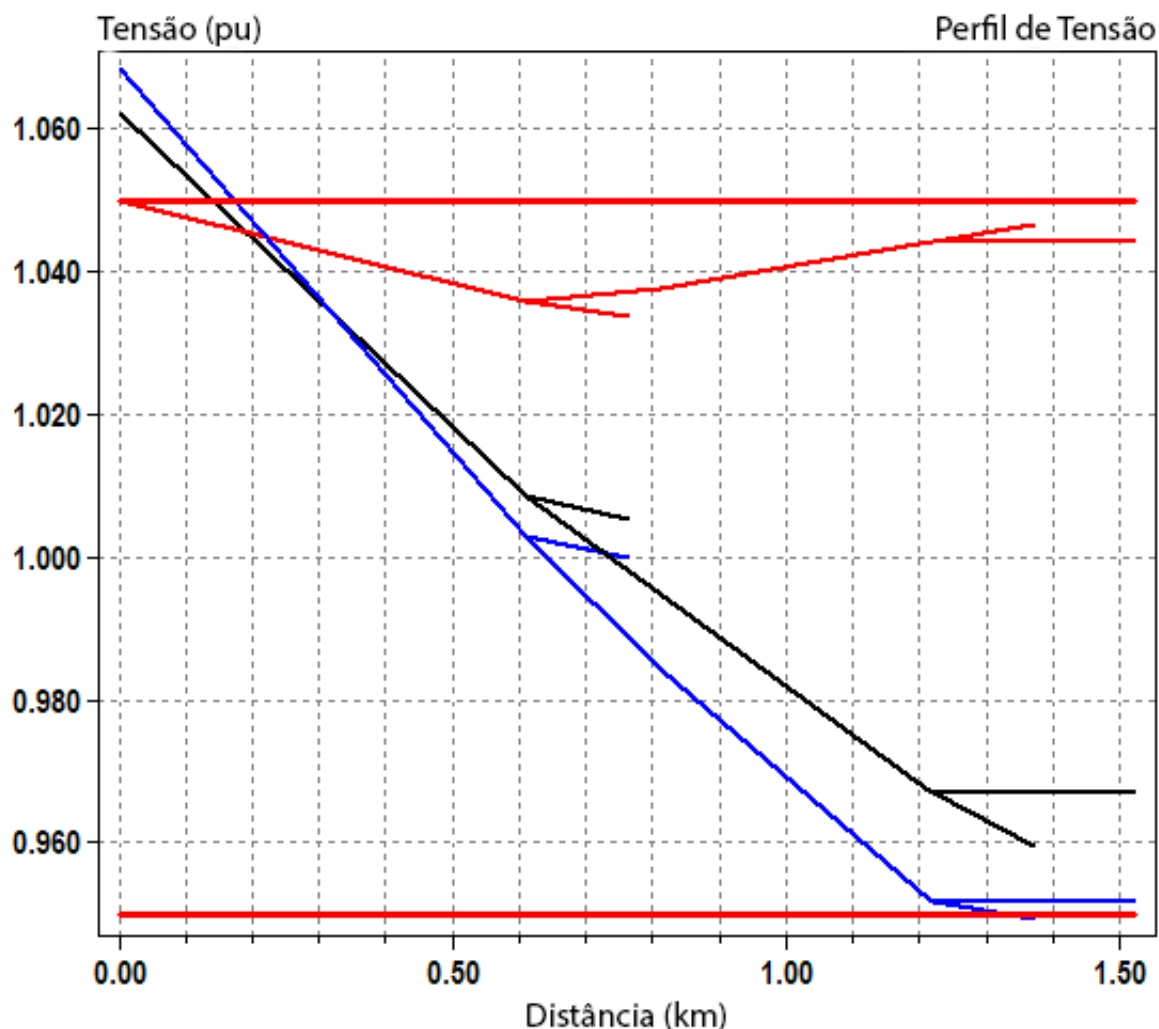


Figura 18: Perfil de Tensão sem GD e carregamento máximo
Fonte: Autoria Própria

5.2 SISTEMA COM GD E CARREGAMENTO MÁXIMO

Nesta seção, é mostrado as variações de tensão e potência fornecida pela carga, com a inserção de geração distribuída ao longo do sistema IEEE de 13 barras, e carregamento máximo, ao longo de um período de 24 horas.

A Figura 19 mostra o posicionamento da GD em relação ao sistema IEEE.

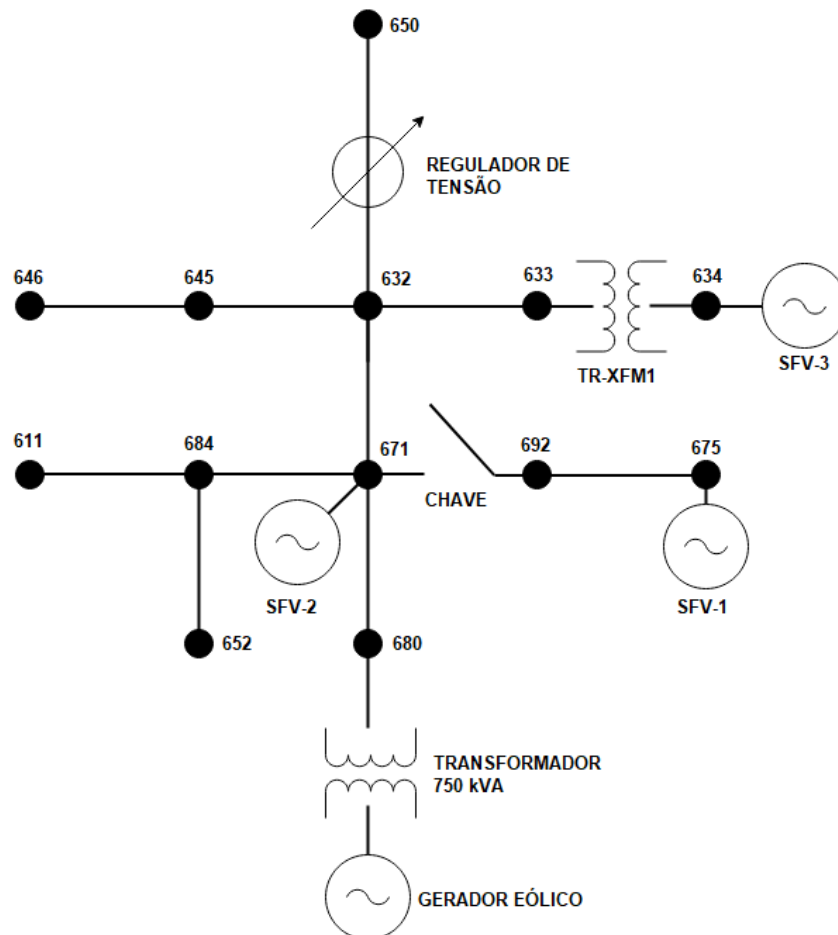


Figura 19: Potência fornecida pela subestação com GD e carregamento máximo

Fonte: Autoria Própria

5.2.1 POTÊNCIA FORNECIDA PELA SUBESTAÇÃO

A Figura 20, mostra que nos momentos onde a geração fotovoltaica é maior, no período das 10 horas da manhã, até as 17 horas da tarde, a potência ativa fornecida pela subestação é menor comparando com a Figura 17, pois os geradores distribuídos no sistema estão alimentando as cargas.

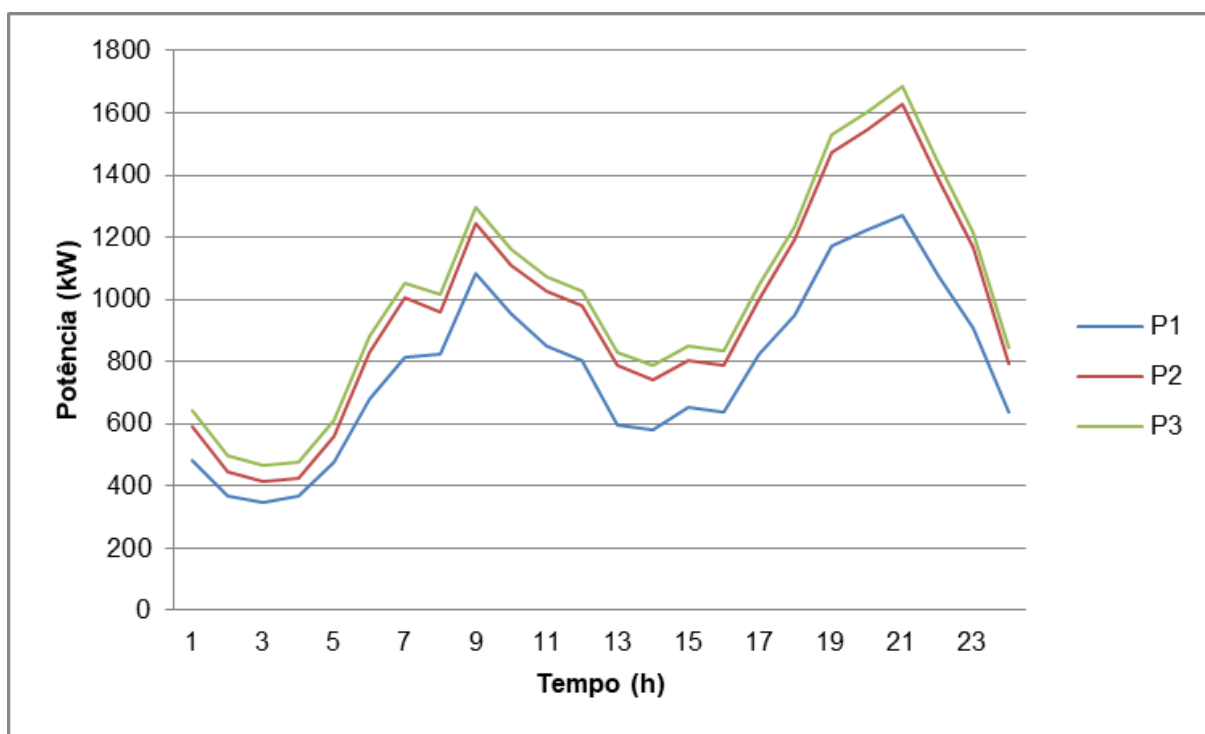


Figura 20: Potência fornecida pela subestação com GD e carregamento máximo

Fonte: Autoria Própria

Através da Figura 20, é possível notar que em comparação com a Figura 17, o pico de carga a noite se torna maior em relação as cargas durante o dia, uma vez que a noite o gerador para de funcionar, fazendo com que a carga seja alimentada apenas pela subestação. Como mostrado por (FREITAS, 2015), é possível utilizar bancos de baterias, para que a energia solar fotovoltaica seja utilizada de maneira mais uniforme, podendo assim evitar problemas de variação de tensão.

5.2.2 PERFIL DE TENSÃO

A Figura 21, mostra o perfil de tensão do sistema, com a inserção de geração distribuída. Nota-se que os limites são violados em dois momentos, por não haver regulação de tensão e pela fixação dos *taps* em valores acima de 1,05pu. No começo do alimentador, a tensão viola o limite de 1,05 pu, assim como no caso onde não há geração devido a fixação da posições dos *taps*. Comparando com a Figura 10, é possível ver que a geração fotovoltaica provoca um aumento nos níveis de tensão em todo o sistema, este resultado é esperado devido as características da geração distribuída conforme comentado no Capítulo 4.

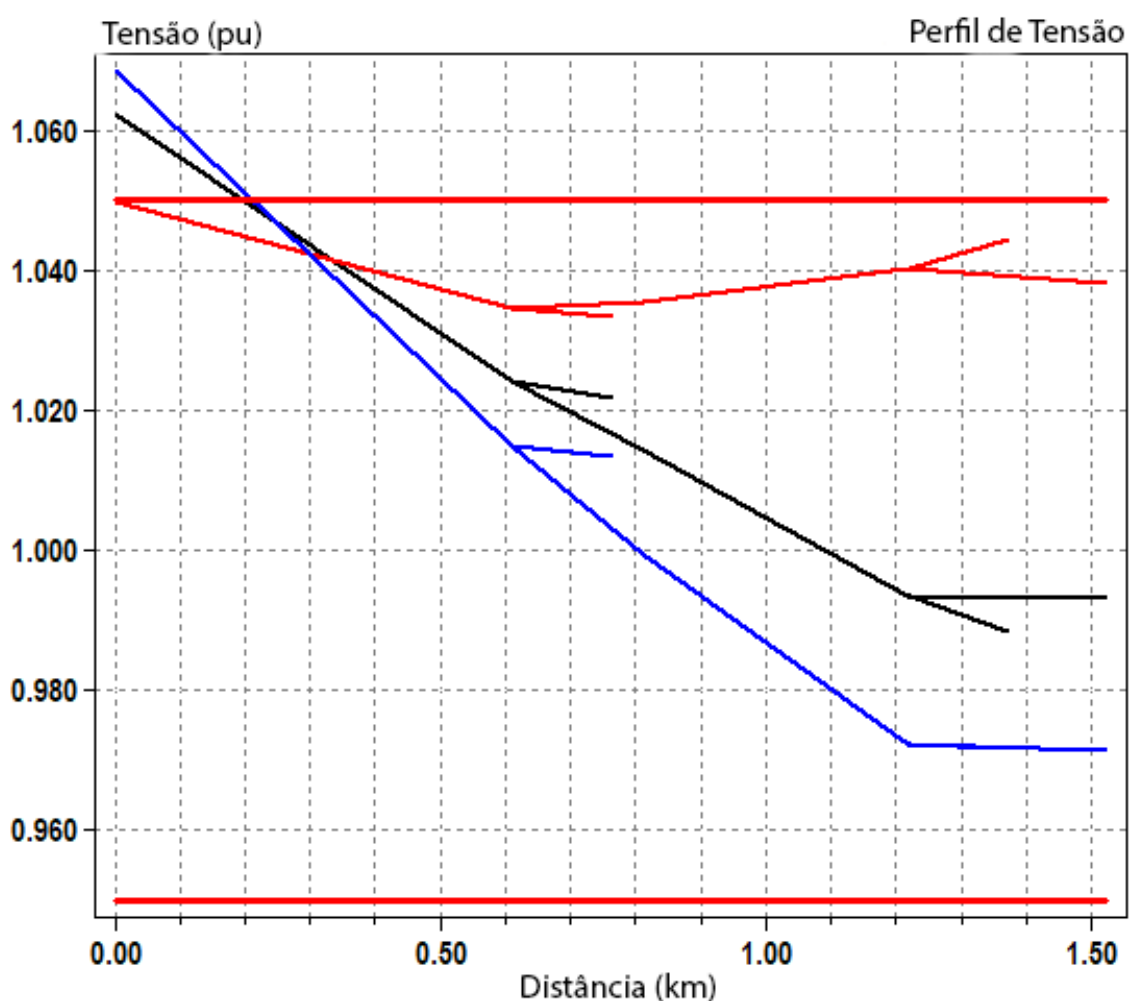


Figura 21: Perfil de Tensão com GD e carregamento máximo
Fonte: Autoria Própria

Através da Figura 21, pode-se concluir que microgeradores distribuídos podem ser utilizados para regulação de tensão, caso haja um alto nível de queda de tensão ao longo do alimentador.

5.3 SISTEMA COM GD E CARREGAMENTO EM 50%

Com o intuito de mostrar os impactos negativos da geração distribuída, em momentos em que há pouca carga e a geração é alta, comumente encontrado em curvas de carga residenciais, onde o pico de geração é a tarde, momento em que geralmente a maioria dos equipamentos está desligado, o carregamento foi diminuído em 50%.

5.3.1 POTÊNCIA FORNECIDA PELA SUBESTAÇÃO

A Figura 22 mostra a potência fornecida pela subestação com valores negativos entre as 10 horas e 18 horas. Isso acontece pois há um fluxo reverso de potência, uma vez que a carga é muito baixa, e os geradores distribuídos continuam operando normalmente.

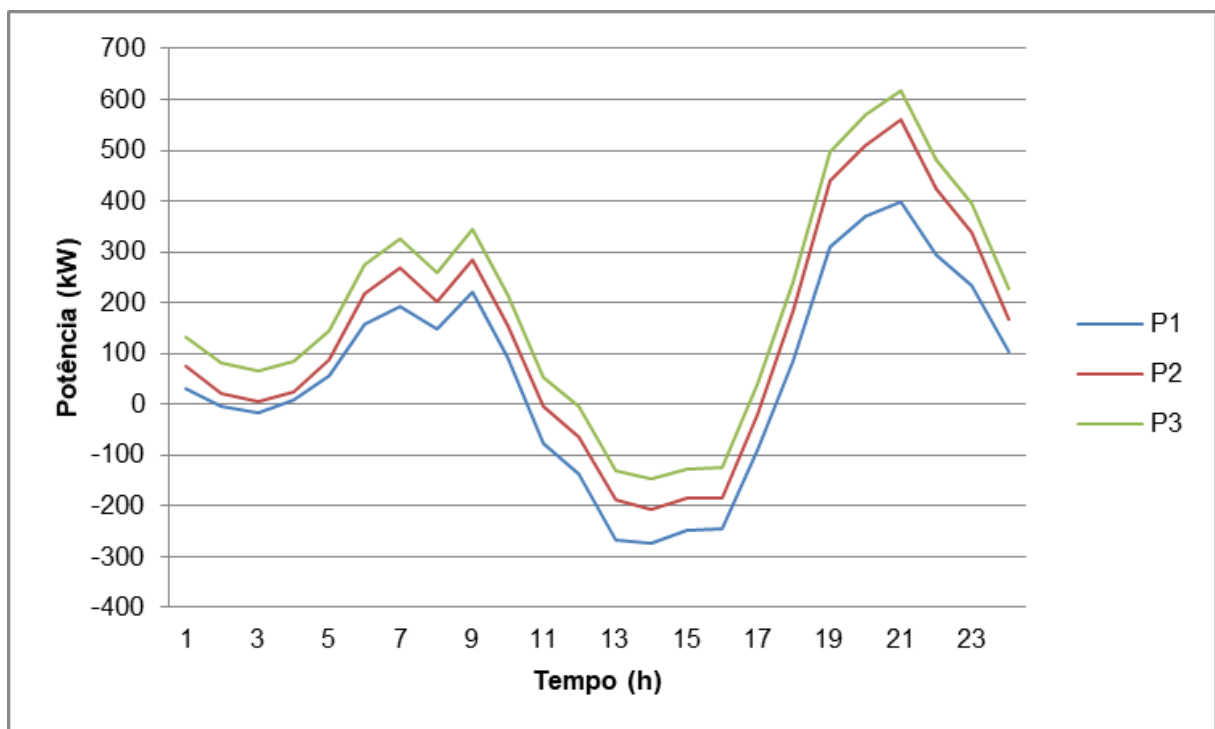


Figura 22: Potência Fornecida pela Subestação com GD e 50% do carregamento
Fonte: Autoria Própria

5.3.2 PERFIL DE TENSÃO

A Figura 23 mostra o perfil de tensão para o caso com 50% do carregamento do sistema. Nota-se que em todas as fases a sobretensão viola os limites estabelecidos no Capítulo 3. Isto acontece, pois quando há fluxo reverso de potência, a tensão tende a aumentar, conforme mostrado nos estudos de (AINAH; FOLLY, 2014).

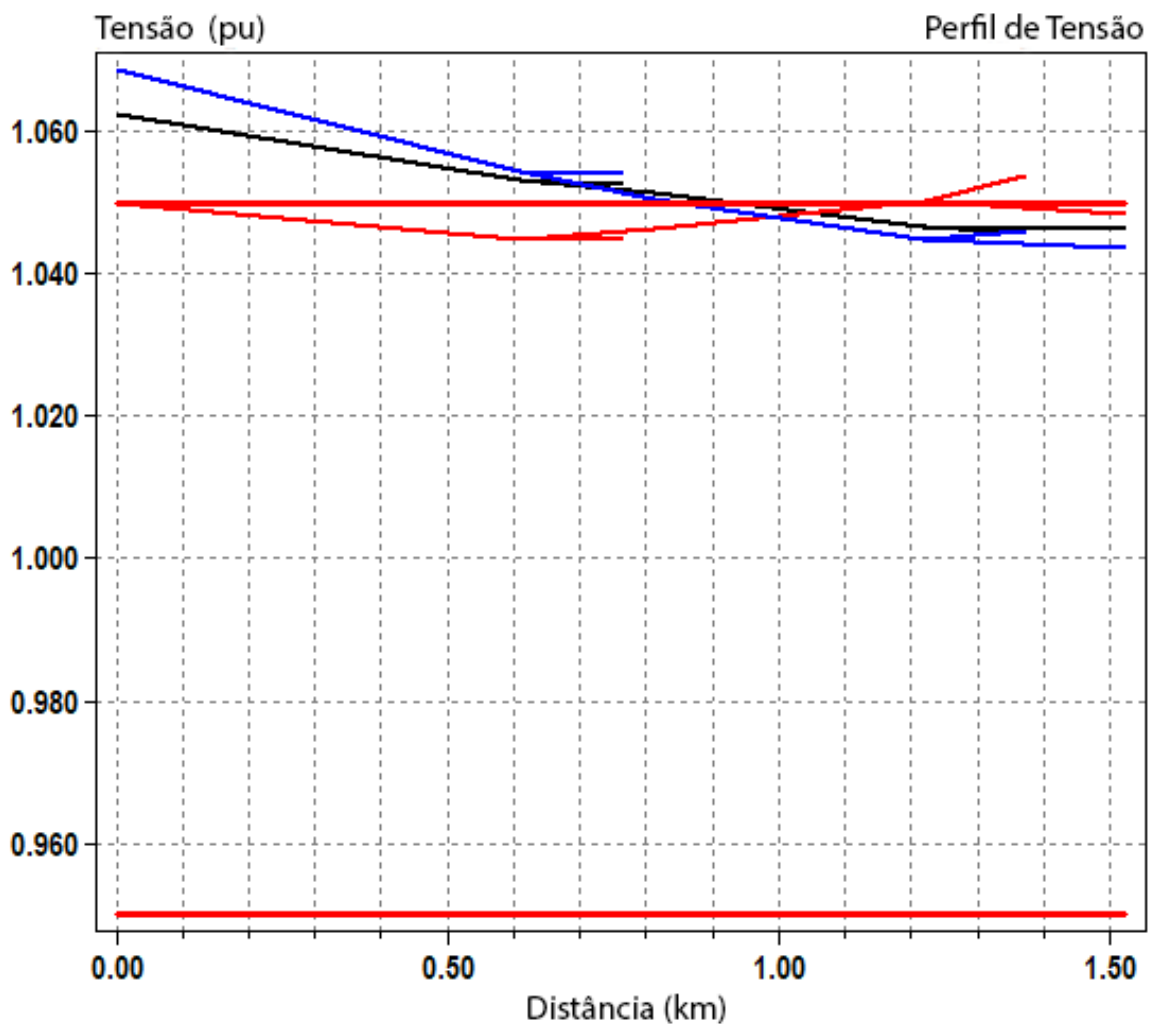


Figura 23: Perfil de Tensão com GD e 50% do carregamento
Fonte: Autoria Própria

5.4 SISTEMA COM GD, CARREGAMENTO MÁXIMO E COMPRIMENTO DAS LINHAS DOBRADOS.

Com intuito de ressaltar o impacto do comprimento das linhas sob os níveis de tensão da rede de distribuição, foi extrapolado o caso do sistema IEEE de 13 barras, com o dobro da distância estabelecida no sistema padrão.

5.4.1 POTÊNCIA FORNECIDA PELA SUBESTAÇÃO

A Figura 24 mostra a potência fornecida pela subestação.

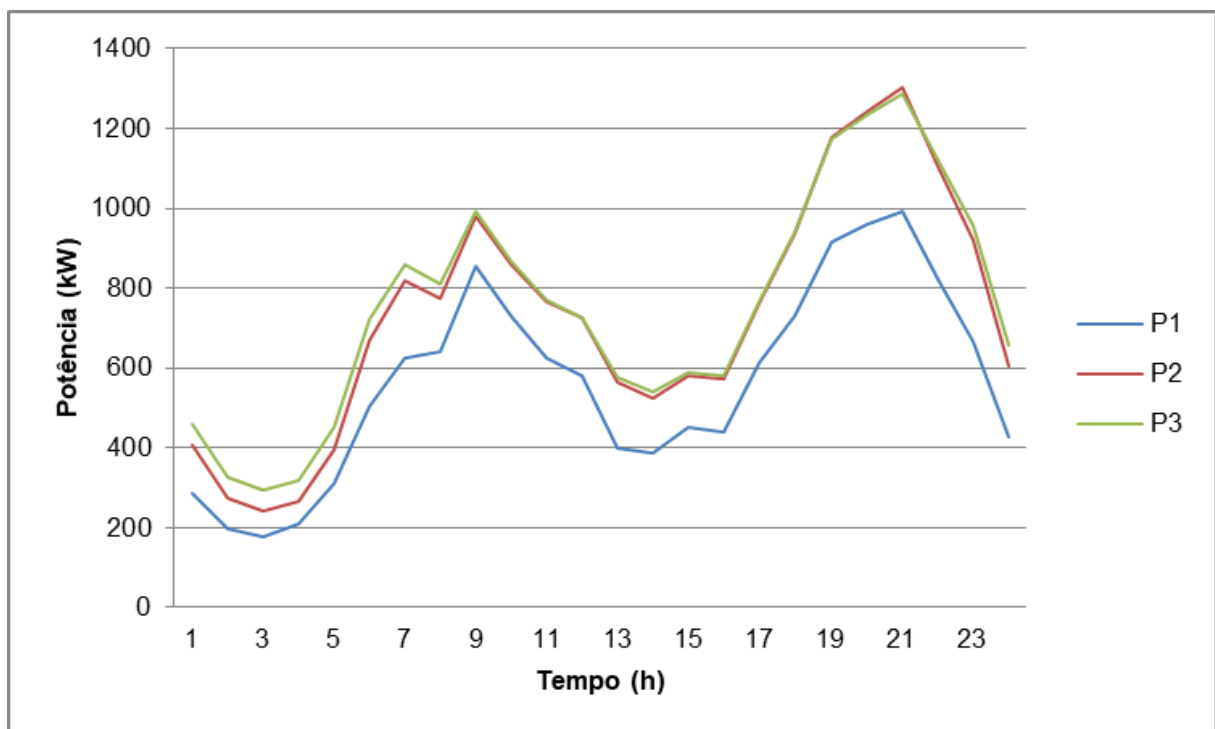


Figura 24: Potência fornecida pela subestação

Fonte: Autoria Própria

5.4.2 PERFIL DE TENSÃO

A Figura 25 mostra o perfil de tensão. Nota-se que devido ao aumento das linhas há uma maior influência das cargas, gerando uma queda de tensão considerável, ultrapassando os limites inferiores estabelecidos pelo Modulo 8 do PRODIST.

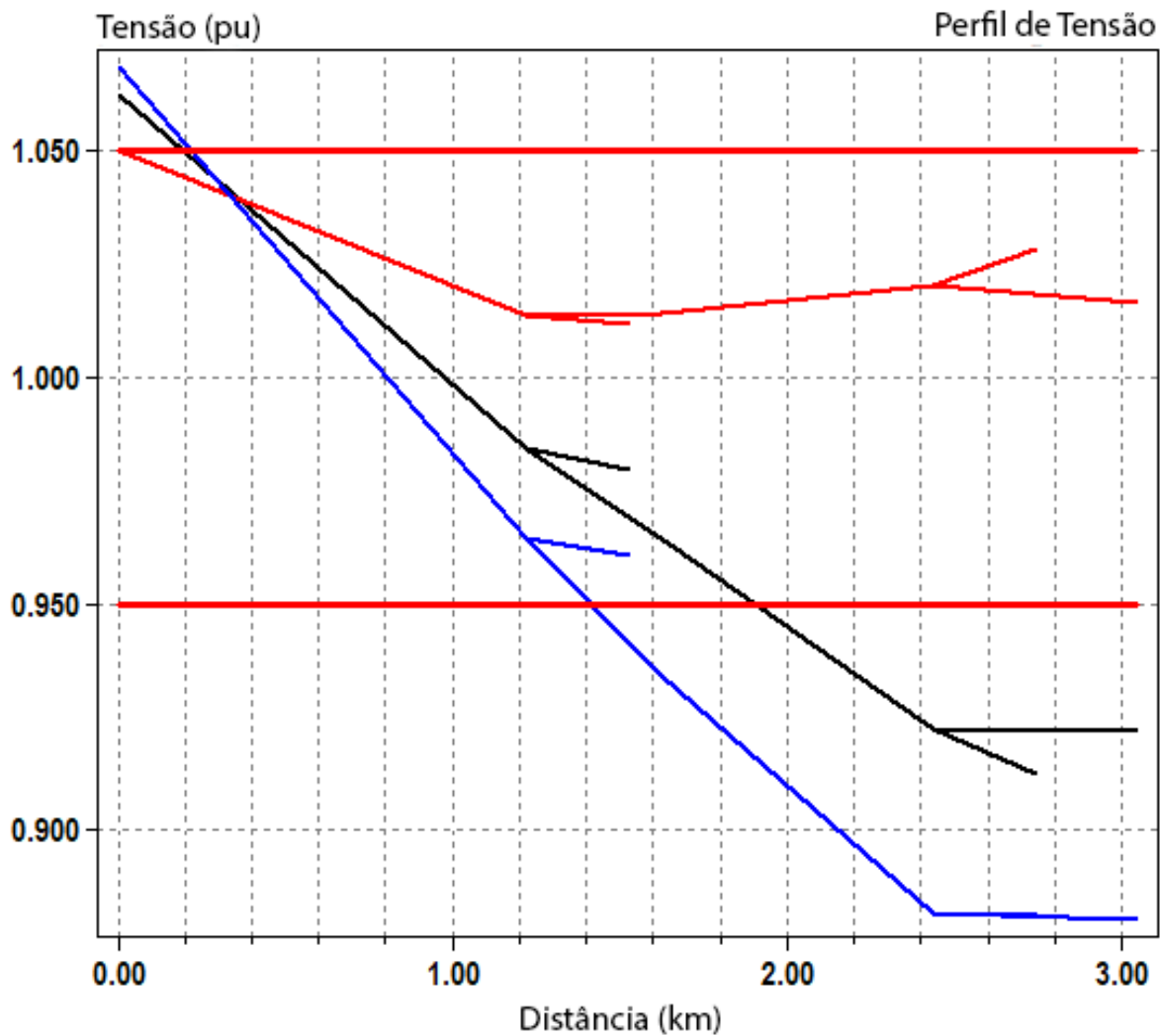


Figura 25: Perfil de Tensão
Fonte: Autoria Própria

5.5 HARMÔNICOS

Para analisar o impacto de harmônicos na rede através da inserção de GD, foi analisado o caso da conexão de um SFV na barra 634, avaliando-se o lado de baixa tensão do transformador XFM-1 do sistema de 13 barras do IEEE.

A Figura 26 mostra os harmônicos no lado de baixa tensão do transformador sem conexão de geração fotovoltaica.

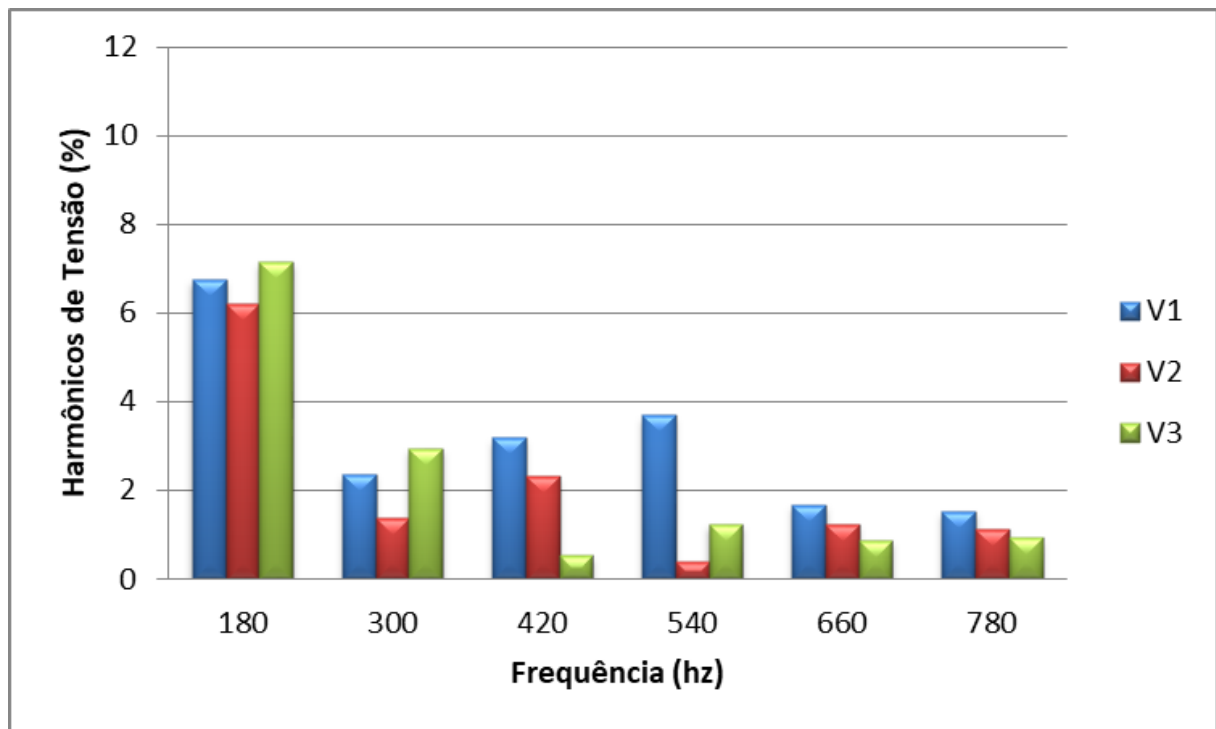


Figura 26: Harmônicos sem conexão do SFV
Fonte: Autoria Própria

A distorção harmônica total (DHT) é usada para definir o efeitos das harmônicas na tensão do sistema de potência. É utilizada para baixa, média e alta tensão, e é expressada como um percentual da fundamental, definida pela Equação 3 (IEEE, 2014).

$$DHT = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{50} V_h^2}}{V_1} \cdot 100\% \quad (3)$$

Sendo:

V_h : Tensão em cada harmônico (V);

V_1 : Tensão nominal (V).

A Figura 27 mostra o incremento no percentual dos harmônicos de tensão, através da conexão de um SFV equivalente de 400 kW.

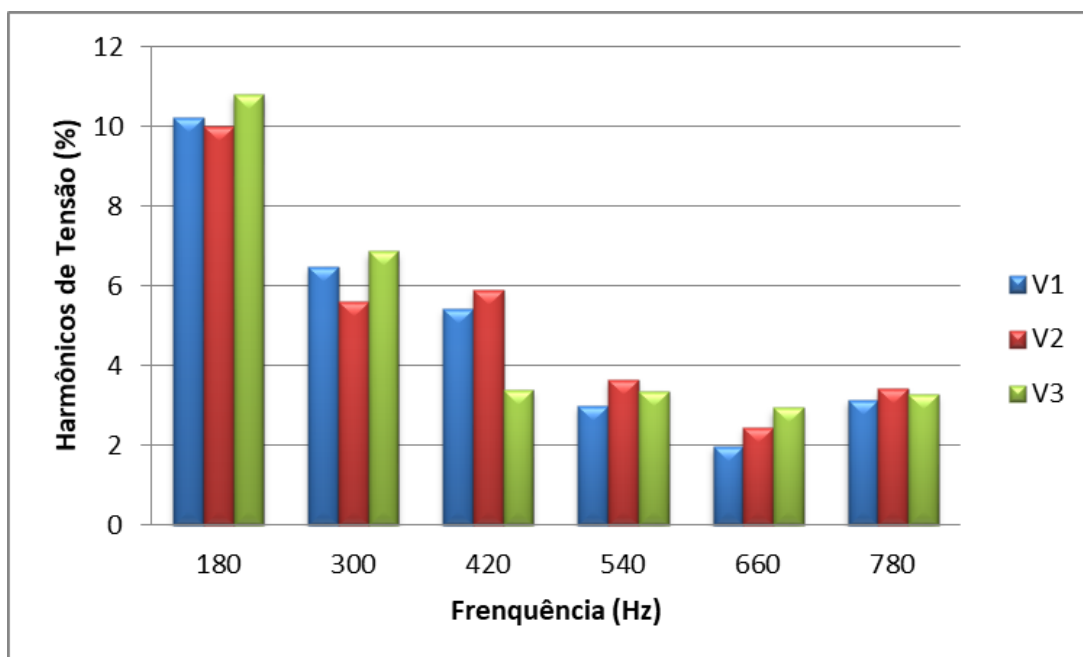


Figura 27: Harmônicos com conexão do SFV
Fonte: Autoria Própria

Conforme mostrado por SCHLABBACH (2009), inversores utilizados em sistemas fotovoltaicos conectados a rede, causam um aumento na DHT. Através da Tabela 7, é possível ver o incremento nas distorções harmônicas. Em ambos os casos, os níveis de DHT ultrapassam os estipulados pelo PRODIST, uma vez que as cargas simuladas no sistema também inserem harmônicos. A partir disso nota-se que é necessário buscar por métodos de atenuação do impacto que os inversores tem sobre os níveis de harmônicos, de forma a garantir a qualidade de energia.

Tabela 7: Distorções harmônicas totais

	V1	V2	V3
DHT1	8,95%	6,98%	7,95%
DHT2	14,1%	14,06%	14,366%

Fonte: Autoria Própria

6 MÉTODOS DE ATENUAÇÃO

6.1 REGULAÇÃO DE TENSÃO

A regulação de tensão é uma função muito importante para um sistema de distribuição. Como as cargas no alimentador variam, tem que haver métodos para a regulação de tensão para que as tensões dos consumidores fiquem em níveis aceitáveis. Métodos comuns para regulação são a aplicação de reguladores de tensão de passo na subestação ou nos alimentadores, transformadores com mudança de *taps* (*LTC - Load Tap Changing*) e banco de capacitores em paralelo. Um regulador de tensão de passo, é composto por um mecanismo de mudança de *taps* e um autotransformador. A mudança na tensão é obtida através da mudança dos *taps* dos enrolamentos do autotransformador. A posição do *tap* é definida através de um circuito de controle. Os circuitos de passo padrão possuem uma chave inversora que tem alcance de $\pm 10\%$ da tensão nominal, com geralmente 32 passos, assim para cada passo há uma variação de 0,625% da tensão (KERSTING, 2002).

No *software* OpenDSS o regulador monitora e controla a tensão no enrolamento do transformador que está associado. O controle de tensão é feito através da alteração dos *taps* dos enrolamentos do autotransformador. Além disso, o regulador possui a função de compensar a queda de tensão na linha. O controle pode ser realizado de forma automática, ou ou pode-se definir posições fixas para cada *tap* (FREITAS, 2015).

6.1.1 REGULAÇÃO DE TENSÃO IEEE 13 BARRAS

Para a solução do problema com a alta tensão em momentos em que a geração é mais relevante do que a carga, é possível utilizar reguladores de tensão. Na Figura 28 é mostrado como fica o perfil de tensão, com o controle do regulador de tensão do sistema IEEE de 13 barras ativo. Nota-se que com a operação do regulador de tensão, esta fica de acordo com os níveis estabelecidos pelo PRODIST, como mostrado na seção 3.1.5.

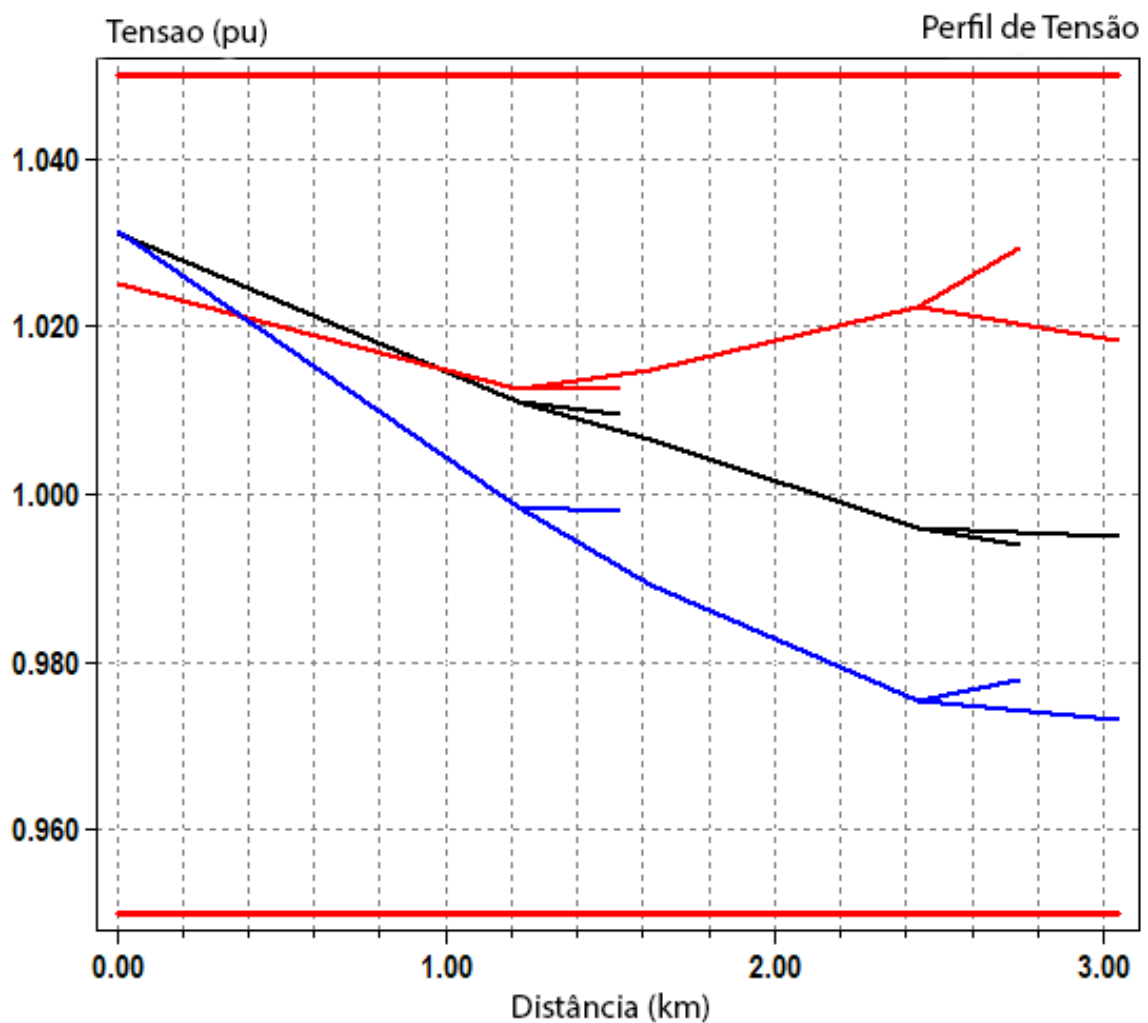


Figura 28: Perfil de Tensão com Regulador
Fonte: Autoria Própria

6.1.2 HARMÔNICOS

Como visto na Seção 5.5, a inserção de inversores utilizados na geração fotovoltaica, impacta negativamente na rede elétrica de distribuição, uma vez que aumenta os níveis de harmônicos de tensão e corrente. Para isso é necessário a utilização de métodos para atenuar a inserção de harmônicos, que são prejudiciais a QEE.

Há diversas maneiras de atenuar os problemas relacionados a harmônicos. Os filtros mais utilizados são:

- Indutivo (L)
- Indutivo-Capacitivo (LC)
- Indutivo-Capacitivo-Indutivo (LCL)

Conforme mostrado por (PAUKNER, 2016), filtros indutivos podem ser capazes de atenuar harmônicos de corrente, porém podem se tornar inviáveis com o aumento da potência, já que com o aumento da corrente, é necessário aumentar a espessura do fio utilizado no indutor. O filtro LCL é capaz de atenuar significativamente os efeitos harmônicos, utilizando componentes menores.

Nos estudos de (FRANCO *et al.*, 2018), foram utilizados filtros do tipo LC e filtro com sistema do tipo *fuzzy*, para redução dos harmônicos em sistemas fotovoltaicos conectados a rede. Foi verificado que com a filtragem tipo *fuzzy*, é possível reduzir substancialmente os conteúdos harmônicos injetados na rede, sendo a DHT neste caso, duas ordens de grandeza menor do que com a utilização do filtro LC passivo. Isso porque enquanto o filtro LC promove a mitigação de frequências $f > f_0$, o controlador *fuzzy* força o sinal de entrada a acompanhar um sinal senoidal de referência, atenuando harmônicos de ordens próximas a f_0 .

7 CONCLUSÕES

A GD está em fase de desenvolvimento e crescimento tanto no Brasil como no mundo, e neste contexto as energias fotovoltaicas e eólicas se mostram como as mais utilizadas para microgeração distribuída, por serem fontes confiáveis de geração de energia elétrica. Como mostrado neste trabalho, espera-se um crescimento significativo no número de microgeradores fotovoltaicos conectados a rede de distribuição no Brasil até 2024. Assim os estudos de como a inserção de microgeradores distribuídos afetam a rede de distribuição são de extrema importância para que seja possível a realização de planejamentos, de forma que a energia elétrica continue sendo entregue de forma contínua e dentro dos padrões de qualidades exigidos pelo PRODIST.

O trabalho teve como principal objetivo avaliar as consequências que a alta inserção de microgeração distribuída, considerando apenas geradores eólicos e fotovoltaicos, trazem ao sistema de distribuição, utilizando o caso base do sistema IEEE de 13 barras. O objetivo foi atingido, pois as simulações demonstram resultados significativos na variação de tensão e potência ativa na rede, sobre as várias condições apresentadas.

Foi utilizado o modo diário para avaliação dos resultados no sistema IEEE de 13 barras, utilizando curvas de cargas típicas, industriais e residências, de forma a trazer os resultados mais próximos do real. Além disto, foi variado o comprimento das linhas, a porcentagem do carregamento e a inserção de geradores distribuídos para avaliação dos perfis de tensão nos diferentes cenários.

Neste trabalho foram avaliados quatro casos com relação a variação no perfil de tensão e potência ativa do sistema.

- Caso base, sem geração: nota-se uma queda de tensão nas barras do sistema, considerando a posição de cada barra devido ao efeito de queda de tensão. Foi verificado a potência ativa vista da subestação para efeito de comparação com os outros casos.
- Caso com inserção de GD ao longo do sistema: foi verificado um aumento expressivo no perfil de tensão com a inserção de microgeradores distribuídos, porém estes não violaram as normas de qualidade de energia, no entanto os resultados mostram que quanto mais geradores são inseridos, maior será

o nível de desbalanço de tensão, podendo fazer com que o sistema entre em níveis precários de tensão.

- Caso com 50% de carregamento e inserção de GD: foi verificado que o efeito do fluxo reverso de potência causa um grande aumento nos níveis de tensão, extrapolando os valores pre-determinados pelo PRODIST, nota-se através dos resultados que a potência vista pela subestação é negativa nos momentos de pico de geração, caracterizando o fluxo reverso de potência, e comparando o perfil de tensão com os outros casos, é mostrado o efeito que a geração tem sobre a tensão, quando a carga é baixa e a geração é alta.
- Caso com o dobro do tamanho das linhas: foi avaliado que com o aumento das linhas a queda de tensão aumenta significativamente, e fica abaixo do nível mínimo para garantir a qualidade de energia, mesmo que haja microgeradores conectados a rede. Foi mostrado neste caso, que a atuação do regulador de tensão pode ser um dos métodos para manutenção da qualidade de energia, fazendo com que a tensão volte a níveis aceitáveis, mesmo que haja uma elevada queda de tensão nas barras.

7.1 TRABALHOS FUTUROS

Como há um grande crescimento da área de geração distribuída, é necessário serem feitos inúmeros estudos que servirão de base para o entendimento e para a solução dos problemas que esta forma de geração de energia trará para os sistemas de distribuição, a medida que esta forma de geração se populariza. Para isso sugere-se para trabalhos futuros:

- Simulação dos efeitos da conexão de GD em uma rede de distribuição real;
- Realizar estudos com sistemas de geração distribuída reais;
- Realização de estudos econômicos, para verificar a viabilidade e os benefícios da conexão de microgeradores distribuídos;
- Regulação do nível de desbalanço das tensões utilizando microgeradores monofásicos;

REFERÊNCIAS

ABSOLAR. **Energia fotovoltaica atinge marca de 350MW em micro e minigeração distribuída no Brasil**. 2018. Disponível em: <<http://www.absolar.org.br/noticia/noticias-externas/energia-fotovoltaica-atinge-marca-de-350mw-em-micro-e-minigeracao-distribuida-no-brasil.html>>. Acesso em: 12 de setembro de 2018.

AINAH, P. K.; FOLLY, K. Voltage rise issue with high penetration of grid connected pv. **The International Federation of Automatic Control**, Agosto 2014.

ANEEL. **Energia Eólica**. 2005. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/atlas/download.htm>>. Acesso em: 3 de maio de 2019.

ANEEL. **Nota Técnica nº 0043/2010-SRD/ANEEL**. 2010. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: 03 de fevereiro de 2019.

ANEEL. **Nota Normativa nº 481**. 2012. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2011/042/resultado/ren2012481.pdf>>. Acesso em: 03 de fevereiro de 2019.

ANEEL. **Nota Normativa nº 482**. 2012. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>>. Acesso em: 03 de fevereiro de 2019.

ANEEL. **Aprimoramento da metodologia de cálculo de perdas na distribuição regulamentada no Módulo 7 - Cálculo de Perdas na Distribuição do PRODIST**. 2014. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2014/026/documento/nota_tecnica_0057_srd.pdf>. Acesso em: 04 de abril de 2019.

ANEEL. **Nota Técnica nº 0056/2017-SRD/ANEEL**. 2017. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: 12 de setembro de 2018.

ANEEL. **Processo de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional**. 2019. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/prodist>>. Acesso em: 03 de fevereiro de 2019.

ATP, Solar. **Energia Solar na China: como o país se tornou referencia no setor?** 2018. Disponível em: <<http://www.atpsolar.com.br/energia-solar-na-china/>>. Acesso em: 3 de maio de 2019.

COELHO, S.; VELAZQUEZ, M.; SILVA, O.; PECORA, V.; ABREU, F. Geração de energia elétrica a partir do biogás proveniente do tratamento de esgoto. **Centro Nacional de Referencia em Biomassa**, July 2005.

EPRI. **Distribution System Simulator**. 2008. Disponível em: <<https://sourceforge.net/projects/electricdss/>>. Acesso em: 10 de março de 2019.

- FRANCO, R.; CORREA, H.; VIEIRA, F.; CASTRO, M. Redução da injeção de harmônicos por sistemas fotovoltaicos na rede de energia utilizando algoritmo *fuzzy*. **UFG**, abril 2018.
- FREITAS, Paulo Ricardo Radatz de. **Modelos avançados de análise de redes elétricas inteligentes utilizando o software OpenDSS**. 2015. 191 f. Dissertação (Bacharel em Engenharia Eletrica) — Escola Politecnica da Universidade de Sao Paulo, Sao Paulo, 2015.
- FRIGO, Murilo Miceno. **Impacto Da Microgeração de Energia Elétrica em Sistemas de Distribuição de Baixa Tensão**. 2013. 104 f. Dissertação (Pós Graduação em Engenharia Elétrica) — Universidade Federal do Mato Grosso do Sul, Campo Grande, 2013.
- IEEE. **IEEE Recommended Practice and Requirements for Harmonic Control in Electric Power Systems**. 2014. Disponível em: <https://edisciplinas.usp.br/pluginfile.php/1589263/mod_resource/content/1/IEE%20Std%20519-2014.pdf>. Acesso em: 3 de maio de 2019.
- INEE. **O que é cogeração**. 2018. Disponível em: <http://www.inee.org.br/forum_co_geracao.asp?Cat=gd>. Acesso em: 5 de maio de 2019.
- KERSTING, William H. Radial distribution test feeders. **Power Systems, IEEE Transactions**, v. 6, n. 3, 1991.
- KERSTING, William H. Regulation of voltages. In: _____. **Distribution System Modeling and Analysis**. [S.l.]: CRC Press LLC, 2002. p. 329.
- MARQUES, Jefferson. **Turbinas eólicas: Modelo, análise e controle do gerador de indução com dupla alimentação**. 2004. 158 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Eletrica) — Universidade Federal de Santa Maria, Santa Maria, 2004.
- NUNES, Evandro Ailson de Freita. **Análise de Impactos na Rede de Distribuição de Energia Elétrica decorrentes da Inserção de Sistemas de Geração Fotovoltaicos**. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2017.
- 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. 188 f. Dissertação (Pos Graduação em Engenharia Eletrica) — Universidade de Sao Paulo, Sao Carlos, 2014.
- PAUKNER, FILLIPE LUCCHIN. **Comparação do controle do inversor trifásico conectado a rede considerando o amortecimento passivo e ativo**. 2016. 92 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Eletrica) — Universidade Tecnológica Federal do Parana, Pato Branco, 2016.
- RAMOS, Alvaro. **Impacto da geração distribuída eólica nos sistemas de distribuição e transmissão**. 2011.
- SOSNOSKI, Andre Sandor Kajdacsy Balla. **Produção de energia por mini e micro hidrelétricas na rede de distribuição de água**. 2015. 167 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Eletrica) — Universidade de Sao Paulo, Sao Paulo, 2015.

TONKOSKI, R.; TURCOTTE, D.; EL-FOULY, T. H. M. Impact of high pv penetration on voltage profiles in residential neighborhoods. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, July 2012.

TREVISAN, Aramiz Schwanka. **Efeitos da Geração Distribuída em Sistemas de Distribuição de Baixa Tensão**. 2011. 116 f. Dissertação (Graduação em Engenharia Elétrica) — Universidade Federal do Paraná, Curitiba, 2011.

UNICA. **Boletim: A bio eletricidade em números**. 2018. Disponível em: <www.unica.com.br>. Acesso em: 5 de maio de 2019.

WEC. **World Energy Resources**. 2016. Disponível em: <<https://www.worldenergy.org/wp-content/uploads/2016/10/World-Energy-Resources-Full-report-2016.10.03-.pdf>>. Acesso em: 3 de maio de 2019.

ANEXO A - CÓDIGO SISTEMA IEEE DE 13 BARRAS COM GD

```
set datapath= "C:\Users\Gustavo\Desktop\RESULTADOS FINAIS TCC\WINDPV100
Clear
Set DefaultBaseFrequency=60
```

```
new circuit.IEEE13Nodeckt
~ basekv=115 pu=1.0001 phases=3 bus1=SourceBus
~ Angle=30
~ MVAsc3=20000 MVASC1=21000
```

!DEFINIÇÃO DO TRANSFORMADOR DA SUBESTAÇÃO

```
New Transformer.Sub Phases=3 Windings=2 XHL=(8 1000 /)
~ wdg=1 bus=SourceBus conn=delta kv=115 kva=5000 %r=(.5 1000 /)
~ wdg=2 bus=650 conn=wye kv=4.16 kva=5000 %r=(.5 1000 /)
```

!REGULADORES DE TENSÃO MONOFÁSICOS

```
New Transformer.Reg1 phases=1 bank=reg1 XHL=0.01 kVAs=[1666 1666]
~ Buses=[650.1 RG60.1] kVs=[2.4 2.4] %LoadLoss=0.01
new regcontrol.Reg1 transformer=Reg1 winding=2 vreg=122 band=2
ptratio=20 ctpri=700 R=3 X=9
```

```
New Transformer.Reg2 phases=1 bank=reg1 XHL=0.01 kVAs=[1666 1666]
~ Buses=[650.2 RG60.2] kVs=[2.4 2.4] %LoadLoss=0.01
new regcontrol.Reg2 transformer=Reg2 winding=2 vreg=122 band=2
ptratio=20 ctpri=700 R=3 X=9
```

```
New Transformer.Reg3 phases=1 bank=reg1 XHL=0.01 kVAs=[1666 1666]
~ Buses=[650.3 RG60.3] kVs=[2.4 2.4] %LoadLoss=0.01
new regcontrol.Reg3 transformer=Reg3 winding=2 vreg=122 band=2
ptratio=20 ctpri=700 R=3 X=9
```

!DEFINIÇÃO DO TRANSFORMADOR XFM1

New Transformer.XFM1 Phases=3 Windings=2 XHL=2

~ wdg=1 bus=633 conn=Wye kv=4.16 kva=500 %r=.55 XHT=1

~ wdg=2 bus=634 conn=Wye kv=0.480 kva=500 %r=.55 XLT=1

!LINE CODES PARA O SISTEMA IEEE DE 13 BARRAS

New linecode.601 nphases=3 BaseFreq=60

!!!~ rmatrix = (0.0674673 | 0.0312137 0.0654777 |
0.0316143 0.0306264 0.0662392)!!!~ xmatrix = (0.195204 | 0.0935314 0.201861 |
0.0855879 0.0760312 0.199298)!!!~ cmatrix = (3.32591 | -0.743055 3.04217 |
-0.525237 -0.238111 3.03116)~ rmatrix = [0.065625 | 0.029545455 0.063920455 | 0.029924242
0.02907197 0.064659091]~ xmatrix = [0.192784091 | 0.095018939 0.19844697 | 0.080227273
0.072897727 0.195984848]~ cmatrix = [3.164838036 | -1.002632425 2.993981593 | -0.632736516
-0.372608713 2.832670203]

New linecode.602 nphases=3 BaseFreq=60

!!!~ rmatrix = (0.144361 | 0.0316143 0.143133 |
0.0312137 0.0306264 0.142372)!!!~ xmatrix = (0.226028 | 0.0855879 0.230122 |
0.0935314 0.0760312 0.232686)!!!~ cmatrix = (3.01091 | -0.443561 2.77543 |
-0.624494 -0.209615 2.77847)~ rmatrix = [0.142537879 | 0.029924242 0.14157197 | 0.029545455
0.02907197 0.140833333]~ xmatrix = [0.22375 | 0.080227273 0.226950758 | 0.095018939
0.072897727 0.229393939]~ cmatrix = [2.863013423 | -0.543414918 2.602031589 | -0.8492585
-0.330962141 2.725162768]

New linecode.603 nphases=2 BaseFreq=60

!!!~ rmatrix = (0.254472 | 0.0417943 0.253371)

!!!~ xmatrix = (0.259467 | 0.0912376 0.261431)

```
!!!~ cmatrix = (2.54676 | -0.28882 2.49502 )
~ rmatrix = [0.251780303 | 0.039128788 0.250719697]
~ xmatrix = [0.255132576 | 0.086950758 0.256988636]
~ cmatrix = [2.366017603 | -0.452083836 2.343963508]
New linecode.604 nphases=2 BaseFreq=60
!!!~ rmatrix = (0.253371 | 0.0417943 0.254472 )
!!!~ xmatrix = (0.261431 | 0.0912376 0.259467 )
!!!~ cmatrix = (2.49502 | -0.28882 2.54676 )
~ rmatrix = [0.250719697 | 0.039128788 0.251780303]
~ xmatrix = [0.256988636 | 0.086950758 0.255132576]
~ cmatrix = [2.343963508 | -0.452083836 2.366017603]
New linecode.605 nphases=1 BaseFreq=60
!!!~ rmatrix = (0.254428 )
!!!~ xmatrix = (0.259546 )
!!!~ cmatrix = (2.50575 )
~ rmatrix = [0.251742424]
~ xmatrix = [0.255208333]
~ cmatrix = [2.270366128]
New linecode.606 nphases=3 BaseFreq=60
!!!~ rmatrix = (0.152193 | 0.0611362 0.15035 |
0.0546992 0.0611362 0.152193 )
!!!~ xmatrix = (0.0825685 | 0.00548281 0.0745027 |
-0.00339824 0.00548281 0.0825685 )
!!!~ cmatrix = (72.7203 | 0 72.7203 | 0 0 72.7203 )
~ rmatrix = [0.151174242 | 0.060454545 0.149450758 | 0.053958333
0.060454545 0.151174242]
~ xmatrix = [0.084526515 | 0.006212121 0.076534091 | -0.002708333
0.006212121 0.084526515]
~ cmatrix = [48.67459408 | 0 48.67459408 | 0 0 48.67459408]
New linecode.607 nphases=1 BaseFreq=60
!!!~ rmatrix = (0.255799 )
!!!~ xmatrix = (0.092284 )
!!!~ cmatrix = (50.7067 )
~ rmatrix = [0.254261364]
~ xmatrix = [0.097045455]
~ cmatrix = [44.70661522]
```



```
New linecode.mtx601 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

New linecode.mtx602 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

New linecode.mtx603 nphases=2 BaseFreq=60
~ rmatrix = (1.3238 | 0.2066 1.3294 )
~ xmatrix = (1.3569 | 0.4591 1.3471 )
~ units=mi

New linecode.mtx604 nphases=2 BaseFreq=60
~ rmatrix = (1.3238 | 0.2066 1.3294 )
~ xmatrix = (1.3569 | 0.4591 1.3471 )
~ units=mi

New linecode.mtx605 nphases=1 BaseFreq=60
~ rmatrix = (1.3292 )
~ xmatrix = (1.3475 )
~ units=mi

New linecode.mtx606 nphases=3 BaseFreq=60
~ rmatrix = (0.7982 | 0.3192 0.7891 | 0.2849 0.3192 0.7982 )
~ xmatrix = (0.4463 | 0.0328 0.4041 | -0.0143 0.0328 0.4463 )
~ Cmatrix = [257 | 0 257 | 0 0 257]
~ units=mi

New linecode.mtx607 nphases=1 BaseFreq=60
~ rmatrix = (1.3425 )
~ xmatrix = (0.5124 )
~ cmatrix = [236]
~ units=mi
```

!CURVAS DE CARGA

New Loadshape.1 npts=24 interval=1 mult=(0.18000001 0.19000000 0.2399999
 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) !Curva de Carga Industrial

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)
 !Curva de Carga Residencial

!DEFINIÇÃO DAS CARGAS

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

!DEFINIÇÃO DOS CAPACITORES

New Capacitor.Cap1 Bus1=675 phases=3 kVAR=600 kV=4.16
 New Capacitor.Cap2 Bus1=611.3 phases=1 kVAR=100 kV=2.4

!DEFINIÇÃO DAS LINHAS

New Line.650632 Phases=3 Bus1=RG60.1.2.3 Bus2=632.1.2.3
 LineCode=mtx601 Length=2000 units=ft
 New Line.632670 Phases=3 Bus1=632.1.2.3 Bus2=670.1.2.3
 LineCode=mtx601 Length=667 units=ft
 New Line.670671 Phases=3 Bus1=670.1.2.3 Bus2=671.1.2.3
 LineCode=mtx601 Length=1333 units=ft
 New Line.671680 Phases=3 Bus1=671.1.2.3 Bus2=680.1.2.3
 LineCode=mtx601 Length=1000 units=ft
 New Line.632633 Phases=3 Bus1=632.1.2.3 Bus2=633.1.2.3
 LineCode=mtx602 Length=500 units=ft
 New Line.632645 Phases=2 Bus1=632.3.2 Bus2=645.3.2
 LineCode=mtx603 Length=500 units=ft
 New Line.645646 Phases=2 Bus1=645.3.2 Bus2=646.3.2
 LineCode=mtx603 Length=300 units=ft
 New Line.692675 Phases=3 Bus1=692.1.2.3 Bus2=675.1.2.3
 LineCode=mtx606 Length=500 units=ft
 New Line.671684 Phases=2 Bus1=671.1.3 Bus2=684.1.3
 LineCode=mtx604 Length=300 units=ft
 New Line.684611 Phases=1 Bus1=684.3 Bus2=611.3
 LineCode=mtx605 Length=300 units=ft

```
New Line.684652    Phases=1 Bus1=684.1      Bus2=652.1
LineCode=mtx607 Length=800  units=ft
```

!DEFINIÇÃO DA CHAVE

```
New Line.671692    Phases=3 Bus1=671      Bus2=692  Switch=y
=1e-4 r0=1e-4 x1=0.000 x0=0.000 c1=0.000 c0=0.000
```

!DEFINIÇÃO DOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

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

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

```
New Loadshape.MyIrrad npts=24 interval=1 mult=[0 0 0 0 0 0 .1 .2 .3
.5 .8 .9 1.0 1.0 .99 .9 .7 .4 .1 0 0 0 0 0]
```

```
New Tshape.MyTemp npts=24 interval=1 temp=[25, 25, 25, 25, 25, 25, 25,
60 60 55 40 35 30 25 25 25 25 25 25]
```

```
New PVSystem.PV phases=3 bus1=675 kV=4.16  kVA=840  irrads=.98
Pmpp=840 temperature=25 PF=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1  effcurve=Myeff
P-TCurve=MyPvsT Daily=MyIrrad  TDaily=MyTemp
```

```
New PVSystem.PV2 phases=3 bus1=671 kV=4.16  kVA=1150  irrads=.98
Pmpp=1150 temperature=25 PF=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1  effcurve=Myeff
P-TCurve=MyPvsT Daily=MyIrrad  TDaily=MyTemp
```

```
New PVSystem.PV3 phases=3 bus1=634 kV=0.48  kVA=400  irrads=.98
Pmpp=400 temperature=25 PF=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1  effcurve=Myeff
P-TCurve=MyPvsT Daily=MyIrrad  TDaily=MyTemp
```

!Fator de potência padrão dos inversores é unitário

```
New monitor.PV_variables element=PVSystem.PV terminal=1 mode=3
```

```
New monitor.PV_variables2 element=PVSystem.PV2 terminal=1 mode=3
```

```
New monitor.PV_variables3 element=PVSystem.PV3 terminal=1 mode=3
```

!DEFINIÇÃO DA GERAÇÃO EÓLICA TIPO 1

```
new LoadShape.3 npts=24 interval=1 mult=(File=LoadShape3.csv)
```

```
new generator.WIND bus1=trafo_wind kv=0.69 kw=750 kva=1000 daily=3  
model=6
```

```
~ usermode=indmach012a userdata=(Rs=0.00046, Xs=0.1202, Rr=0.10993,  
Xr=0.18084, Xm=6.84)
```

```
New Transformer.wind_up phases=3 xhl=5.750000
```

```
~ wdg=1 bus=trafo_wind kV=0.69 kVA=750.000000 conn=wye
```

```
~ wdg=2 bus=680 kV=4.16 kVA=750.000000 conn=wye
```

```
New monitor.wind_voltage element=Transformer.wind_up terminal=1  
mode=0 ppolar=no
```

```
New monitor.wind_power element=Transformer.wind_up terminal=1 mode=1  
ppolar=no
```

!FIXAÇÃO DOS TAPS DO TRANSFORMADOR DA SUBESTAÇÃO

```
Transformer.Reg1.Taps=[1.0 1.0625]
```

```
Transformer.Reg2.Taps=[1.0 1.0500]
```

```
Transformer.Reg3.Taps=[1.0 1.06875]
```

!SOLUÇÃO

```
Set Voltagebases=[115, 4.16, .48, .69] !define as tensões base  
CalcVoltageBases
```

```
BusCoords IEEE13Node_BusXY.csv
```

```
New energymeter.m1 line.650632 1
```

```
set controlmode=OFF !set controlmode=time para habilitar o controle  
dos reguladores de tensão
```

```
set loadmult=1 !set loadmult=0.5 para multiplicar todas as cargas  
por 0.5
```

```
solve mode=daily number=13 !resolve para a hora 13.
```

```
plot profile !plota o perfil de tensão
set hour=13
solve number=11
```