

**UNIVERSIDADE FEDERAL DO ESPÍRITO SANTO
CENTRO TECNOLÓGICO
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA
PROJETO DE GRADUAÇÃO**



LUCAS CAUS SANTOS

**ESTUDO DA DISTORÇÃO HARMÔNICA PROVOCADA
PELA GRANDE PENETRAÇÃO DE GERAÇÃO
DISTRIBUÍDA FOTOVOLTAICA**

VITÓRIA – ES
DEZEMBRO/2017

LUCAS CAUS SANTOS

**ESTUDO DA DISTORÇÃO HARMÔNICA PROVOCADA PELA
GRANDE PENETRAÇÃO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA
FOTOVOLTAICA**

Parte manuscrita do Projeto de Graduação do aluno **Lucas Caus Santos**, apresentado ao Departamento de Engenharia Elétrica do Centro Tecnológico da Universidade Federal do Espírito Santo, como requisito parcial para obtenção do grau de Engenheiro Eletricista.

Orientador: Prof. Dr. Oureste Elias Batista

VITÓRIA – ES
DEZEMBRO/2017

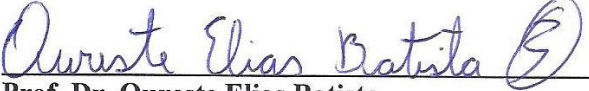
LUCAS CAUS SANTOS

**ESTUDO DA DISTORÇÃO HARMÔNICA PROVOCADA PELA
GRANDE PENETRAÇÃO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA
FOTOVOLTAICA**

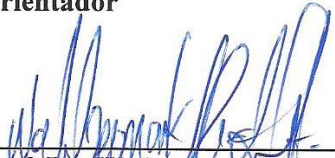
Parte manuscrita do Projeto de Graduação do aluno **Lucas Caus Santos**, apresentado ao Departamento de Engenharia Elétrica do Centro Tecnológico da Universidade Federal do Espírito Santo, como requisito parcial para obtenção do grau de Engenheiro Eletricista.

Aprovada em (21), de (12) de (2017).

COMISSÃO EXAMINADORA:



Prof. Dr. Oureste Elias Batista
Universidade Federal do Espírito Santo
Orientador



Prof. Dr. Walbermark Marques dos Santos
Universidade Federal do Espírito Santo
Examinador



Prof. Dr. Augusto César Rueda Medina
Universidade Federal do Espírito Santo
Examinador

RESUMO

Com o constante aumento de demanda de energia elétrica provocado pelo contínuo crescimento populacional e evolução tecnológica, o setor energético é obrigado a buscar soluções para o desfecho desse problema. Os desgastes dos métodos clássicos envolvendo o conceito de Geração Centralizada (GC), somada ao advento de novas tecnologias nessa área, permitem que novas concepções venham à tona. Atualmente, o sistema de geração energética que vem apresentando grande destaque é o da Geração Distribuída (GD). No mundo, a fonte de energia mais utilizada nos sistemas de GD é a fotovoltaica e o Brasil não foge dessa tendência. Além disso, nos anos mais recentes, o país vem adotando políticas de incentivo a sistemas GD provindo de fontes renováveis, em que já se podem observar os resultados do crescimento desse sistema de geração de energia. Os sistemas fotovoltaicos conectados à rede (SFCR) são os mais comuns vistos para a produção de energia distribuída fotovoltaica e eles são responsáveis por algumas consequências à rede elétrica em diversos aspectos, em especial, na qualidade de energia. Com isso, o presente trabalho consiste em propor um estudo da qualidade dessa energia, em especial da distorção harmônica, dentro de um contexto da grande penetração de GD fotovoltaica, caracterizando-a e discutindo os resultados obtidos dessa análise. Esse estudo foi feito por meio de simulações computacionais criadas no ambiente MATLAB/SIMULINK, em que diferentes cenários foram observados.

Palavras-Chave: Geração Distribuída. Fotovoltaica. Distorção Harmônica. Rede Elétrica. Qualidade da Energia.

ABSTRACT

With the constant increase in the demand for electric energy caused by the continuous population growth and technological evolution, the energy sector is obliged to seek solutions for the end of this problem. The exhaustion of classical methods involving the concept of centralized generation coupled with the advent of new technologies in this area allows new conceptions arise. Nowadays, the energy generation system that has been showing great prominence is the Distributed Generation (DG). In the world, the most widely used energy source in distributed generation systems is photovoltaics, and Brazil does not shy away from this trend. In addition, the country has adopted incentive policies for DG systems coming from renewable sources, where it is already possible to observe the results of the growth of the power generation system in recent years. Network-connected photovoltaic systems are the most common seen for the production of photovoltaic distributed energy and they are responsible for some consequences to the electrical network in several aspects, especially in the quality of energy. Therefore, the present work consists in proposing a study of the quality of this energy, especially the harmonic distortion, within a context of the great penetration of distributed photovoltaic generation, characterizing it and discussing the results obtained from this analysis. This study was done through computer simulations created in the MATLAB / SIMULINK environment, in which different scenarios were observed.

Keywords: Distributed Generation. Photovoltaic. Harmonic Distortion. Electrical Network. Energy Quality.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Modelo clássico de um sistema elétrico	16
Figura 2 – Resposta tradicional de um sistema elétrico a um aumento de demanda.....	17
Figura 3 – Sistema de Geração Distribuída conectada a rede elétrica.....	18
Figura 4 – Sistema fotovoltaico integrado a uma edificação residencial (SOLO del Real, Madri, Espanha).....	22
Figura 5 – Diagrama esquemático de uma sugestão para a conexão de um sistema fotovoltaico à rede	23
Figura 6 – Diagrama esquemático que apresenta os principais componentes de uma SFCR	25
Figura 7 – Sistema de tarifação de compensação de energia elétrica com um medidor bidirecional	26
Figura 8 – Bloco do painel fotovoltaico presente no MATLAB/SIMULINK	35
Figura 9 – Interface do bloco do painel fotovoltaico presente no MATLAB/SIMULINK....	36
Figura 10 – Exemplo de geração fotovoltaica presente no MATLAB/SIMULINK de 100kW conectado à rede.....	37
Figura 11 – Potência média de saída do modulo fotovoltaico ao longo do tempo da simulação exemplo do MATLAB/SIMULINK.....	38
Figura 12 – Forma de onda aproximada da tensão de linha ao longo do tempo na saída do conversor CC-CA da simulação exemplo do MATLAB/SIMULINK	39
Figura 13 – Forma de onda aproximada da tensão de linha ao longo do tempo após a passagem pelo filtro LC da simulação exemplo do MATLAB/SIMULINK	39
Figura 14 – Forma de onda ampliada da tensão de fase do lado BT da simulação exemplo do MATLAB/SIMULINK.....	40
Figura 15 - Forma de onda ampliada da tensão de fase do lado MT da simulação exemplo do MATLAB/SIMULINK.....	40
Figura 16 – Rede de distribuição presente na simulação exemplo do MATLAB/SIMULINK	41
Figura 17 – Simulação do gerador fotovoltaico criado para o trabalho	43
Figura 18 – Forma de onda ampliada da tensão no lado BT da simulação do módulo fotovoltaico.....	44
Figura 19 – Forma de onda ampliada da tensão de fase do lado MT da simulação do módulo fotovoltaico.....	44
Figura 20 – Distorção harmônica total da tensão de fase no lado BT	45
Figura 21 – Distorção harmônica total da corrente de fase no lado BT	45

Figura 22 – Distorção harmônica total da tensão de fase no lado MT	46
Figura 23 – Distorção harmônica total da corrente de fase no lado MT	47
Figura 24 – Simulação do alimentador MT criada no software MATLAB/SIMULINK.....	48
Figura 25 – Simulação completa do sistema com GD fotovoltaica confeccionada no software MATLAB/SIMULINK	49
Figura 26 – Simulação do caso 1 confeccionada no software MATLAB/SIMULINK	50
Figura 27 – Simulação do caso 2 confeccionada no software MATLAB/SIMULINK	50
Figura 28 – Simulação do caso 3 confeccionada no software MATLAB/SIMULINK	51
Figura 29 – Simulação do caso 4 confeccionada no software MATLAB/SIMULINK	51
Figura 30 – Simulação do caso 5 confeccionada no software MATLAB/SIMULINK	52
Figura 31 – Simulação do caso 6 confeccionada no software MATLAB/SIMULINK	53
Figura 32 – Distorção harmônica total da corrente de fase do caso 1 obtida no Nó 1	56
Figura 33 – Distorção harmônica total da corrente de fase do caso 1 obtida no Nó 2	56
Figura 34 – Distorção harmônica total da corrente de fase do caso 1 obtida no Nó 3	57
Figura 35 – Distorção harmônica total da corrente de fase do caso 1 obtida no Nó 4	57
Figura 36 – Distorção harmônica total da corrente de fase do caso 2 obtida no Nó 1	59
Figura 37 – Distorção harmônica total da corrente de fase do caso 2 obtida no Nó 2	59
Figura 38 – Distorção harmônica total da corrente de fase do caso 2 obtida no Nó 3	60
Figura 39 – Distorção harmônica total da corrente de fase do caso 2 obtida no Nó 4	60
Figura 40 – Distorção harmônica total da corrente de fase do caso 3 obtida no Nó 1	62
Figura 41 – Distorção harmônica total da corrente de fase do caso 3 obtida no Nó 2	62
Figura 42 – Distorção harmônica total da corrente de fase do caso 3 obtida no Nó 3	63
Figura 43 – Distorção harmônica total da corrente de fase do caso 3 obtida no Nó 4	63
Figura 44 – Distorção harmônica total da corrente de fase do caso 4 obtida no Nó 1	66
Figura 45 – Distorção harmônica total da corrente de fase do caso 4 obtida no Nó 2	66
Figura 46 – Distorção harmônica total da corrente de fase do caso 4 obtida no Nó 3	67
Figura 47 – Distorção harmônica total da corrente de fase do caso 4 obtida no Nó 4	67
Figura 48 – Distorção harmônica total da corrente de fase do caso 5 obtida no Nó 1	70
Figura 49 – Distorção harmônica total da corrente de fase do caso 5 obtida no Nó 2	71
Figura 50 – Distorção harmônica total da corrente de fase do caso 5 obtida no Nó 3	71
Figura 51 – Distorção harmônica total da corrente de fase do caso 5 obtida no Nó 4	72
Figura 52 – Distorção harmônica total da corrente de fase do caso 6 obtida no Nó 1	74
Figura 53 – Distorção harmônica total da corrente de fase do caso 6 obtida no Nó 2	75
Figura 54 – Distorção harmônica total da corrente de fase do caso 6 obtida no Nó 3	75

Figura 55 – Distorção harmônica total da corrente de fase do caso 6 obtida no Nó 4 76

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Limites de conteúdo harmônico da corrente (% da corrente fundamental).....	30
Tabela 2 – Limites de distorção de tensão (em % da tensão fundamental).....	34
Tabela 3 – DHT da corrente no caso 1 gerada pelo gerador fotovoltaico no seu ponto de conexão com a rede de distribuição.....	55
Tabela 4 – Tabela resumo da DHT da corrente no caso 1 presente em cada nó do sistema de distribuição da simulação	58
Tabela 5 – DHT da corrente no caso 2 gerada pelo gerador fotovoltaico no seu ponto de conexão com a rede de distribuição.....	58
Tabela 6 – Tabela resumo da DHT da corrente no caso 2 presente em cada nó do sistema de distribuição da simulação	61
Tabela 7 – DHT da corrente no caso 3 gerada pelo gerador fotovoltaico no seu ponto de conexão com a rede de distribuição.....	61
Tabela 8 – Tabela resumo da DHT da corrente no caso 3 presente em cada nó do sistema de distribuição da simulação	64
Tabela 9 – Tabela resumo dos resultados obtidos para a análise do cenário 1.....	64
Tabela 10 – DHT da corrente no caso 4 gerada pelo gerador fotovoltaico no seu ponto de conexão com a rede de distribuição.....	65
Tabela 11 – DHT da corrente no caso 4 presente em cada nó do sistema de distribuição da simulação	68
Tabela 12 – Tabela resumo dos resultados obtidos para a análise do cenário 2.....	68
Tabela 13 – DHT da corrente no caso 5 gerada pelo gerador fotovoltaico no seu ponto de conexão com a rede de distribuição.....	69
Tabela 14 – DHT da corrente no caso 5 presente em cada nó do sistema de distribuição da simulação	72
Tabela 15 – Tabela resumo dos resultados obtidos para a análise do cenário 3.....	73
Tabela 16 – DHT da corrente no caso 6 gerada pelo gerador fotovoltaico no seu ponto de conexão com a rede de distribuição.....	74
Tabela 17 – DHT da corrente no caso 6 presente em cada nó do sistema de distribuição da simulação	76
Tabela 18 – Tabela resumo dos resultados obtidos para a análise do cenário 4.....	77
Tabela 19 – Tabela resumo da DHT da corrente gerada pelos geradores fotovoltaico em seus pontos de conexão com à rede de distribuição	77

Tabela 20 – Tabela resumo dos resultados obtidos para a análise de todos os casos.....	78
Tabela 21 – Tabela resumo das potências produzidas e requeridas no sistema de distribuição	78

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ABRADEE	Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica
DHT	Distorção Harmônica Total
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
GC	Geração Centralizada
GD	Geração Distribuída
IEEE	Instituto de Engenheiros Eletricistas e Eletrônicos
MME	Ministério de Minas e Energia
ProGD	Programa de Desenvolvimento da Geração Distribuída de Energia Elétrica
SFCR	Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede
UFES	Universidade Federal do Espírito Santo

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	13
1.1	Apresentação e objeto da pesquisa	13
1.2	Justificativa e motivação do tema.....	14
1.3	Objetivo do trabalho	14
1.3.1	Objetivo geral	14
1.3.2	Objetivos específicos	15
2	IMPACTOS DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA FOTOVOLTAICA.....	16
2.1	Expansão da geração distribuída	16
2.2	Regulação, definição e conceitos da geração distribuída	18
2.3	Geração distribuída fotovoltaica	22
2.3.1	Introdução aos sistemas fotovoltaicos conectados à rede (SFCR)	23
2.3.2	Componentes de um sistema fotovoltaico conectado à rede	23
2.3.3	Sistema de tarifação de Compensação de Energia Elétrica (<i>net metering</i>) ...	25
2.3.4	Barreiras enfrentadas na GD fotovoltaica.....	27
2.4	Impactos na Qualidade de Energia	28
2.4.1	Fator de potência.....	28
2.4.2	Variações de tensão	29
2.4.3	Distorção harmônica	29
2.5	Considerações gerais	30
3	ESTUDO DA DISTORÇÃO HARMÔNICA.....	32
3.1	Distorção harmônica em redes de distribuição.....	32
3.2	Modelagem e simulações da GD fotovoltaica.....	35
3.2.1	Exemplo de Modelo Fotovoltaico de 100kW Conectado à Rede	36
3.2.2	Simulação do Módulo Fotovoltaico.....	41
3.2.3	Simulação da Rede de Distribuição MT	47
3.2.4	Simulação completa do Sistema com GD Fotovoltaica.....	48
3.3	Estudos de Caso.....	49
3.3.1	Caso 1: um gerador fotovoltaico conectado ao alimentador.....	49
3.3.2	Caso 2: dois geradores fotovoltaicos conectados ao alimentador.....	50
3.3.3	Caso 3: três geradores fotovoltaicos conectados ao alimentador	50

3.3.4	Caso 4: três geradores fotovoltaicos conectados ao alimentador com cargas modificadas	51
3.3.5	Caso 5: três geradores fotovoltaicos conectados ao alimentador com potência de geração modificada	51
3.3.6	Caso 6: três geradores fotovoltaicos conectados ao alimentador com potência de geração de 100kW e cargas modificadas	52
4	RESULTADOS	54
4.1	Cenário 1: efeito do aumento do número de geradores fotovoltaicos	55
4.1.1	Resultados obtidos no caso 1	55
4.1.2	Resultados obtidos no caso 2	58
4.1.3	Resultados obtidos no caso 3	61
4.1.4	Considerações finais cenário 1.....	64
4.2	Cenário 2: efeito da diminuição das cargas presentes no sistema de distribuição	64
4.2.1	Resultados obtidos no caso 4	65
4.2.2	Considerações finais cenário 2.....	68
4.3	Cenário 3: efeito do aumento da potência gerada pela GD	69
4.3.1	Resultados caso 5	69
4.3.2	Considerações finais cenário 3.....	72
4.4	Cenário 4: efeito da presença de diferentes cargas.....	73
4.4.1	Resultados caso 6.....	73
4.4.2	Considerações finais cenário 4.....	76
4.5	Considerações finais	77
5	CONCLUSÃO E TRABALHOS FUTUROS.....	79
	REFERÊNCIAS.....	81

1 INTRODUÇÃO

1.1 Apresentação e objeto da pesquisa

Do ponto de vista organizacional, para se atender a demanda de produção de energia elétrica requerida pelos consumidores, ao longo de quase toda a história do setor elétrico, tem se seguido a premissa que a geração deve ser centralizada. Essas unidades de GC comumente encontram-se a longas distâncias dos grandes centros de consumo, sendo necessária a interconexão de longas linhas de transmissão e distribuição para efetuar o atendimento.

O constante crescimento do setor populacional, somado ao desenvolvimento tecnológico contínuo exigem demandas cada vez maiores de energia. Com isso, a solução mais utilizada no decorrer do tempo foi à construção de novas unidades geradoras centralizadas de grande porte que sejam capazes de atender essa nova demanda. Esse método normalmente é economicamente custoso, pois, além das dificuldades de se financiar a construção de novas centrais de geração, tem-se a necessidade de criar novos sistemas de transmissão e distribuição que suportem a sua entrada na rede elétrica. Ainda, deve-se considerar o extenso tempo gasto nas suas elaborações e os impactos ambientais que normalmente elas causam.

Os problemas citados e ao advento de novas tecnologias, capazes de diminuir os custos da energia, trazem a tona questionamentos a respeito do modelo tradicional utilizado pelos sistemas de energia. Além disso, a notória necessidade da diversificação da matriz energética, como, por exemplo, no Brasil, em que 67,9% de sua energia tem origem das grandes centrais hidrelétricas, contribuem para a valorização do conceito de geração distribuída (MME, 2017).

No Brasil, a partir da Resolução Normativa ANEEL nº 482/2012, que entrou em vigor em 17 de abril de 2012 e foi revisado com a publicação da Resolução Normativa nº 687/2015, pode-se estabelecer as condições gerais para a micro e minigeração distribuída de fontes renováveis, permitindo ao consumidor brasileiro gerar sua própria energia. Com as novas políticas de incentivo a geração distribuída (GD) dentro do país, nos últimos anos, é possível notar um evidente crescimento e uma alta perspectiva da presença desse tipo de geração nas próximas décadas.

A GD fotovoltaica utiliza os sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica (SFCR) que são compostos essencialmente por um gerador de corrente contínua, um inversor de frequência e a rede local. Essa configuração causa impactos à qualidade de energia na rede em que se encontra conectada, em que são observados parâmetros como: distorção harmônica, baixa fator de potências e variações de tensão.

Portanto, a grande popularização dos sistemas fotovoltaicos distribuídos no Brasil, prevista nos próximos anos, faz-se necessário realizar um estudo da perturbação causado por essa grande penetração de SFCR na rede elétrica que, no caso deste trabalho, será limitando ao parâmetro qualitativo de distorção harmônica.

1.2 Justificativa e motivação do tema

A motivação do presente trabalho ancora-se na necessidade de discussão e estudos do modelo vigente de geração de energia no Brasil. A regulação criteriosa sobre a qualidade de energia, a expansão da GD fotovoltaica, e sua crescente penetração nos sistemas elétricos, demandam novos estudos a fim de alinhar a operação a esses novos cenários.

Tendo em vista a forte relação que a energia tem com o desenvolvimento urbano e econômico de uma nação, não convém ao país com aspirações ao desenvolvimento contínuo ficar refém do acaso. Assim, precisa-se ter bem definido o que irá se aguardar no novo cenário energético que esta sendo instalando em seu território.

1.3 Objetivo do trabalho

1.3.1 Objetivo geral

Este trabalho tem como objetivo principal caracterizar o nível de distorção harmônica na rede elétrica provocada pela grande penetração de GD fotovoltaica. Serão estudados os conceitos de Qualidade de Energia Elétrica relacionados à distorção harmônica, e a metodologia será baseada na modelagem e simulação computacional por meio do software MATLAB/SIMULINK do panorama citado e análise no contexto regulatório pertinente ao assunto.

1.3.2 Objetivos específicos

Durante o desenvolvimento do projeto, os objetivos específicos buscados neste trabalho são:

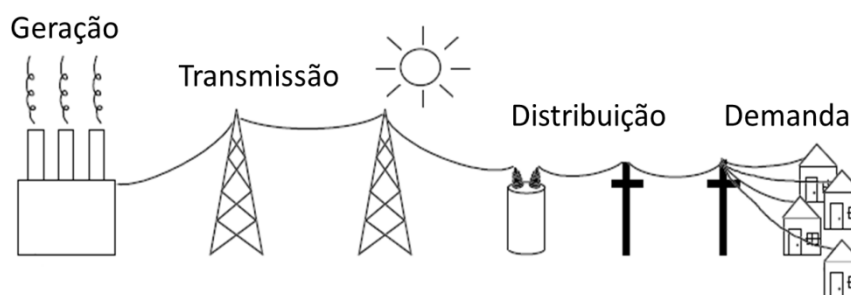
- Reunir informações sobre a GD fotovoltaica no Brasil, como a atual panorama, as regulações e leis vigentes que abordam o tema e os impactos dessa tecnologia nas questões de qualidade de energia.
- Estruturar uma modelagem computacional para simular a GD fotovoltaica, buscando inferir sobre a geração de harmônicos na rede elétrica, em um cenário de popularização deste tipo de geração.

2 IMPACTOS DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA FOTOVOLTAICA

2.1 Expansão da geração distribuída

Desde o seu descobrimento até os dias atuais, a energia elétrica é um recurso estratégico e indispensável para o desenvolvimento socioeconômico de diversos setores da sociedade. Com isso, é uma das formas mais versáteis e pertinentes de energia (ANEEL, 2001, ed. 1, p. 19). Assim, para melhor estruturação desse mercado, o setor elétrico tem em sua divisão clássica, quatro importantes seguimentos: geração, transmissão, distribuição e comercialização. O modelo clássico de um sistema elétrico pode ser conferido na Figura 1.

Figura 1 – Modelo clássico de um sistema elétrico



Fonte: HOFF et al, 1996.

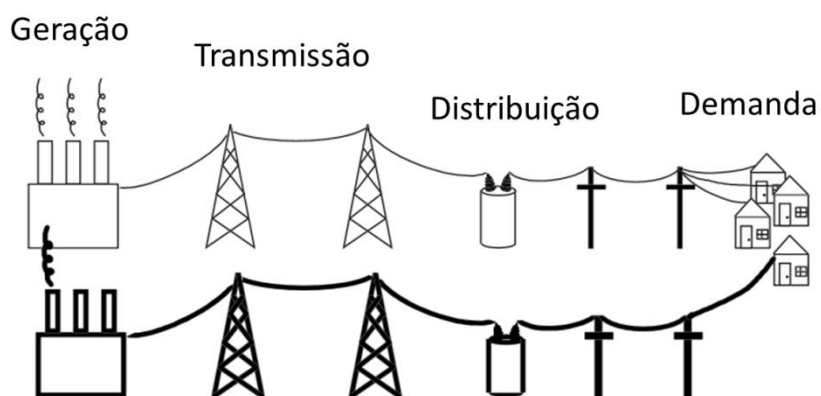
A geração pode ser definida como “[...] o segmento da indústria de eletricidade responsável por produzir energia elétrica e injetá-la nos sistemas de transporte (transmissão e distribuição) para que chegue aos consumidores” (ABRADEE, 2016). Como citado acima, o sistema de transmissão é o responsável por transportar em longas distâncias as grandes quantidades de eletricidade produzidas pelas usinas geradoras até às companhias distribuidoras localizadas junto aos centros consumidores (ABRADEE, 2016).

O outro sistema de transporte é a distribuição de energia elétrica, que é estabelecida como o segmento do setor elétrico que recebe as grandes quantidades de energia elétrica proveniente do sistema de transmissão e a distribui de forma pulverizada aos consumidores (ABRADEE, 2016). Finalmente, a comercialização é a exploração econômica dos serviços fornecidos pelo setor de energia elétrica para a chegada dessa energia até o seu consumidor final.

A atual matriz energética brasileira é composta por aproximadamente 61,59% hidráulica, 16,84% fóssil, 5,1% importada e 16,47% por outras fontes como: biomassa, eólica, nuclear, etc. (ANEEL, 2017a). Por essa grande concentração em geração hidráulica e fóssil, é possível afirmar que o padrão visto no país é o de uma GC de energia. Esse tipo de geração é considerado centralizado, pois a oferta de energia é formada por grandes unidades de geração, como por exemplo, hidrelétricas e termoeletricas, que se encontram distantes dos grandes centros consumidores, sendo necessárias linhas de transmissão e distribuição para a chegada da energia elétrica ao seu usuário (ZILLES et al, 2012, p. 49).

Com a constante necessidade do aumento da demanda da eletricidade gerada, a solução clássica para que ela não ultrapasse a capacidade limite do sistema está na construção de novas unidades de geração e expansão das linhas de transmissão e distribuição (ZILLES et al, 2012, p. 47), como pode ser observado na Figura 2. Entretanto, na busca pela minimização dos impactos econômicos e ambientais, a utilização de fontes alternativas renováveis de energia aparenta ser uma solução mais adequada ao problema. O grupo que abriga o termo “fontes alternativas renováveis” seriam fontes como as provindas do vento (eólica), sol (energia solar), mar, geotérmica (calor proveniente do centro da Terra), esgoto, lixo e dejetos de animais (ANEEL, 2008, ed. 3, p. 77).

Figura 2 – Resposta tradicional de um sistema elétrico a um aumento de demanda



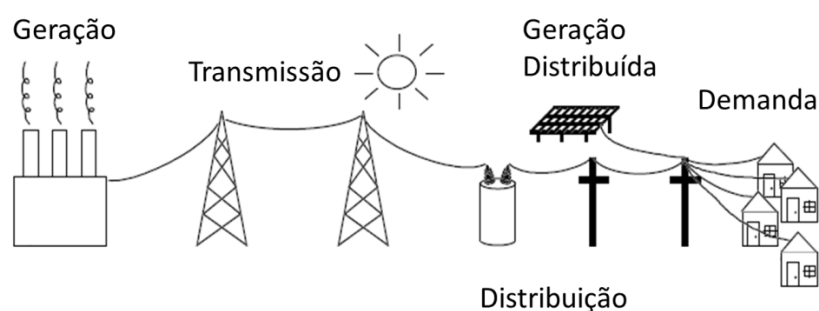
Fonte: HOFF et al, 1996.

Uma forma que vem se popularizando no setor energético para implantar a geração de energia por meio dessas fontes alternativas é a utilização do conceito da GD, uma forma de geração muito estimulada nos dias atuais.

2.2 Regulação, definição e conceitos da geração distribuída

Em contraste à GC, a geração distribuída é uma geração de pequeno porte localizada próxima aos centros de carga, conectadas ao sistema de distribuição de energia, como pode ser visto na figura a seguir (VILLALVA; GAZOLI, 2012, p. 30).

Figura 3 – Sistema de Geração Distribuída conectada a rede elétrica



Fonte: HOFF et al, 1996.

A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) definiu GD da seguinte forma:

A Geração Distribuída consiste num tipo de geração elétrica que se diferencia da realizada pela geração centralizada por ocorrer em locais em que não seria instalada uma usina geradora convencional, ou seja, mais próximo ao centro de carga, com a opção de interagir com a rede na forma de compra ou venda.

Com a entrada em vigor da Resolução Normativa ANEEL nº 482/2012, o consumidor pode gerar sua própria energia elétrica a partir de fontes renováveis ou cogeração qualificada e inclusive fornecer o excedente para a rede de distribuição de sua localidade. (ANEEL, 2017b).

No Brasil, a GD é instituído pela lei federal nº 10.848, de 15 de março de 2004

§8º No atendimento à obrigação [...] do mercado dos agentes, deverá ser considerada a energia elétrica:

I – [...];

II – proveniente de:

a) geração distribuída, observados os limites de contratação e de repasse às tarifas, baseados no valor de referência do mercado regulado e nas respectivas condições técnicas. (BRASIL, 2004b).

A definição técnica e a forma de contratação são definidas pelo decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004:

Art. 10. Todos os contratos de comercialização de energia elétrica deverão ser informados, registrados, homologados ou aprovados pela ANEEL, conforme o caso.

Art. 14. Para os fins deste Decreto, considera-se geração distribuída a produção de energia elétrica proveniente de empreendimentos de agentes concessionários, permissionários ou autorizados [...] conectados diretamente no sistema elétrico de distribuição do comprador, exceto aquela proveniente de empreendimento:

I – hidrelétrico com capacidade instalada superior a 30 MW;

II – termelétrico, inclusive de cogeração, com eficiência energética inferior a setenta e cinco por cento, conforme regulação da ANEEL, a ser estabelecida até dezembro de 2004.

Parágrafo único. Os empreendimentos termelétricos que utilizem biomassa ou resíduos de processo como combustível não estarão limitados ao percentual de eficiência energética prevista no inciso II do **caput**. (BRASIL, 2004a, grifo nosso).

Nos últimos anos a ANEEL tem realizado um trabalho de estimular a geração distribuída, justificando-a “[...] pelos potenciais benefícios que tal modalidade pode proporcionar ao sistema elétrico” (ANEEL, 2015a). Entre os benefícios, podemos destaca-la pela temática da sociedade, do meio ambiente e do setor elétrico (FILHO; AZEVEDO, 2013, v. 2, p. 131).

Entre algumas vantagens identificadas pelo lado da sociedade estão na qualidade e confiabilidade superiores do abastecimento, por meio de tecnologias de GD que não permite variações de frequência e tensão. Há também um aumento da confiabilidade do suprimento de energia aos consumidores próximos a geração, pois dispensam a utilização das redes de distribuição e de transmissão e assim não são expostos a suas possíveis falhas. E também o fato de se ter um menor custo de geração de energia para o consumidor que utiliza GD além de outras vantagens (FILHO; AZEVEDO, 2013, v. 2, p. 131).

As vantagens vistas pela ótica do meio ambiente estão na minimização de impactos ambientais devido à redução da necessidade de construção de grandes unidades geradoras e extensas linhas de transmissão, na diminuição da utilização de fontes não renováveis por

estimular o uso adequado de recursos renováveis nesse tipo de geração e na possibilidade de melhorar a eficiência energética (FILHO; AZEVEDO, 2013, v. 2, p. 131).

Finalmente, as vantagens contempladas pelo setor elétrico são a economia que a GD pode trazer pela sua capacidade de diminuir custos, postergando ou aliviando a necessidade de instalação de grandes usinas, além da diminuição das perdas técnicas por evitar o transporte de energia por extensas linhas de transmissão e distribuição. Além disso, a utilização da geração distribuída induz a diversificação da matriz energética, diminuindo a dependência de um só recurso energético ou tecnologia, agregando robustez à matriz energética nacional (ZILLES et al, 2012, p. 53-54).

Nota-se que esse estímulo é observado a partir de resoluções como a Resolução Normativa ANEEL nº 482/2012, que entrou em vigor em 17 de abril de 2012 e foi revisado com a publicação da Resolução Normativa nº 687/2015 (ANEEL, 2015a).

Primeiramente, a resolução normativa ANEEL nº 482/2012 define como objetivo “[...] estabelecer as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuídas aos sistemas de distribuição de energia elétrica e o sistema de compensação de energia elétrica” (ANEEL, 2012). Além disso, a Resolução Normativa nº 687/2015 instituiu importantes definições atualizadas vistas a seguir:

Art. 2º Para efeitos desta Resolução, ficam adotadas as seguintes definições:

I – Microgeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 75 kW e que utilize cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, ou fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras;

II – Minigeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 3 MW para fontes hídricas ou menor ou igual a 5 MW para cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, ou para as demais fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras;

III – Sistema de compensação de energia elétrica: sistema no qual a energia ativa injetada por unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída é

cedida, por meio de empréstimo gratuito, à distribuidora local e posteriormente compensada com o consumo de energia elétrica ativa;

VII – geração compartilhada: caracterizada pela reunião de consumidores, dentro da mesma área de concessão ou permissão, por meio de consórcio ou cooperativa, composta por pessoa física ou jurídica, que possua unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída em local diferente das unidades consumidoras nas quais a energia excedente será compensada (ANEEL, 2015b, grifo nosso);

Com isso, a partir dessa resolução, o consumidor brasileiro pode gerar sua própria energia elétrica provinda de fontes renováveis ou cogeração qualificada e, inclusive, fornecer o excedente para a rede de distribuição de sua localidade. Logo, o mercado de micro e mini geração distribuída passou a ter como meta buscar inovações que aliem consciência ambiental, auto sustentabilidade a economia financeira (ANEEL, 2015a).

As principais inovações vistas por essa atualização da resolução estão na permissão de uso de qualquer fonte renovável, além da cogeração qualificada, denominando-se microgeração distribuída ou minigeração distribuída definidas acima. Outra inovação da norma diz respeito à possibilidade de instalação de geração distribuída em condomínios (empreendimentos de múltiplas unidades consumidoras). Nessa configuração, a energia gerada pode ser repartida entre os condôminos em porcentagens definidas pelos próprios consumidores. (ANEEL, 2015a).

No que compete nas condições de adesão a essa geração, cabe ao consumidor à iniciativa de instalação de micro ou minigeração distribuída, em que a ANEEL não estabelece o custo dos geradores e as condições de financiamento. Com isso, é de responsabilidade do consumidor analisar a relação de custo benefício com base em diversas variáveis como: tipo da fonte de energia (painéis solares, turbinas eólicas, geradores a biomassa, etc), tecnologia dos equipamentos, porte da unidade consumidora e da central geradora, localização (rural ou urbana), e etc (ANEEL, 2015a).

2.3 Geração distribuída fotovoltaica

Com a Resolução nº482 da ANEEL, considerada um marco histórico no setor de energia alternativa no Brasil, o consumidor brasileiro passou a ter a possibilidade de gerar a sua própria energia elétrica, desde que sejam a partir de fontes renováveis. Definem-se fontes renováveis de energia como aquelas provenientes de recursos inesgotáveis ao ser comparado aos padrões de utilização da humanidade. Exemplos desses tipos de fontes são as energias solar, eólica, oceânica, geotérmica, biomassa, hidrelétrica e etc (VILLALVA; GAZOLI, 2012, p. 16).

No atual cenário da GD, é possível citar diversas tecnologias em desenvolvimento que tem como fonte primária as renováveis, como, por exemplo: aerogeradores, microturbinas de gás, células de combustível e sistemas fotovoltaicos (ZILLES et al, 2012, p.51). Entre as tecnologias tratadas, o sistema de GD que possui maior atenção ao redor do mundo é o solar fotovoltaico, um exemplo desse tipo de geração pode ser visto na Figura 4. Isso se deve por sua instalação ser adequada a qualquer local que possua farta incidência de luz. Com isso, devido as condições climáticas, grande parte do território brasileiro se mostra extremamente apropriado para esse tipo de geração de energia elétrica (VILLALVA; GAZOLI, 2012, p.31).

Figura 4 – Sistema fotovoltaico integrado a uma edificação residencial (SOLO del Real, Madri, Espanha)



Fonte: ZILLES et al, 2012.

2.3.1 Introdução aos sistemas fotovoltaicos conectados à rede (SFCR)

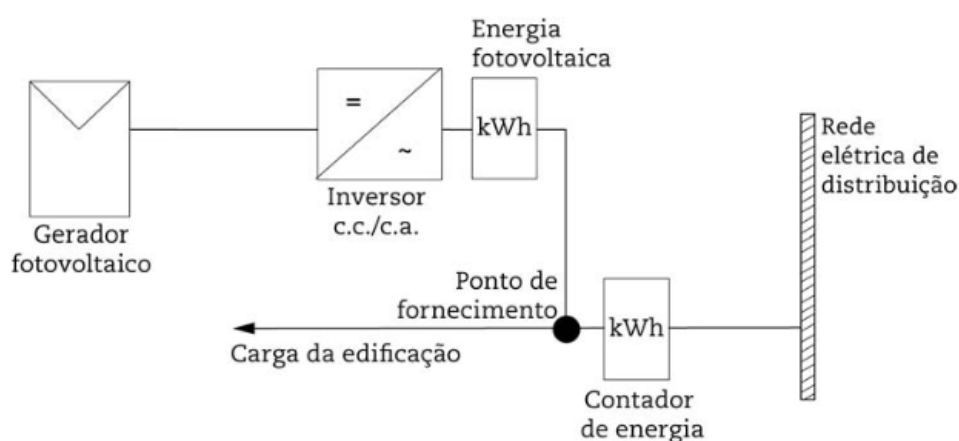
Um das formas de geração fotovoltaica mais comum nos micro e minissistemas descentralizados de GD é o SFCR. O seu objetivo é suprir parcialmente ou totalmente a demanda de energia elétrica do consumo local, podendo até gerar excedentes de energia, além de provocar baixo impacto ambiental (VILLALVA; GAZOLI, 2012, p. 149-151).

Essa tecnologia é uma opção tecnicamente interessante na GD, permitindo a instalação de sistemas de pequeno porte com possibilidade de expansão de acordo com a necessidade. Além disso, ao compará-la com outras tecnologias, ela é considerada de instalação simples e rápida, não carecendo de pessoal técnico especializado para sua realização. Com isso, observa-se uma relevante diminuição dos custos de capital reunido para o seu empreendimento, o que beneficia ainda mais na sua popularização (ZILLES et al, 2012, p. 57-59).

2.3.2 Componentes de um sistema fotovoltaico conectado à rede

O SFCR opera em paralelo com a rede de eletricidade e, em sua configuração básica, é considerado um conjunto formado pelo gerador fotovoltaico, o inversor e a rede elétrica local, como pode ser visto na Figura 5. A seguir, serão expostos, de maneira sucinta, os aspectos funcionais mais relevantes desses elementos (ZILLES et al, 2012, p. 73).

Figura 5 – Diagrama esquemático de uma sugestão para a conexão de um sistema fotovoltaico à rede



Fonte: ZILLES et al, 2012.

Gerador Fotovoltaico:

O módulo fotovoltaico é o responsável por transformar a radiação solar em energia elétrica contínua. Essa transformação ocorre por meio de células fotovoltaicas, que são compostas de materiais semicondutores, que ao ser expostas a luz solar, produzem corrente contínua. O conjunto de células fotovoltaicas forma o módulo fotovoltaico (gerador fotovoltaico) e podem ser conectadas em série ou em paralelo para produzirem as tensões e correntes desejadas (LOPEZ, 2012, p. 90 e p. 105).

O gerador fotovoltaico é um sistema caracterizado pelo o seu valor de potência nominal na denominadas condições padrão de medida (STC – *standard test conditions*) e por um conjunto de fenômenos de segunda ordem relacionados com suas condições de operação, sendo eles: temperatura das células, espectro e ângulo de incidência da luz solar distintos da STC, massa de ar e sujeira nos módulos (ZILLES et al, 2012, p.74).

Inversor CC-CA:

Esse dispositivo pode ser considerado o elemento principal do SFCR. Sua função é converter em corrente alternada a energia elétrica produzida em corrente contínua pelo gerador fotovoltaico e injetá-la diretamente na rede elétrica, sincronizada com a frequência e tensão de operação no ponto de conexão do inversor com a rede elétrica (ZILLES et al, 2012, p. 78).

Normalmente, os inversores empregados em sistemas de microgeração e minigeração são monofásicos, com potências nominais de até 5 kW (VILLALVA; GAZOLI, 2012, p. 159). Entre suas principais características técnicas estão as que são definidas por parâmetros elétricos como: potência nominal, fator de potência, distorção harmônica da corrente de saída, eficiência máxima, faixa de tensão de saída e etc (ZILLES et al, 2012, p. 78-79).

Outros:

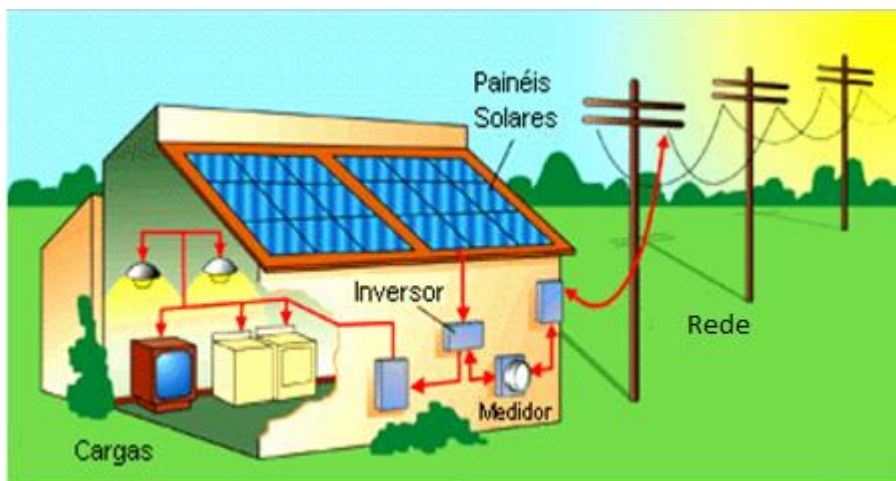
Além dos dois elementos principais citados anteriormente, outros também apresentam sua importância e devem ser considerados no momento de empreender uma SFCR, que são eles:

- Quadros de proteção: disjuntores, fusíveis e outras proteções;
- Contadores ou medidores de energia: medem a energia produzida ou consumida;
- Transformadores;

- Rede elétrica: meio físico pelo qual a energia elétrica flui (ZILLES et al, 2012, p. 116-117).

Na Figura 6 a seguir será apresentado um esquema da configuração mais simples de um sistema fotovoltaico conectado à rede.

Figura 6 – Diagrama esquemático que apresenta os principais componentes de uma SFCR

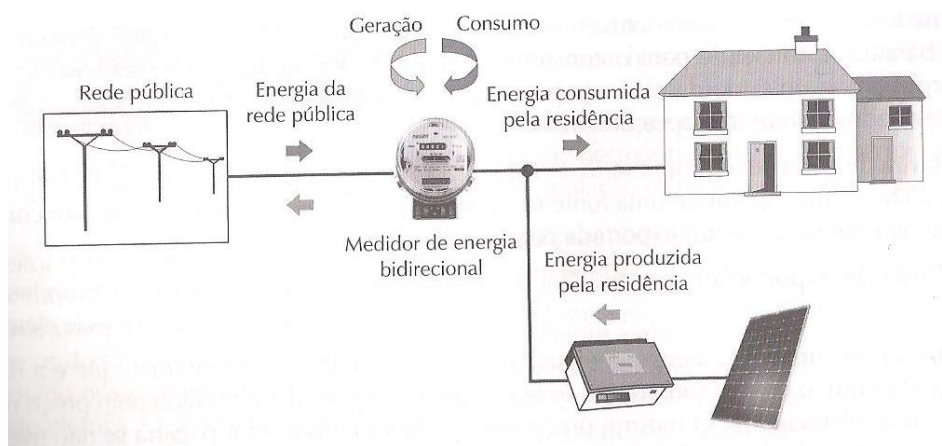


Fonte: RODRÍGUEZ, 2002.

2.3.3 Sistema de tarifação de Compensação de Energia Elétrica (*net metering*)

Usando esses elementos como base, existem diversas possibilidades de configurações para que efetivamente ocorra a conexão de uma instalação fotovoltaica em uma rede elétrica. Uma das possibilidades mais comuns no fornecimento de energia à rede elétrica pelo SFCRs é por meio de um medidor que registra o fluxo de potência em ambos os sentidos (*net metering*), que pode ser observado na Figura 7. (ZILLES et al, 2012, p. 117).

Figura 7 – Sistema de tarifação de compensação de energia elétrica com um medidor bidirecional



Fonte: VILLALVA; GAZOLI, 2012.

A tarifação por compensação de energia elétrica ou medida de energia líquida, é um sistema adotado em locais que já empregam sistemas fotovoltaicos residências conectadas à rede elétrica. No caso, pode-se enxergar esse sistema como aquele que emprega um medidor que gira para dois lados, em que, se estiver consumindo energia, o medidor registra esse consumo e, se estiver exportando energia, o medidor gira no sentido contrario e diminui o valor do consumo registrado. No final, o consumidor só paga a diferença entre o que consumiu e o que gerou (VILLALVA; GAZOLI, 2012, p. 155).

Esse sistema é o modelo implementado no Brasil por viabilizar a microgeração fotovoltaica residencial, afinal, possui-se uma maior geração nos horários com presença de sol. Por exemplo, os horários da manhã. Além do mais, nos horários diurnos normalmente o consumo residencial é menor ao se comparar com os horários noturnos. Em alguns países, caso o sistema fotovoltaico gere mais energia do que consome, o proprietário pode receber um pagamento pela energia excedente da concessionária pelo mesmo preço que ela pagaria se estivesse pagando de outra fonte (VILLALVA; GAZOLI, 2012, p. 156). No Brasil, esse excedente é utilizado como crédito para situações futuras em que o consumidor consuma mais do que gere energia, fazendo com que a rede atue como uma espécie de bateria (ANEEL, 2015a).

2.3.4 Barreiras enfrentadas na GD fotovoltaica

A real disseminação do sistema de GD fotovoltaica é dependente em grande parte da capacidade dos consumidores em adquirir, instalar e interconectar seu sistema à sua rede elétrica de distribuição local. Alguns obstáculos significativos que se destacam são:

- Custo da energia gerada por esses sistemas;
- A aleatoriedade intrínseca da geração fotovoltaica;
- A falta da elaboração de um conjunto de normas técnicas e de uma regulamentação específica a essa atividade;

Entre as barreiras citadas, com certeza a maior entre elas é o alto custo de produção de energia utilizando o sistema fotovoltaico, ainda grande se comparado aos custos de geração de outras tecnologias (ZILLES et al, 2012, p. 60). Uma das grandes causas, no contexto nacional, são as altas taxas e encargos pagos por essa tecnologia, em que quanto maior o percentual da energia exportada à rede, maior será a sua tributação, o que impacta negativamente na paridade tarifária (EPE, 2014, p. 25). Além disso, no Brasil, não se adota uma política de compra de excedentes da energia fotovoltaica, e sim um sistema de crédito que seria utilizado em momentos em que o consumo da rede pública fosse maior que o consumo produzido pelo SFCR, crédito esse que possui um prazo de 60 meses para uso (ANEEL, 2015a).

Outro empecilho se encontra na parte técnica dos sistemas distribuídos fotovoltaicos, pois eles possuem dependências da intensidade e da frequência da radiação solar no plano dos seus módulos fotovoltaicos, dificultando a previsão da geração, o que exigirá o desenvolvimento de mecanismos complexos para o planejamento energético (ZILLES et al, 2012, p. 60).

Finalmente, a elaboração de um conjunto de normas técnicas e de uma regulamentação específica a essa atividade, são determinantes para a disseminação dessa tecnologia. No Brasil, como já foi visto, foram tomados importantes passos nessa questão, por meio de resoluções como a Resolução Normativa ANEEL nº 482/2012 e Resolução Normativa ANEEL nº 482/2012 e Resolução Normativa nº 687/2015.

2.4 Impactos na Qualidade de Energia

A ligação de um sistema fotovoltaico diretamente conectado a rede elétrica de distribuição causa alguns impactos na qualidade da energia da rede da concessionária. Com isso, os inversores utilizados na interconexão da instalação à rede devem incorporar circuitos e dispositivos muito precisos para que assim garantam a qualidade da energia entregue.

Os principais parâmetros de análise dessa qualidade de energia que os sistemas fotovoltaicos possuem impacto são: fator de potência, variações de tensões e distorção harmônica da linha.

2.4.1 Fator de potência

Uma das descrições de qualidade da energia é o fator de potência, e sua variação o torna o importante para descrever essa qualidade. Dependendo do casamento entre demanda da edificação e geração do SFCR, há uma variação significativa do fator de potência na entrada da carga, que pode ser muito alto ou muito baixo.

A instalação de geradores fotovoltaicos em sistemas domiciliares causa uma diminuição da demanda de potência ativa da rede elétrica, enquanto que a demanda por potência reativa permanece a mesma. Caso não exista uma regulamentação específica para o uso do SFCR, é possível que isso leve a concessionária aplicar uma penalização errônea ao proprietário, por interpretar que ele possui baixo fator de potência. O que ocorre é que toda a potência ativa consumida pela carga foi fornecida pelo sistema fotovoltaico havendo uma redução do fator de potência, que será interpretado como um excedente de reativos levando a uma cobrança desses “excedentes” (ZILLES et al, 2012, p. 157).

De acordo com as considerações contidas na normativa IEEE-929, é estabelecido um fator de potência de operação superior a 0,85 (indutivo ou capacitivo) para a unidade de condicionamento de potência, ou inversor, sempre que sua saída exceda 10% da potência nominal. Inversores modernos, específicos para a conexão à rede elétrica, trabalham com fator de potência próximo ao unitário quando estão em condições nominais de operação (ZILLES et al, 2012, p. 156).

2.4.2 Variações de tensão

Em uma SFCR, normalmente possui um descasamento entre a geração e a demanda da carga em que ela alimenta. Isso se deve, pois a produção do sistema fotovoltaico se caracteriza por picos de geração durante o período diurno, enquanto que em uma residência, por exemplo, sua demanda é caracterizada por picos durante o início da manhã e à noite, com uma carga leve durante o resto do dia. Assim, se muitos sistemas fotovoltaicos são conectados ao sistema de distribuição, pode levar ao crescimento da tensão em um dado alimentador e ultrapassar o limite superior permitido (ZILLES et al, 2012, p. 160).

2.4.3 Distorção harmônica

A qualidade da energia fornecida pelos geradores fotovoltaicos também é determinada por meio da distorção harmônica total (DHT ou THD, *Total Harmonic Distortion*). Além de reduzirem a eficiência do inversor; a corrente distorcida produz interferências eletromagnéticas e distúrbios na operação de outros equipamentos ligados à rede. Inversores de baixa qualidade e baixo custo são os mais propícios a produzirem correntes de saída distorcidas, o que não é permitido pelas normas gerais e, portanto, devem ser rejeitados pelo consumidor (VILLALVA; GAZOLI, 2012, p. 177).

Segundo a norma IEEE-519 (IEEE, 1992), a DHT de uma SFCR de baixa tensão em paralelo com a rede elétrica, deve ser inferior a 5% para que se configure uma rede elétrica de boa qualidade (ZILLES et al, 2012, p. 155). Além da recomendação geral citada anteriormente, “[...] a normas IEEE 1574 e IEC 61727 ainda preveem limites máximos para diversas faixas de frequência harmônica” que serão mostradas na tabela a seguir (VILLALVA; GAZOLI, 2012, p. 177):

Tabela 1 – Limites de conteúdo harmônico da corrente (% da corrente fundamental)

Harmônicas	Limite
DHT (distorção harmônica total)	5%
3 ^a e 9 ^a	4%
11 ^a e 15 ^a	2%
17 ^a e 21 ^a	1,5%
23 ^a e 33 ^a	0,6%
Acima da 33 ^a	0,3%
Harmônicas pares	25% dos valores acima

Fonte: VILLALVA; GAZOLI, 2012.

2.5 Considerações gerais

A partir de novas normas e políticas adotadas pelo governo federal brasileiro, envolvendo a micro e minigeração distribuída a partir de fontes renováveis, é evidente a popularização dessa tecnologia, com ela atingindo altíssimos valores nos últimos anos. Para mensurar esse crescimento do número de conexões, segundo dados da ANEEL, em setembro de 2015 o país registrava 1.148 ligações, já em agosto de 2016 eram 5.040 conexões (ANEEL, 2016). Finalmente, em maio de 2017 foram registradas 10.385 micro e mini usinas, em que dentre elas 10.280 (98,9%) são de fonte solar (crescimento de 904,61% se comparado com os dados registrados em 2015) (PORTAL BRASIL, 2017).

Muito disso se deve ao Ministério de Minas e Energia (MME) ter lançado em 2015 o Programa de Desenvolvimento da Geração Distribuída de Energia Elétrica (ProGD), buscando ampliar e aprofundar a geração distribuída dentro do país, por meio de ações de estímulo a GD provinda de fontes renováveis de energia, em especial a solar fotovoltaica. O programa prevê que até 2030, 2,7 milhões de unidades consumidoras poderão ter energia gerada por elas mesmas, entre elas residências, comércios, indústrias e setor agrícola (MME, 2015).

Com essa grande perspectiva de crescimento de geração distribuída dentro do país, sendo a principal delas a provinda de fontes solares, se realiza o questionamento de qual será o impacto desse crescimento na rede elétrica, principalmente envolvendo as questões qualitativas de energia.

Observa-se que os inversores de frequência presentes na SFCR são responsáveis por injetar na rede elétrica correntes com distorção harmônica, sendo considerada uma SFCR de boa qualidade aquela que injeta correntes com menos de 5% de DHT. Contudo, torna-se necessário prever o impacto da injeção dessa distorção harmônica em alta escala dentro de uma rede elétrica, para assim, examinar possíveis ações que a concessionária deva tomar para a situação simulada e discutir possíveis atualizações de normas e políticas adotadas pelo governo brasileiro, podendo atingir uma regularização mais eficiente.

3 ESTUDO DA DISTORÇÃO HARMÔNICA

3.1 Distorção harmônica em redes de distribuição

A distorção harmônica é definida como componentes senoidais de uma onda periódica que possuem uma frequência que é múltipla inteira da frequência de referência, também chamada de frequência fundamental. Por exemplo, uma componente, cuja frequência é o dobro da frequência fundamental, é chamada de 2ª harmônica (IEEE Std 519-1992, 1993, p. 11). No sistema elétrico brasileiro, a frequência fundamental é a frequência padrão de 60 Hz, logo tem como 2º harmônico uma onda senoidal de 120 Hz, 3º harmônico uma onda senoidal de 180 Hz e assim por diante. Os harmônicos são uma forma matemática de analisar a distorção de uma forma de onda.

Nas redes de distribuição, definem-se distorções harmônicas como fenômenos associado à deformação das formas de onda das tensões e correntes em relação à onda senoidal da frequência fundamental. As distorções harmônicas da tensão são, em geral, descritas pelas equações (1) e (2) que fornecem, respectivamente, os níveis totais e individuais para esta grandeza. (ANEEL, 2017c, p. 14-15).

$$DHTv\% = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{hmax} V_h^2}}{V_1} \times 100 \quad (1)$$

$$DITv_h\% = \frac{V_h}{V_1} \times 100 \quad (2)$$

Onde:

DHTv% – Distorção harmônica total da tensão;

DITv_h% – Distorção harmônica individual da tensão de ordem h;

V_h – Valor eficaz da tensão de ordem h;

V₁ – Valor eficaz da tensão fundamental;

h – Ordem da componente harmônica.

A ANEEL estabelece somente os valores limites para as distorções harmônicas individuais e totais da tensão, não estabelecendo os valores para a corrente. Porém, as equações que definem as distorções harmônicas individuais e totais da corrente seguem a mesma formulação a da tensão, e podem ser descritas pelas equações (3) e (4) a seguir.

$$DHTi\% = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{hmax} I_h^2}}{I_1} \times 100 \quad (3)$$

$$DITv_h\% = \frac{I_h}{I_1} \times 100 \quad (4)$$

Onde:

DHTi% – Distorção harmônica total da corrente;

DIT_h% – Distorção harmônica individual da corrente de ordem h;

I_h – Valor eficaz da corrente de ordem h;

I₁ – Valor eficaz da corrente fundamental;

h – Ordem da componente harmônica.

Uma onda de tensão ou corrente puramente senoidal, livre de distorções, possui DHT de 0%. Já para casos de ondas muito distorcidas o DHT pode chegar a 100%. As distorções harmônicas podem ser associadas a perdas, logo sua presença causa um efeito no sistema elétrico e em seus equipamentos. A tolerância de harmônicos está relacionada à suscetibilidade da carga à influência deles (IEEE Std 519-1992, 1993, p. 36).

Carga menos suscetível a essas distorções é aquela em que a sua função principal está no aquecimento, como no caso de chuveiros elétricos ou fornos. Nestes casos, normalmente a energia harmônica é utilizada no processo, o que permite esse tipo de carga ser mais tolerável a sua presença. O tipo mais suscetível a harmônicos são aquelas que seus projetos assumem a forma de onda da alimentação praticamente senoidal, como no caso dos equipamentos de comunicação ou processamento de dados. Um meio termo entre as duas extremidades de suscetibilidade são as máquinas rotativas, os motores, por exemplo, são considerados relativamente toleráveis à presença de harmônicos (IEEE Std 519-1992, 1993, p. 36).

Entretanto, as distorções harmônicas ainda são prejudiciais em equipamentos considerados resistentes a sua presença, nos fornos, por exemplo, ela provoca o envelhecimento prematuro do seu isolante elétrico (IEEE Std 519-1992, 1993, p. 36). Com isso, as normas relacionadas ao tema determinam limites de distorção harmônica em um sistema de distribuição. Internacionalmente, um dos principais guias vigentes é o do IEEE Std 519-1992. Este guia

determina os valores máximos de distorção harmônica individual de tensão e os valores de distorção harmônica total presentes em uma barra, que podem ser observados na Tabela 2.

Tabela 2 – Limites de distorção de tensão (em % da tensão fundamental)

Faixa de Tensão	Distorção harmônica individual da tensão (DITv)	Distorção harmônica total da tensão (DHTv)
$V \leq 69\text{kV}$	3,0%	5,0%
$69\text{kV} \leq V \leq 161\text{kV}$	1,5%	2,5%
$V \geq 161\text{kV}$	1,0%	1,5%

Fonte – IEEE Std 519-1992, 1993

Nacionalmente, a ANEEL possui os Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica – PRODIST que apresentam seus próprios limites harmônicos para o sistema elétrico, como é visto na tabela 3 a seguir:

Tabela 3 – Limites das distorções harmônicas totais (em % da tensão fundamental)

Indicador	Tensão Nominal		
	$V_n \leq 1,0\text{ kV}$	$1,0\text{ kV} < V_n < 69\text{kV}$	$69\text{ kV} \leq V_n < 230\text{kV}$
DHTv95%	10%	8,0%	5,0%
DHTvp95%	2,5%	2,0%	1,0%
DHTvi95%	7,5%	6,0%	4,0%
DHTv395%	6,5%	5,0%	3,0%

Fonte – PRODIST Módulo 8, 2017

Onde:

DHTv95% – Valor do indicador distorção harmônica total da tensão que foi superado em apenas 5 % das 1008 leituras válidas;

DHTvp95% – Distorção harmônica total da tensão para as componentes pares não múltiplas de 3 que foi superado em apenas 5 % das 1008 leituras válidas;

DHTvi95% – Distorção harmônica total da tensão para as componentes ímpares não múltiplas de 3 que foi superado em apenas 5 % das 1008 leituras válidas;

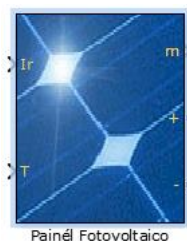
DHTv395% – Distorção harmônica total da tensão para as componentes múltiplas de 3 que foi superado em apenas 5 % das 1008 leituras válidas;

Portanto, apesar dos impactos negativos que os efeitos da distorção harmônica possam causar no sistema de distribuição, os limites impostos pelas normas nacionais ou internacionais demonstram a capacidade de conviver-se com sua presença, desde que devidamente controlados.

3.2 Modelagem e simulações da GD fotovoltaica

Para a modelagem e simulação da GD fotovoltaica escolheu-se a utilização do software MATLAB/SIMULINK. Dentro dele já existem diversos modelos prontos de painéis fotovoltaicos para serem utilizados, modelos esses que se encontram em forma de bloco, como mostra a Figura 8.

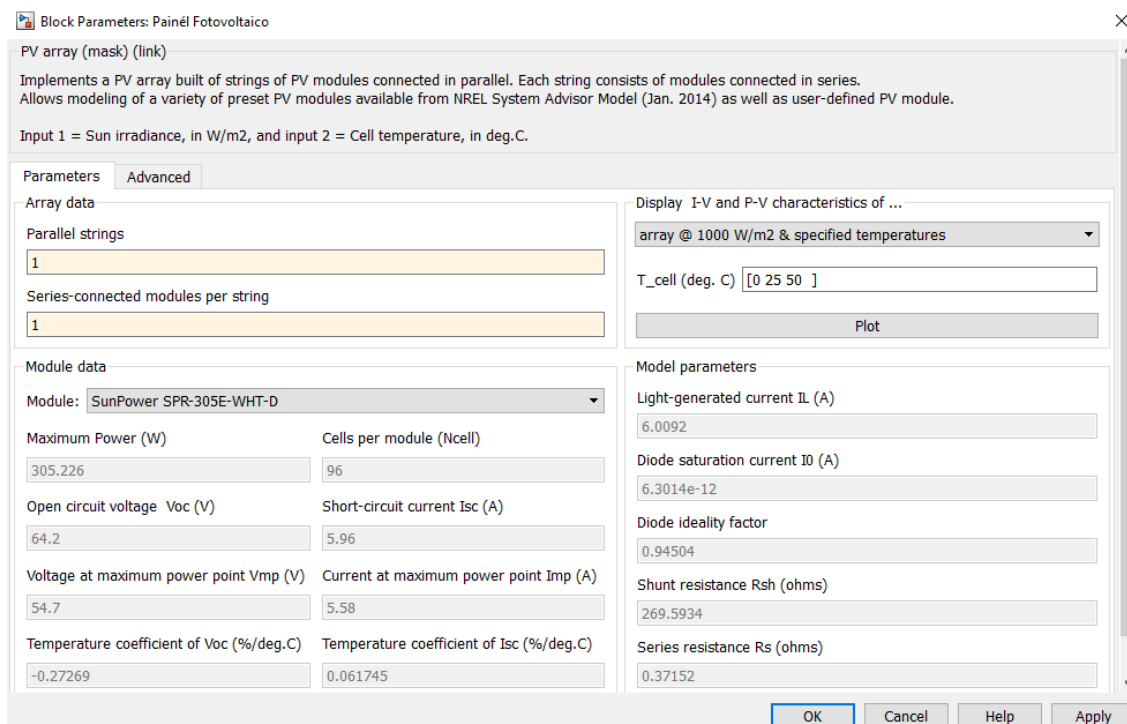
Figura 8 – Bloco do painel fotovoltaico presente no MATLAB/SIMULINK



Fonte: MATLAB/SIMULINK modificado.

Pode-se observar que o bloco possui duas entradas “Ir” e “T”, que nada mais é que os parâmetros de irradiação solar (W/m^2) e temperatura ($^{\circ}C$), respectivamente. Além disso, nota-se a existência de três saídas, sendo o “+” e “-“ a saída para a alimentação do circuito que o utiliza como fonte geradora de energia, e o “m” representa todos os parâmetros que o bloco permite monitorar, como: corrente e tensão de saída do painel, irradiação e temperatura de entrada e corrente no diodo. Por fim, ele possui uma interface que permite determinar as suas características, como mostra a Figura 9.

Figura 9 – Interface do bloco do painel fotovoltaico presente no MATLAB/SIMULINK



Fonte: MATLAB/SIMULINK modificado.

Esta interface permite definir o número de painéis que se encontram em série e em paralelo, podendo assim mudar a potência máxima fornecida por ele. Também, permite-se escolher dentre uma série de modelos de painéis fotovoltaicos previamente cadastrados, em que cada um possui seus próprios parâmetros, como potência máxima e tensão de circuito aberto. No caso mostrado da figura 9, o modelo selecionado é o “SunPower SPR-305E-WHT-D”.

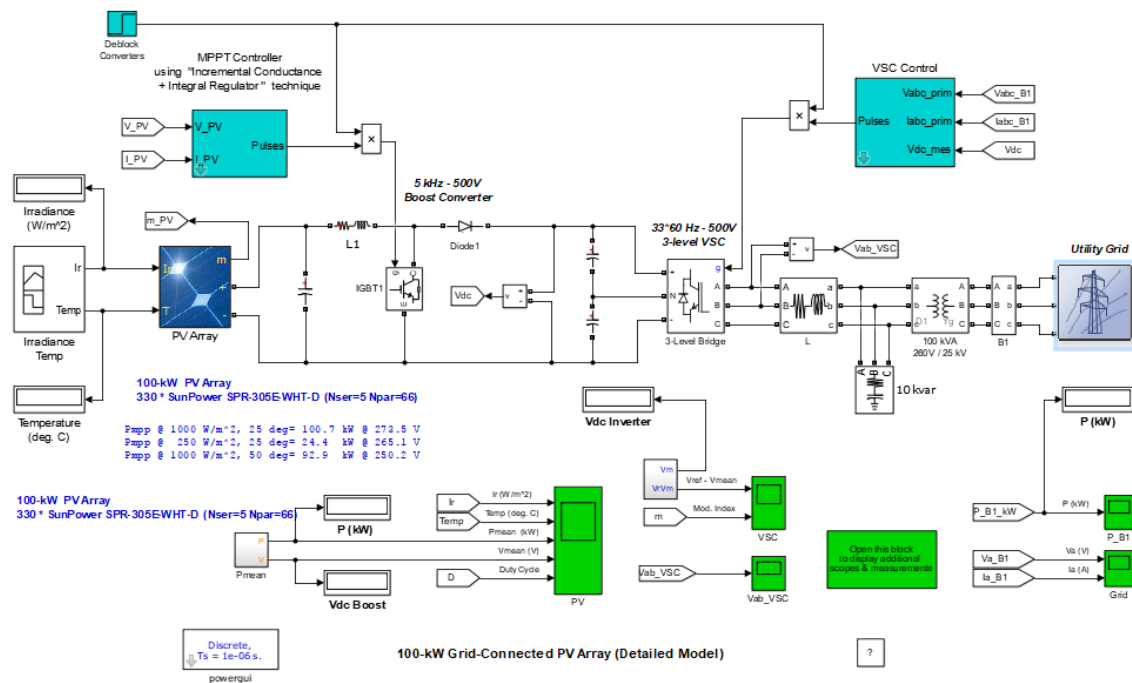
Devido à praticidade do uso desse bloco de painel fotovoltaico, o próprio MATLAB/SIMULINK possui dentro de si uma série de exemplos de aplicação que os utilizam. Destacam-se os que possuem conversores CC-CC e conversores CC-CA, sendo eles um bom ponto de partida para a criação de simulações que tenham como base a geração distribuída fotovoltaica.

3.2.1 Exemplo de Modelo Fotovoltaico de 100kW Conectado à Rede

Para a confecção da simulação presente neste trabalho, utilizou-se como objeto de estudo e análise o exemplo do MATLAB/SIMULINK conhecido como: “*power_PVarray_grid_det*”. Este exemplo é um modelo detalhado de geração fotovoltaica trifásica com uma produção de 100kW de potência por meio de um conversor CC-CC *boost* de 500V conectado a uma rede

de média tensão trifásica de 25kV. Na Figura 10, pode-se observar o modelo citado (MATHWORK, 2017).

Figura 10 – Exemplo de geração fotovoltaica presente no MATLAB/SIMULINK de 100kW conectado à rede

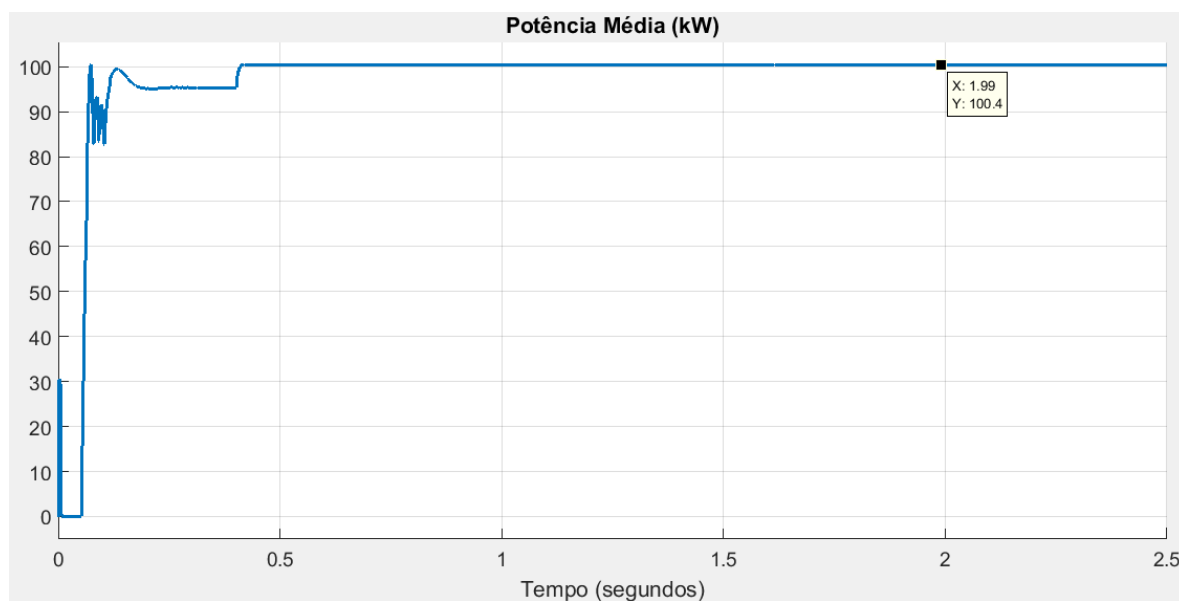


Fonte: MATHWORK, 2017.

O modelo de painel fotovoltaico utilizado no exemplo é o “SunPower SPR-305E-WHT-D”, e ele possui 66 seções em paralelo, em que cada seção possui 5 células fotovoltaicos em série, formando assim, um módulo fotovoltaico com 330 células. Essa configuração permite alcançar uma potência máxima de aproximadamente 100 kW ($305,226\text{W} \times 66 \times 5 = 100,724\text{kW}$).

Para atingir essa potência máxima, o modelo utiliza um algoritmo de rastreamento do máximo ponto de potência (MPPT) no conversor *boost* que se encontra na saída do bloco fotovoltaico. O algoritmo MPPT implementado no exemplo, usa uma técnica padrão conhecida como “perturba e observa”. Contudo, esse panorama apresentado só é válido em condições específicas de irradiação solar e temperatura ambiente, sendo elas iguais a $1000\text{W}/\text{m}^2$ e 25°C respectivamente. Na Figura 11, é possível ver a potência de saída sendo controlada até atingir o seu ponto de máxima potência.

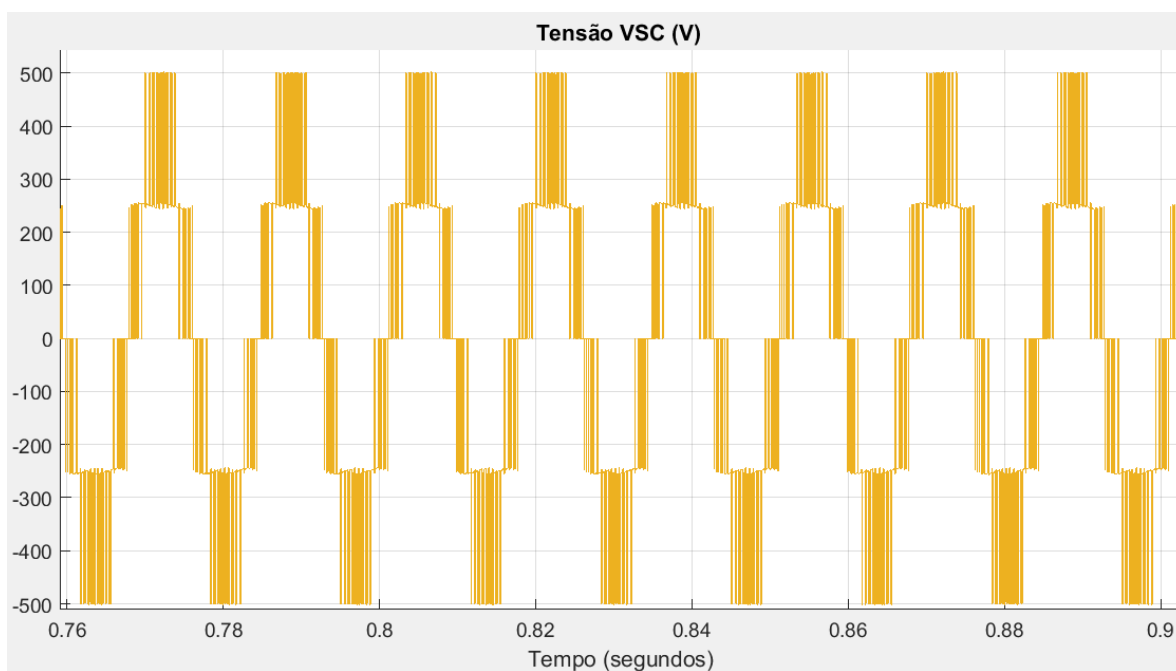
Figura 11 – Potência média de saída do modulo fotovoltaico ao longo do tempo da simulação exemplo do MATLAB/SIMULINK



Fonte: Produção do próprio autor.

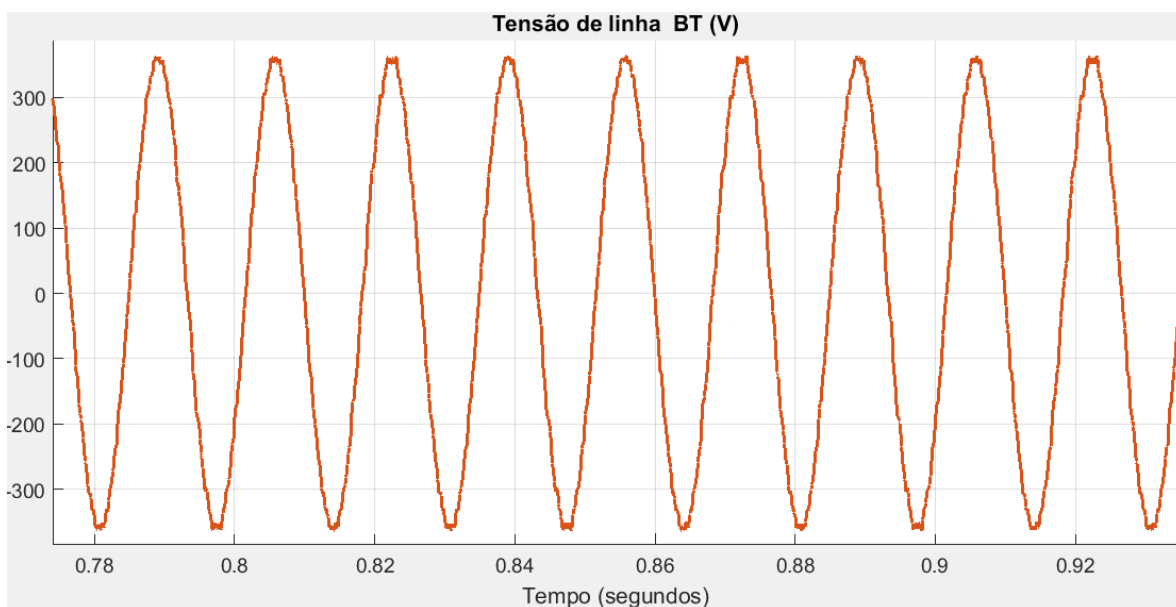
Para a conversão CC-CA, usa-se uma ponte trifásica de três níveis com controle VSC (*Voltage Source Converter*). Na saída desse conversor é possível observar um filtro LC com a função de tratar da distorção harmônica produzida por ele, permitindo assim, produzir uma onda senoidal com baixa distorções harmônicas. Na Figura 12 é possível ver a forma de onda da tensão de linha na saída do conversor CC-CA e na Figura 13 é possível ver a forma de onda da tensão de linha após o filtro LC, ao compara-las, é facilmente perceptível o tratamento da distorção harmônica por meio do filtro projetado.

Figura 12 – Forma de onda aproximada da tensão de linha ao longo do tempo na saída do conversor CC-CA da simulação exemplo do MATLAB/SIMULINK



Fonte: Produção do próprio autor.

Figura 13 – Forma de onda aproximada da tensão de linha ao longo do tempo após a passagem pelo filtro LC da simulação exemplo do MATLAB/SIMULINK

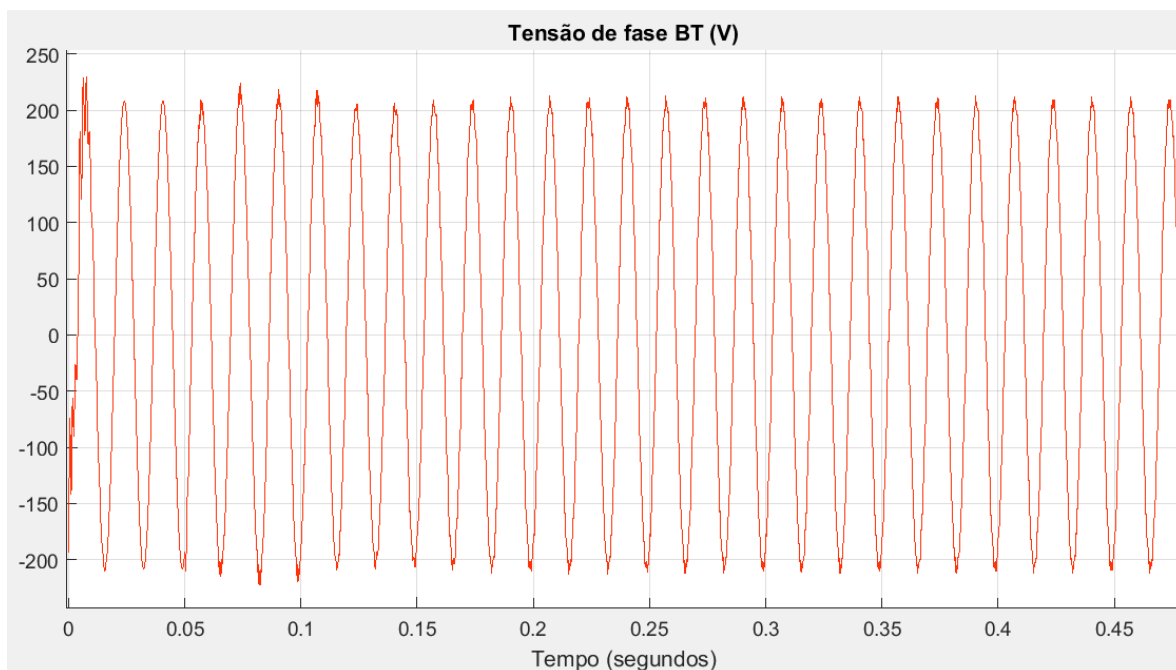


Fonte: Produção do próprio autor.

Após o filtro LC, é possível observar um transformador ligado em Delta-Y responsável por elevar o nível de tensão de linha eficaz de 260V (BT) em tensão de linha eficaz de 25kV

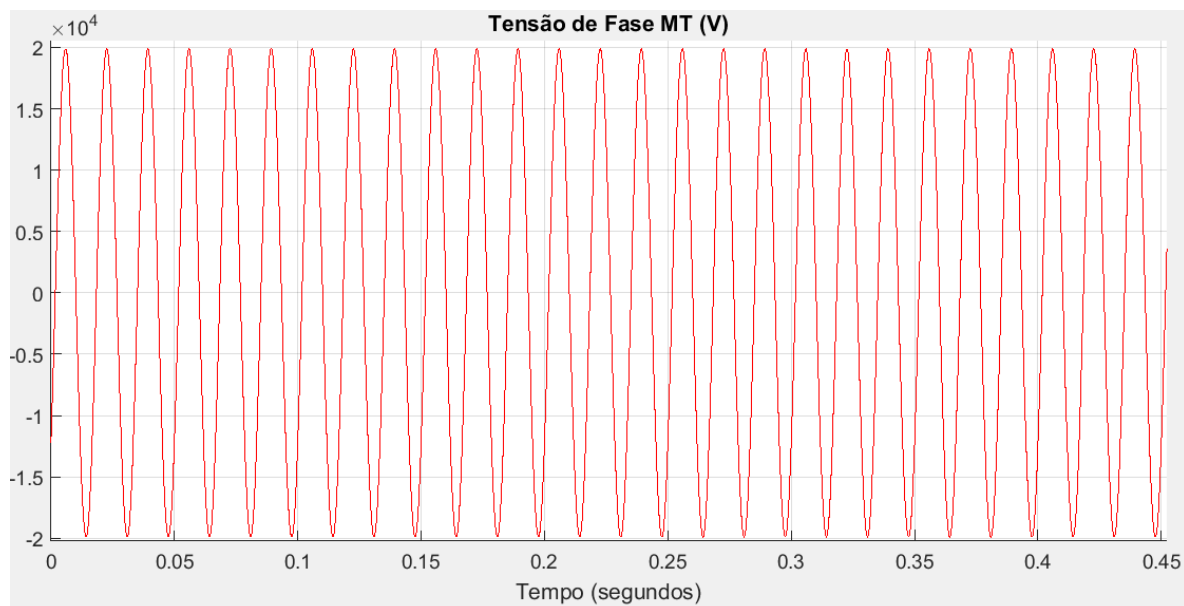
(MT). Nas figuras 14 e 15, a seguir, é possível observar tensão de fase na BT e a tensão de fase na MT.

Figura 14 – Forma de onda ampliada da tensão de fase do lado BT da simulação exemplo do MATLAB/SIMULINK



Fonte: Produção do próprio autor.

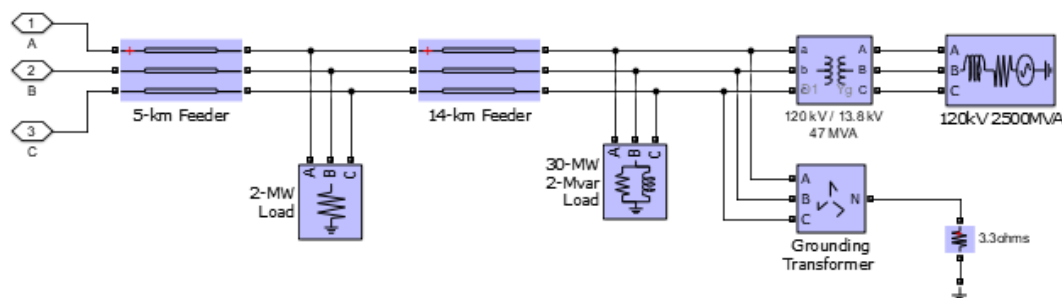
Figura 15 - Forma de onda ampliada da tensão de fase do lado MT da simulação exemplo do MATLAB/SIMULINK



Fonte: Produção do próprio autor.

Finalmente, percebe-se que na simulação exemplo a geração fotovoltaica está conectada ao chamado “*Utility Grid*”, que é uma rede de distribuição, como pode ser visto na Figura 16.

Figura 16 – Rede de distribuição presente na simulação exemplo do MATLAB/SIMULINK



Fonte: Produção do próprio autor.

Essa rede possui uma carga de 2MW e uma carga de 30MW e 2Mvar, além de um gerador de 120kV para simular a GC. Percebe-se que este gerador possui em sua saída um transformador abaixador de 120kV para 25kV, permitindo que as tensões na rede de distribuição estejam iguais.

3.2.2 Simulação do Módulo Fotovoltaico

Para a criação da simulação da GD fotovoltaica, além do exemplo explicitado no capítulo anterior, também se teve como referência o padrão técnico 03.14.011 “Conexão de Micro e Minigeradores ao Sistema de Distribuição em Média Tensão” estabelecido pela concessionária de energia EDP Escelsa, concessionária essa que atua no território do Estado do Espírito Santo.

O padrão técnico determina como microgeração distribuída uma central geradora de energia elétrica com potência instalada de até 75kW, enquanto que a mineração distribuída entra as faixas de potência instalada de 75kW até 5MW, conforme regulamentação da ANEEL. Além disso, determina que a tensão de conexão da central geradora para a rede de distribuição de média tensão pode ser os seguintes valores: 11,4 kV, 13,2 kV, 13,8 kV e 34,5 kV, sendo o escolhido para este trabalho o valor de 13,8kV (EDP, 2016, p. 6).

As unidades geradoras de micro e minigeração distribuída conectadas a rede devem também atender alguns requisitos técnicos. Com destaque, tem-se a necessidade de que todos os acessantes que se conectarem em média tensão deverão estar ligados à rede primária através de um transformador conectado em triângulo para o lado da acessada (EDP, 2016, p. 12). Em relação à distorção harmônica, segundo a EDP, 2016, p. 10 é determinado como responsabilidade do acessante garantir a não violação dos valores de referência estabelecidos nos pontos de conexão estabelecidos abaixo:

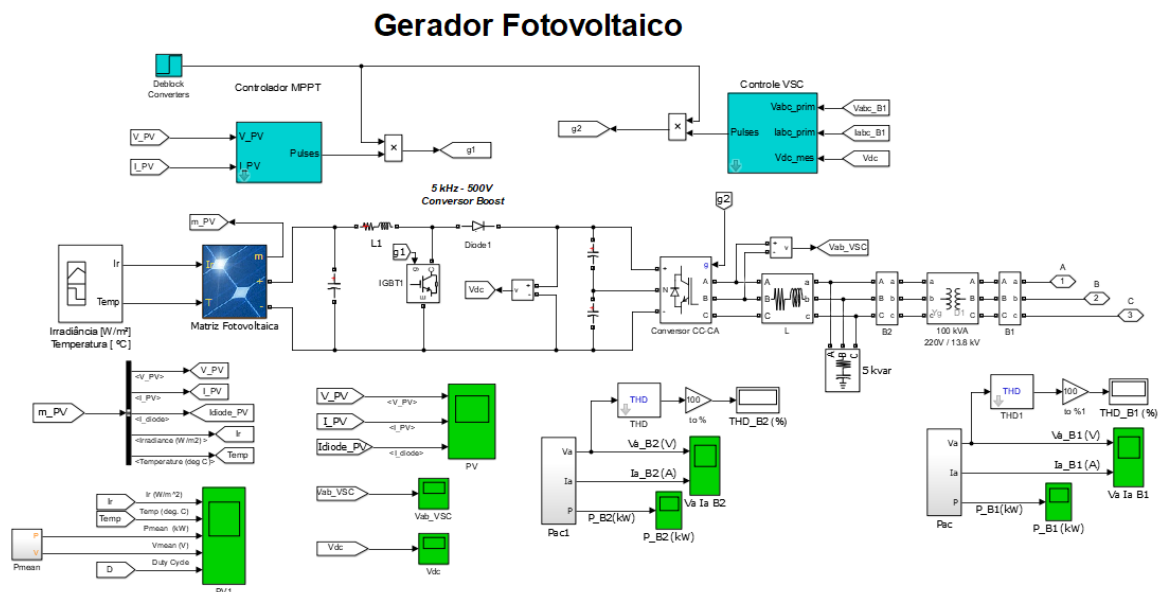
- ❖ Distorções harmônicas D para tensão nominal de 13,8 kV ou 34,5 kV;
 - $D \leq 6,0\%$ (Distorção harmônica total da tensão);
 - $D \leq 10,0\%$ (Distorção harmônica total da corrente).

Logo, para atender os requisitos técnicos estabelecidos pelo padrão da concessionária de energia local EDP Escelsa, realizou-se as seguintes modificações na simulação exemplo “*power_PVarray_grid_det*”:

- Estabeleceu como tensão no lado BT o valor eficaz de fase-fase de 220V.
- Estabeleceu como tensão no lado MT o valor eficaz de fase-fase de 13,8kV.
- Para aumentar o nível harmônico gerado pelo conversor CC-CA, mas sempre mantendo dentro dos padrões estabelecidos, mudou-se o valor da capacitância do filtro LC para 5kvar em vez de 10kvar.
- Mudou-se a configuração de transformador elevador para Delta no lado MT e Y aterrado no lado BT, buscando atender as normas estabelecidas e garantir uma maior veracidade da simulação.
- Estabeleceu o número de seções fotovoltaicas em paralelo o valor de 50 para se ter uma potência gerada de aproximadamente 75kW, atingindo dessa forma o que é estabelecido como microgeração. Para o caso de minigeração, manteve o padrão do exemplo de 66 seções em paralelo.

Com isso, chegou-se na seguinte configuração de módulo fotovoltaico, que pode ser conferida na figura a seguir:

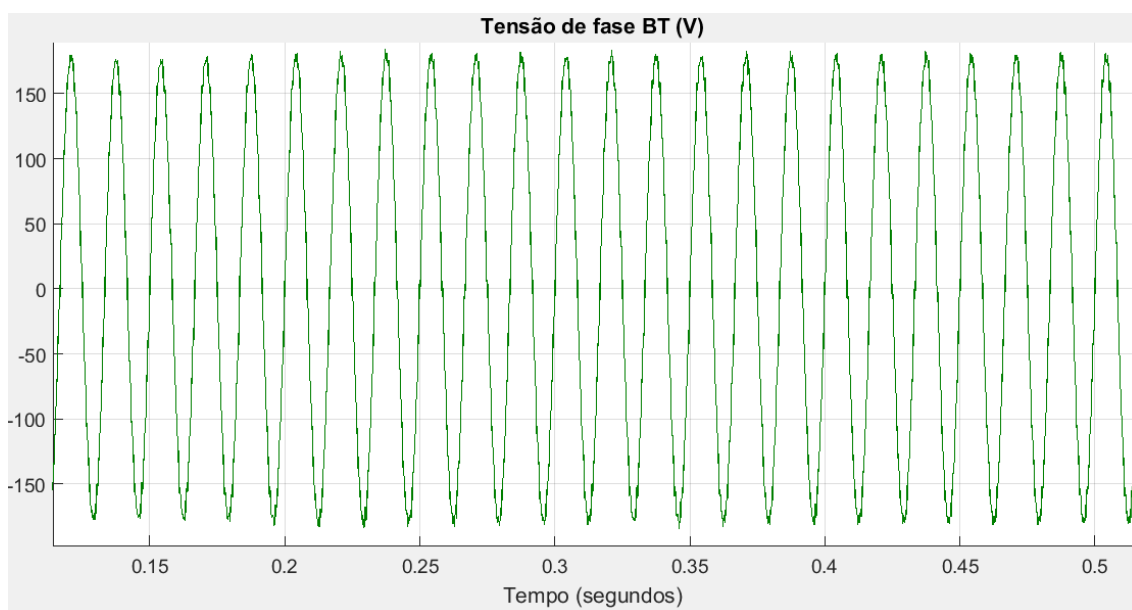
Figura 17 – Simulação do gerador fotovoltaico criado para o trabalho



Fonte: Produção do próprio autor.

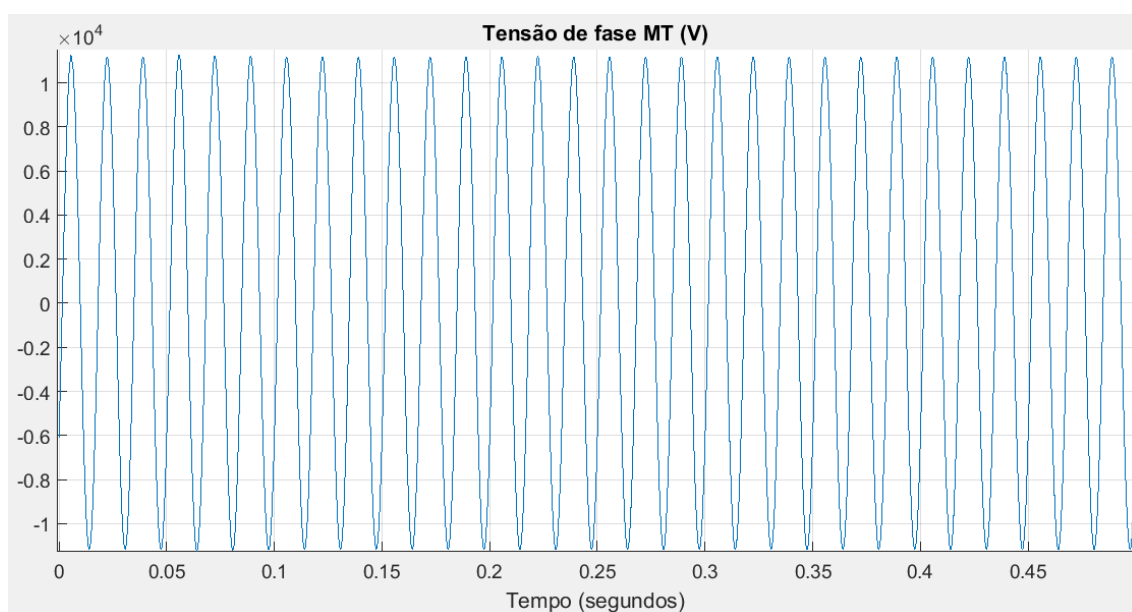
Esta simulação também é conectada a rede de distribuição já presente no exemplo fornecido pelo MATLAB/SIMULINK conhecido como “*Utility Grid*”, permitindo verificar com maior facilidade o seu correto funcionamento. Para essa verificação, primeiramente observa-se, nas figuras 18 e 19, os níveis de tensão estabelecidos, sendo de 220V a tensão de linha eficaz no lado de BT e 13,8kV a tensão de linha eficaz no lado de MT.

Figura 18 – Forma de onda ampliada da tensão no lado BT da simulação do módulo fotovoltaico



Fonte: Produção do próprio autor.

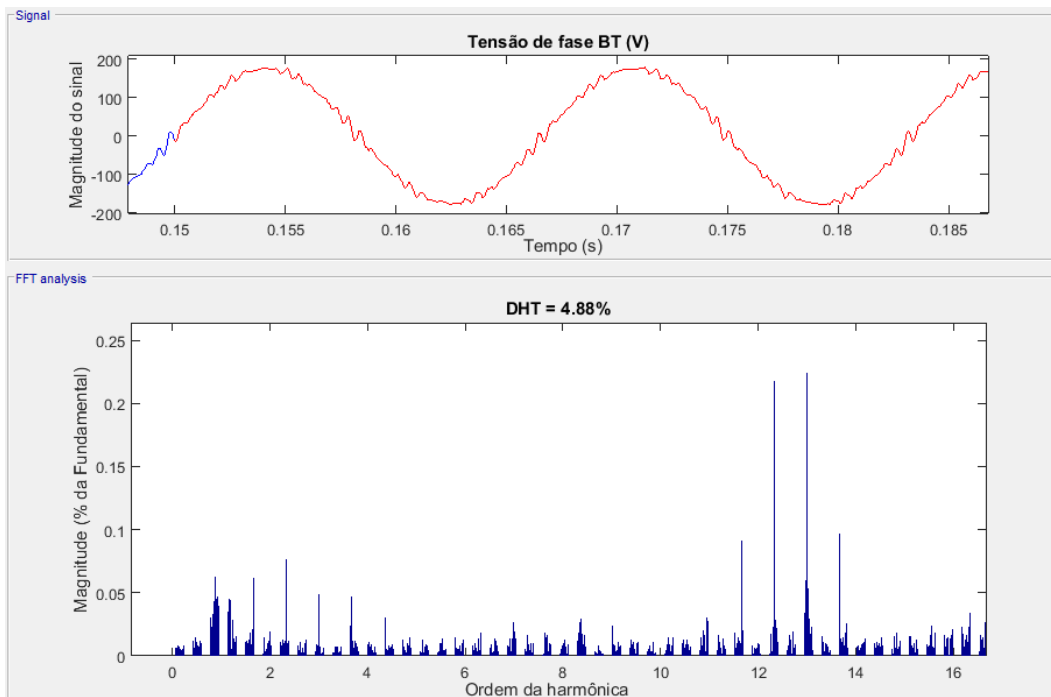
Figura 19 – Forma de onda ampliada da tensão de fase do lado MT da simulação do módulo fotovoltaico



Fonte: Produção do próprio autor.

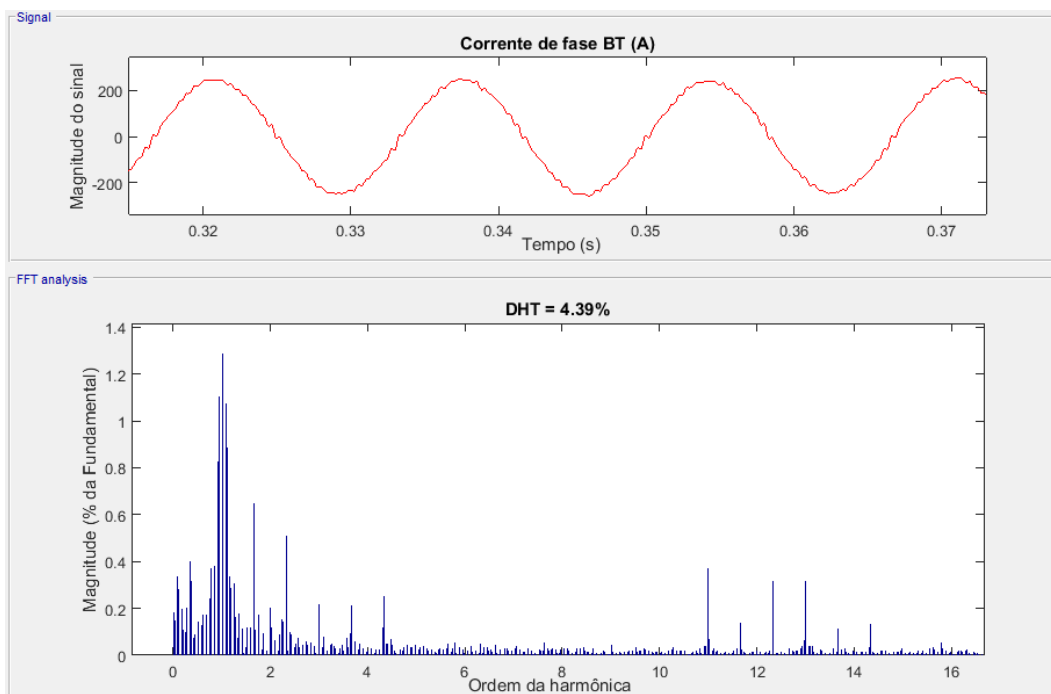
Após isso, examina-se nas figuras 20 e 21 o nível de distorção harmônica na saída do conversor CC-CA devido à mudança realizada no seu filtro LC. Por existir nos primeiros momentos do sinal um período de transitório, analisa-se o sinal a partir do tempo $t = 0,15s$ para assim analisar somente a distorção harmônica total do sinal em regime permanente (parte hachurada em vermelha).

Figura 20 – Distorção harmônica total da tensão de fase no lado BT



Fonte: Produção do próprio autor.

Figura 21 – Distorção harmônica total da corrente de fase no lado BT

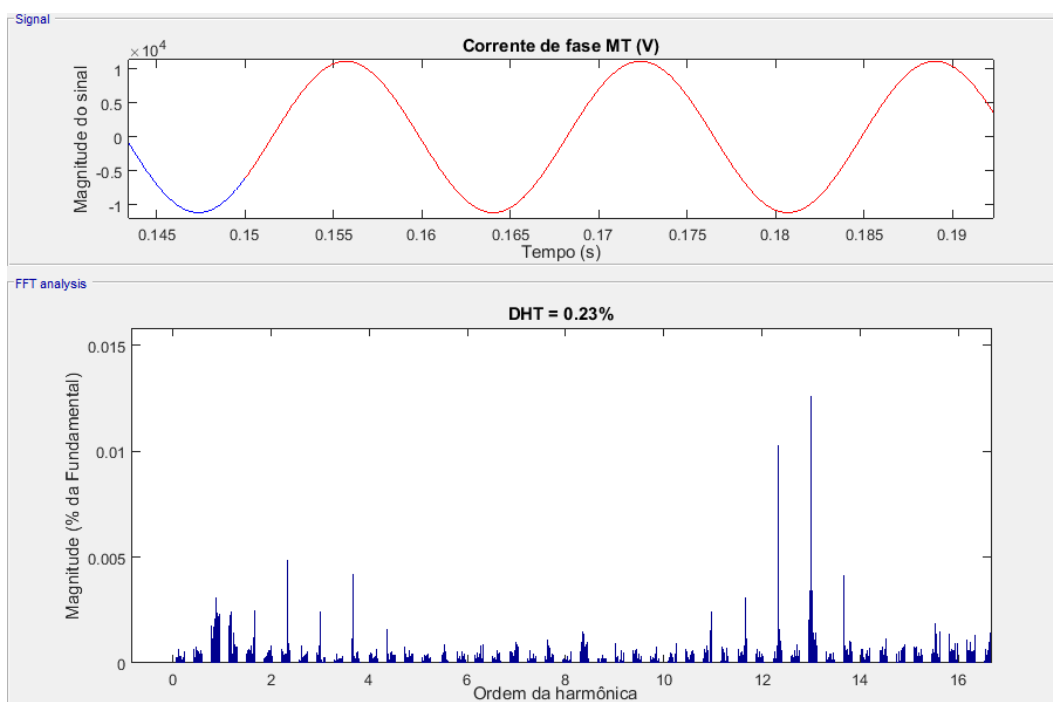


Fonte: Produção do próprio autor.

Nota-se que ocorreu um pequeno aumento da distorção harmônica total, tanto para o caso da corrente como para o caso da tensão. Ainda assim, vale destacar que os níveis de distorção observados, permanecem dentro do exigido pelo padrão 03.14.011 da EDP.

Agora, analisa-se a distorção harmônica da tensão no lado MT mostrada na Figura 22. Percebe-se que ocorreu uma mudança no nível da DHT da tensão ao fazer um comparativo com a DHT presente no lado BT (Figura 20).

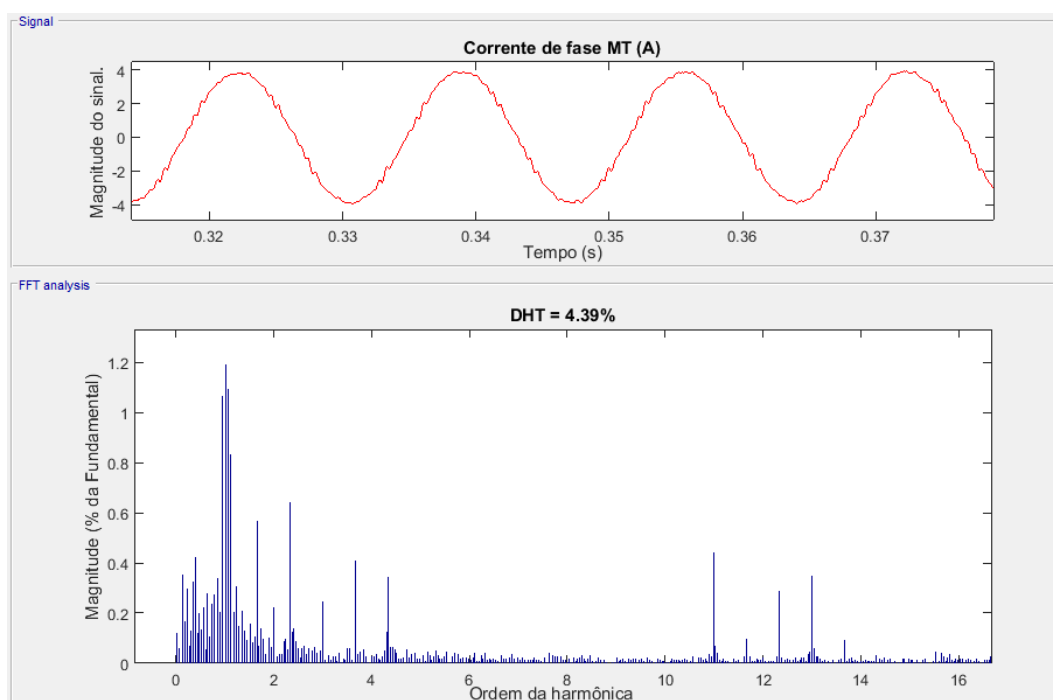
Figura 22 – Distorção harmônica total da tensão de fase no lado MT



Fonte: Produção do próprio autor.

Percebe-se que o transformador foi capaz de filtrar os níveis de harmônicos para valores praticamente ideais. Isso se dá principalmente pela forma em que o transformador está configurado, em que ao ter um lado ligado em delta o permite realizar essa filtragem na forma de onda da tensão. Porém, ao analisar o caso das harmônicas da corrente, percebe-se não haver nenhuma mudança, como pode ser visto ao comparar a DHT vista na Figura 21 com a DHT vista na Figura 23.

Figura 23 – Distorção harmônica total da corrente de fase no lado MT



Fonte: Produção do próprio autor.

Portanto, adota-se somente a análise dos efeitos da distorção harmônica da corrente no presente trabalho, por ser mostrar aquela com maior impacto na rede de distribuição.

Com a simulação do modulo de geração fotovoltaica funcionando corretamente, tem-se como próxima etapa do trabalho a criação de uma rede fictícia de distribuição de média tensão (MT).

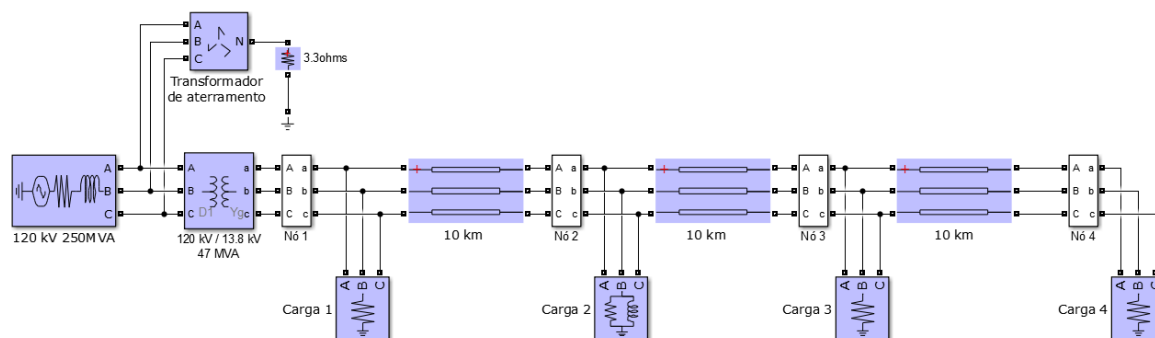
3.2.3 Simulação da Rede de Distribuição MT

Para a modelagem da rede de distribuição MT, parte-se de um alimentador primário, representando uma fonte trifásica de 120kV e 60Hz, equivalente a um sistema de transmissão de energia. A jusante segue o transformador de distribuição que faz a conversão dos níveis de tensão de 120kV (tensão de linha) para 13,8kV (tensão de linha).

Para facilitar a simulação, o sistema MT será composto por quatro grandes nós, sendo um deles imediatamente após a saída do transformador. Em cada será alocado uma carga trifásica, representando de forma agrupada diversas cargas presentes na rede, simplificando a simulação. Essas cargas podem ser linear ou não linear, e entre cada nó existe uma linha de

distribuição de 10km, ou seja, Nó 2 se encontra a 10 km do transformador, Nó 3 a 20 km do transformador e Nó 4 a 30 km do transformador, os mantendo separados. A rede descrita criada no MATLAB/SIMULINK pode ser conferida na figura 24 abaixo.

Figura 24 – Simulação do alimentador MT criada no software MATLAB/SIMULINK



Fonte: Produção do próprio autor.

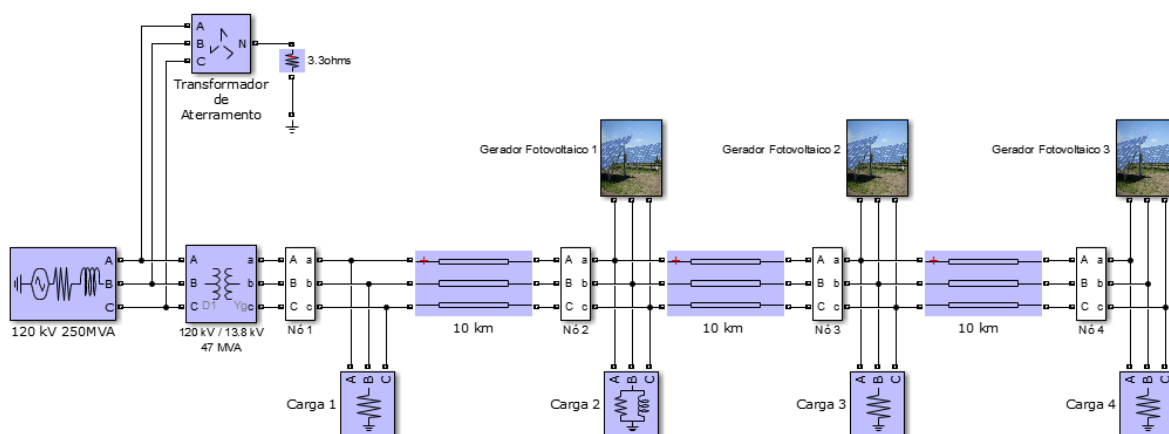
3.2.4 Simulação completa do Sistema com GD Fotovoltaica

Para a simulação completa propostas no trabalho se ligam até três geradores fotovoltaicos que são alocados diretamente sobre as cargas. Essa configuração permite que diversas possibilidades de casos possam ser trabalhos, como por exemplo:

- Variação do número total de geradores fotovoltaicos ligados no alimentador;
- Variação do nível das cargas presentes no alimentador;
- Variação do nível de potência gerado pelos geradores fotovoltaicos conectados aos alimentador.

Na figura 25, confere-se a configuração completa da simulação criada.

Figura 25 – Simulação completa do sistema com GD fotovoltaica confeccionada no software MATLAB/SIMULINK



Fonte: Produção do próprio autor.

Da mesma forma que cada uma das quatro cargas representa um agrupamento de diversas cargas presente naquele nó, cada um dos três geradores fotovoltaicos representa um sistema de GD fotovoltaica presentes no nó, simplificando a simulação desenvolvida. Com isso, o próximo passo do trabalho é a criação dos casos para a realização da análise proposta.

3.3 Estudos de Caso

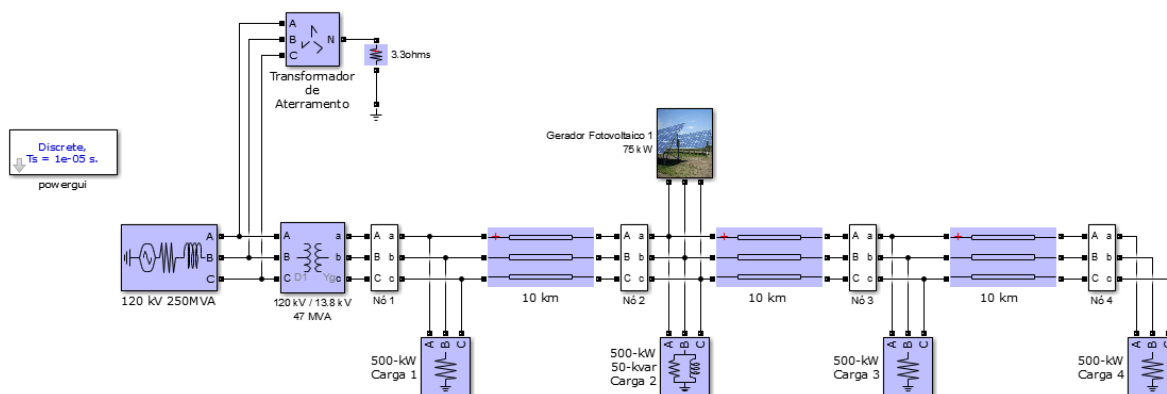
Foi pensado um total de seis casos para a realização do estudo proposto pelo trabalho. Cada caso, com exceção do primeiro, é uma evolução do que o antecede, onde sempre um parâmetro é modificado. Os parâmetros que serão trabalhados são: número de geradores conectados ao alimentador, tamanho das cargas presentes no alimentador e nível da geração de potência de cada modulo fotovoltaico.

Adota-se inicialmente o mesmo tamanho de carga em cada nó e igual geração de potência pelos geradores fotovoltaicos conectados, permitindo que esses parâmetros não influenciem nos primeiros casos. Em seguida, variam cada um deles separadamente para observar o seus efeitos na simulação.

3.3.1 Caso 1: um gerador fotovoltaico conectado ao alimentador

No caso 1, conecta-se somente um gerador fotovoltaico de 75kW (microgeração) ao alimentador, mais precisamente, conectado ao nó 2. As cargas serão todas iguais a 500 kW, com exceção da carga 2 que será de 500 kW e 50var, com intenção de simular uma carga industrial. A configuração desse caso pode ser visto na Figura 26 a seguir:

Figura 26 – Simulação do caso 1 confeccionada no software MATLAB/SIMULINK

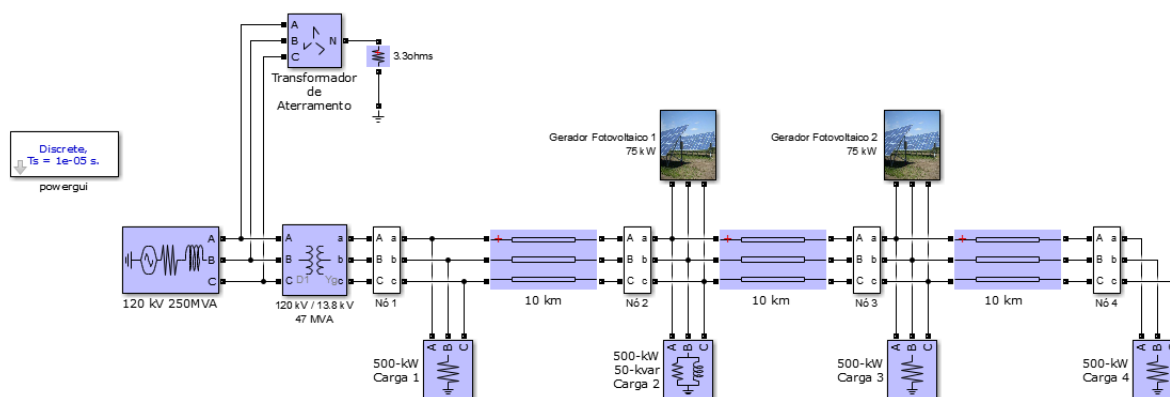


Fonte: Produção do próprio autor.

3.3.2 Caso 2: dois geradores fotovoltaicos conectados ao alimentador

No caso 2, conectam-se dois geradores fotovoltaicos de 75 kW (microgeração) ao alimentador, mais precisamente, conectados ao nó 2 e 3. As cargas serão todas iguais a 500 kW, com exceção da carga 2 que será de 500 kW e 50 var, com intenção de simular uma carga industrial. A configuração desse caso pode ser visto na figura 27 a seguir:

Figura 27 – Simulação do caso 2 confeccionada no software MATLAB/SIMULINK

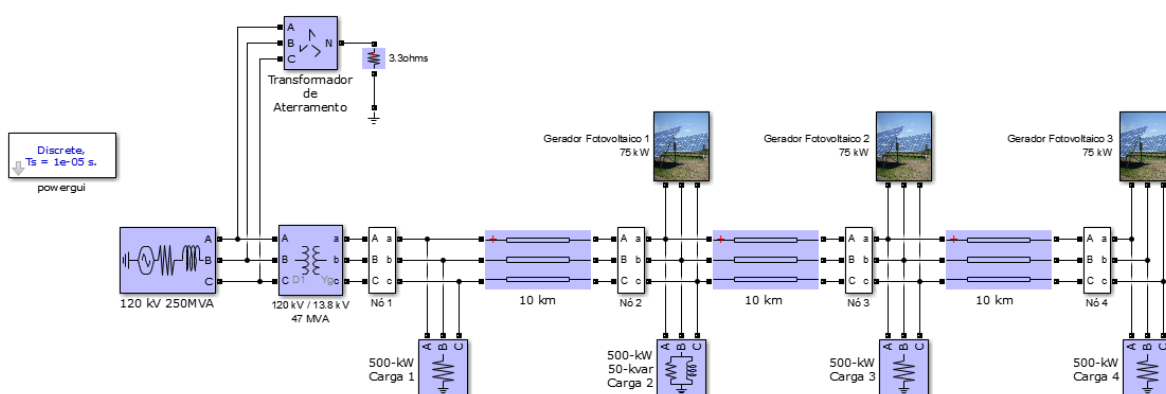


Fonte: Produção do próprio autor.

3.3.3 Caso 3: três geradores fotovoltaicos conectados ao alimentador

No caso 3, conectam-se três geradores fotovoltaicos de 75 kW (microgeração) ao alimentador, mais precisamente, conectados ao nó 2, 3 e 4. As cargas serão todas iguais a 500 kW, com exceção da carga 2 que será de 500 kW e 50 var, com intenção de simular uma carga industrial. A configuração desse caso pode ser visto na figura 28 a seguir:

Figura 28 – Simulação do caso 3 confeccionada no software MATLAB/SIMULINK

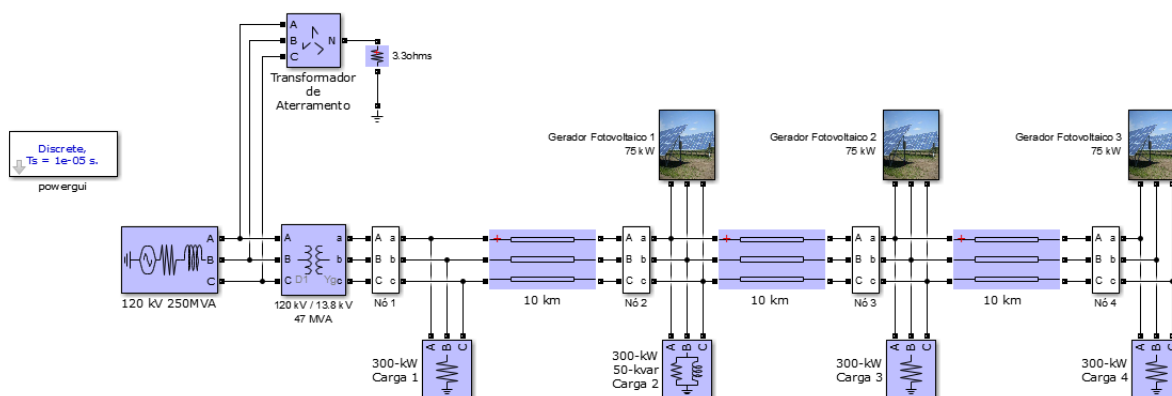


Fonte: Produção do próprio autor.

3.3.4 Caso 4: três geradores fotovoltaicos conectados ao alimentador com cargas modificadas

No caso 4, conectam-se três geradores fotovoltaicos de 75 kW (microgeração) ao alimentador, mais precisamente, conectados ao nó 2, 3 e 4. As cargas serão todas iguais a 300 kW, com exceção da carga 2 que será de 300 kW e 50 var, com intenção de simular uma carga industrial. A configuração desse caso pode ser visto na figura 29 a seguir:

Figura 29 – Simulação do caso 4 confeccionada no software MATLAB/SIMULINK



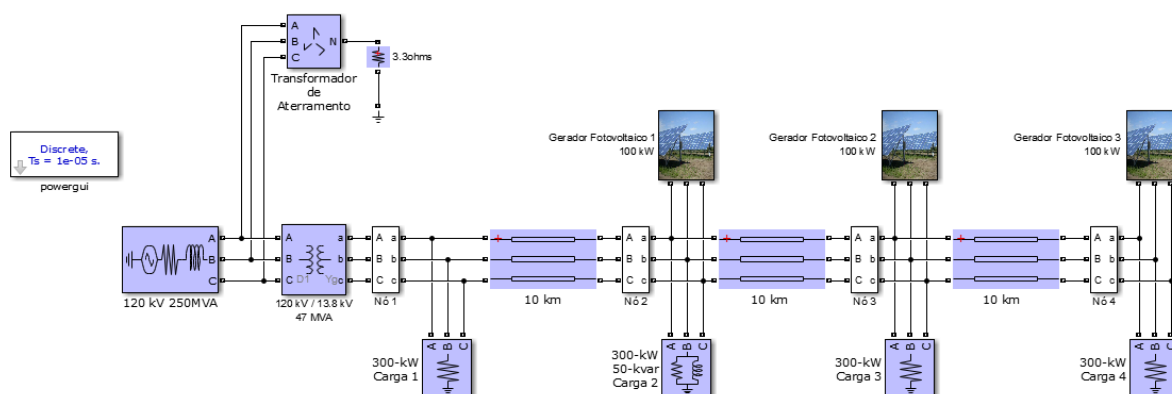
Fonte: Produção do próprio autor.

3.3.5 Caso 5: três geradores fotovoltaicos conectados ao alimentador com potência de geração modificada

No caso 5, conectam-se três geradores fotovoltaicos de 100 kW (minigeração) ao alimentador, mais precisamente, conectados ao nó 2, 3 e 4. As cargas serão todas iguais a 300 kW, com

exceção da carga 2 que será de 300 kW e 50var, com intenção de simular uma carga industrial. A configuração desse caso pode ser visto na figura 30 a seguir:

Figura 30 – Simulação do caso 5 confeccionada no software MATLAB/SIMULINK



Fonte: Produção do próprio autor.

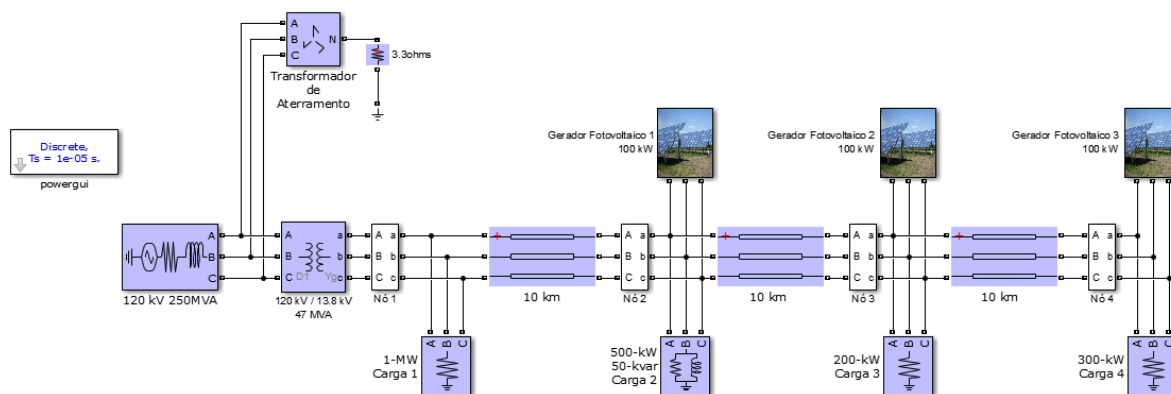
3.3.6 Caso 6: três geradores fotovoltaicos conectados ao alimentador com potência de geração de 100kW e cargas modificadas

No caso 6, conectam-se três geradores fotovoltaico de 100kW (minigeração) ao alimentador, mais precisamente, conectados ao nó 2, 3 e 4. As cargas terão a seguinte configuração:

- Nó 1: 1MW;
- Nó 2: 500 kW e 50 var;
- Nó 3: 200 kW;
- Nó 4: 300 kW;

A configuração desse caso pode ser visto na figura 31 a seguir:

Figura 31 – Simulação do caso 6 confeccionada no software MATLAB/SIMULINK



Fonte: Produção do próprio autor.

4 RESULTADOS

Nesta seção, serão apresentados os resultados obtidos através da simulação realizada no ambiente MATLAB/SIMULINK dos casos apresentados na seção anterior. Para a confecção e análise desses resultados, foram adotadas algumas especificações, tais como:

- Utilização do bloco fundamental “*powergui*” presente no MATLAB/SIMULINK. Este bloco permite a escolha entre os métodos contínuos, discreto ou fasor para a solução dos circuitos. Neste presente trabalho, escolheu-se o método discreto.
- Com a escolha do método discreto, adotou-se um tempo de amostragem $t = 1 \times 10^{-5}$ s. A escolha deste específico tempo foi causado pelo alto custo computacional que a simulação proporcionou, em que tempos de amostragem menores causariam um alto prolongamento de sua realização;
- O “*powergui*” também possui uma série de ferramentas para auxiliar na inspeção dos resultados, em especial a ferramenta “*FFT Analysis*”, em que ela realiza uma análise de Fourier dos sinais armazenados no domínio do tempo. Essa ferramenta é a mais indicada quando o objetivo é observar os componentes harmônicos presentes em um sinal, seja de tensão ou corrente.
- Adotou-se um tempo total de simulação de $t = 2$ s. Por existir nos primeiros momentos do sinal um período de transitório, analisa-se ele a partir do tempo $t = 1$ s para assim estudar somente a distorção harmônica total do sinal em regime permanente.

Como foi dito na seção 3.2.3, o foco do estudo estará nas distorções harmônicas totais da corrente, devido ao seu maior impacto e importância na rede de distribuição. Logo, observa-se o nível de DHT da corrente no ponto de conexão do módulo fotovoltaico com a rede de distribuição e a DHT da corrente em cada um dos quatro nós presentes no sistema de distribuição simulado.

Serão analisados quatro diferentes cenários para observar a influência de diferentes parâmetros na presença de harmônicos na rede de distribuição de média tensão.

4.1 Cenário 1: efeito do aumento do número de geradores fotovoltaicos

Para este cenário, foram analisados os dados recolhidos no caso 1, 2 e 3. Nestes casos os geradores fotovoltaicos fornecem uma potência de aproximadamente 75,0kW e as cargas presentes nos quatro nós são de 500,0kW, com exceção da carga no nó 2 que é de 500,0kW e 50,0var.

4.1.1 Resultados obtidos no caso 1

No caso 1, somente um módulo fotovoltaico foi conectado ao sistema de distribuição, sendo ele conectado ao nó 2. O nível da distorção harmônica total da corrente no ponto de conexão do gerador fotovoltaico com o a rede estudada, pode ser vista na tabela 3 abaixo.

Tabela 3 – DHT da corrente no caso 1 gerada pelo gerador fotovoltaico no seu ponto de conexão com a rede de distribuição

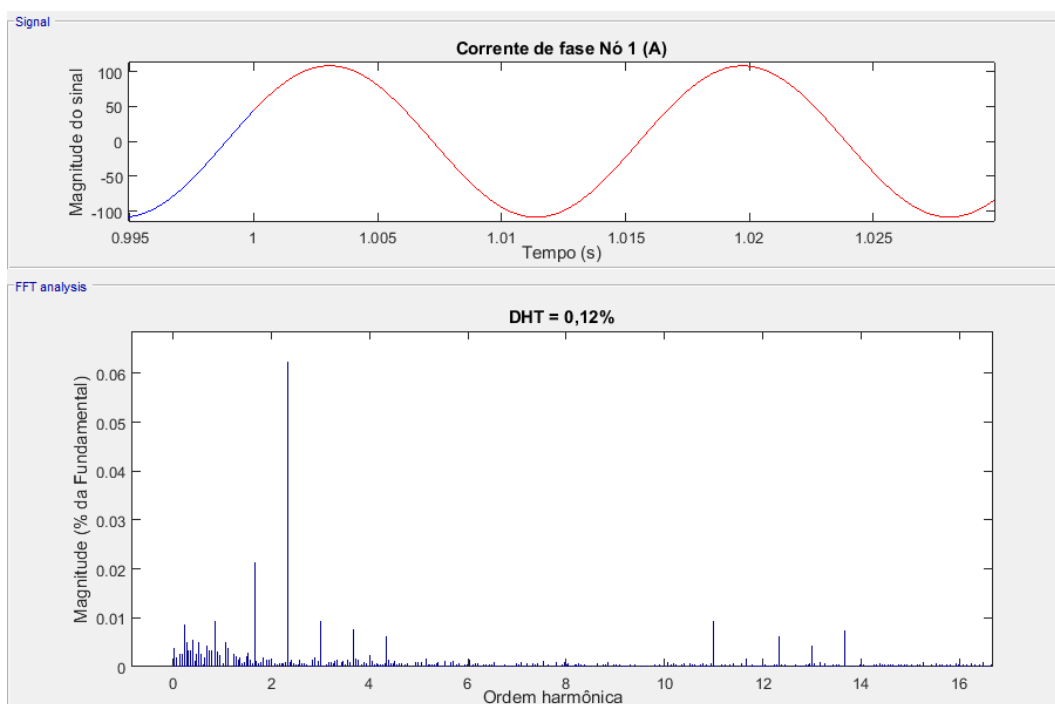
Gerador Fotovoltaico 75kW	Distorção harmônica total da corrente (% da fundamental)
Gerador fotovoltaico 1	3,36
Gerador fotovoltaico 2	Não conectado
Gerador fotovoltaico 3	Não conectado

Fonte: Produção do próprio autor.

Percebe-se que o valor da distorção harmônica total da corrente gerada pelo gerador fotovoltaico 1, encontram-se dentro dos padrões especificados pela EDP Escelsa para redes de média tensão.

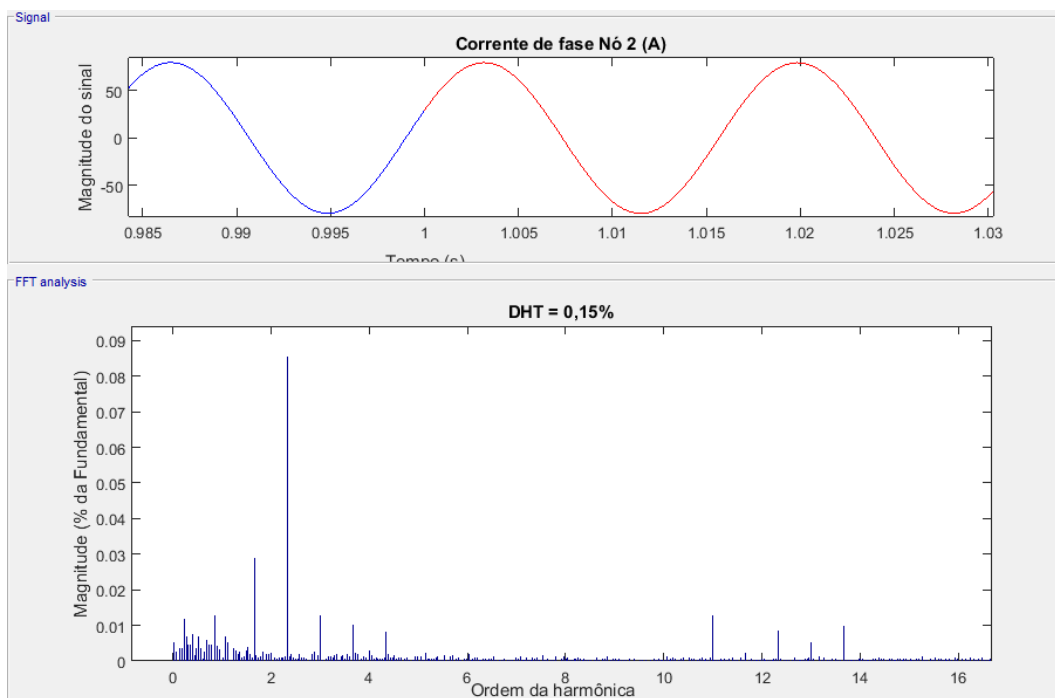
A seguir, nas figuras 32, 33, 34 e 35, é possível observar o nível da distorção harmônica total da corrente presente em cada nó. Além disso, na Tabela 4 têm-se os dados recolhidos de forma resumida.

Figura 32 – Distorção harmônica total da corrente de fase do caso 1 obtida no Nó 1



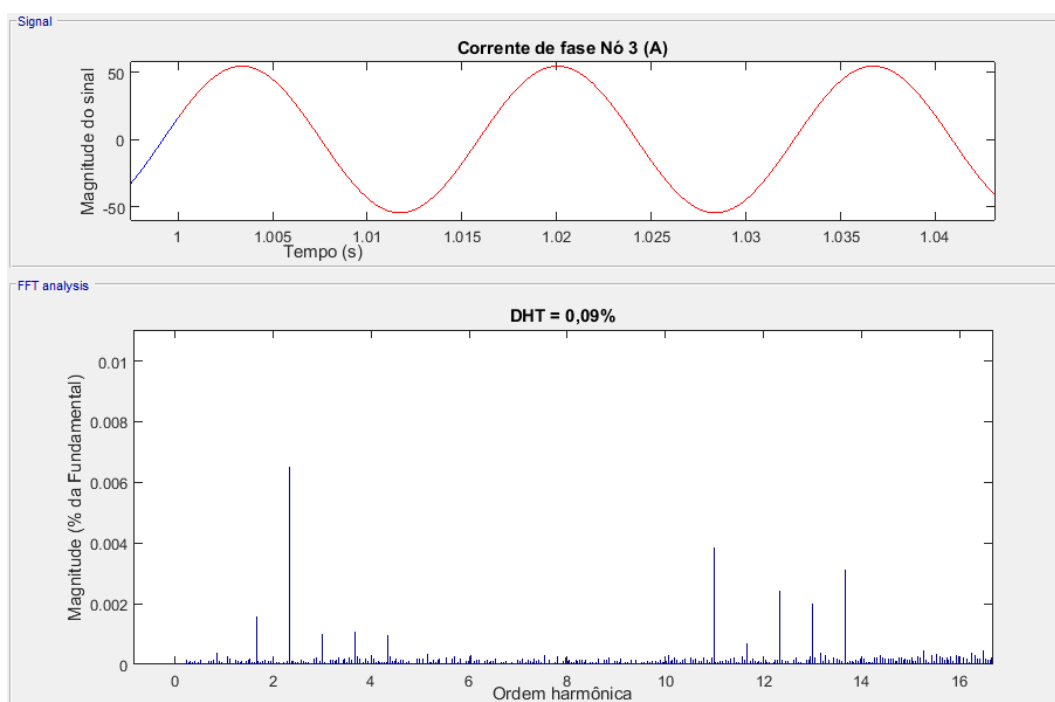
Fonte: Produção do próprio autor.

Figura 33 – Distorção harmônica total da corrente de fase do caso 1 obtida no Nó 2



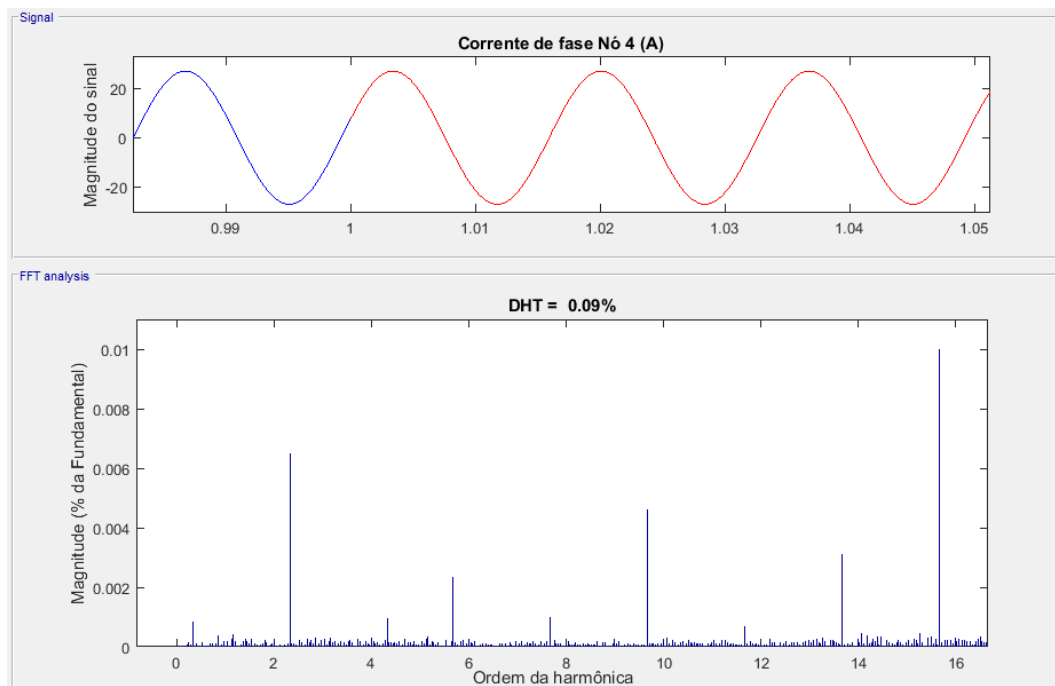
Fonte: Produção do próprio autor.

Figura 34 – Distorção harmônica total da corrente de fase do caso 1 obtida no Nó 3



Fonte: Produção do próprio autor.

Figura 35 – Distorção harmônica total da corrente de fase do caso 1 obtida no Nó 4



Fonte: Produção do próprio autor.

Tabela 4 – Tabela resumo da DHT da corrente no caso 1 presente em cada nó do sistema de distribuição da simulação

Nó	Distorção harmônica total da corrente (% da fundamental)
Nó 1	0,12
Nó 2	0,15
Nó 3	0,9
Nó 4	0,9

Fonte: Produção do próprio autor.

Observa-se que o nó que possui o módulo fotovoltaico conectado a ele foi o que possuiu maior distorção harmônica, contudo de um modo geral todos os valores foram baixos, estando bem próximos de zero.

4.1.2 Resultados obtidos no caso 2

No caso 2, dois geradores fotovoltaicos foram conectados ao sistema de distribuição, sendo eles conectados ao nó 2 e 3. O nível da distorção harmônica total da corrente no ponto de conexão do gerador fotovoltaico com a rede estudada, pode ser vista na Tabela 5 abaixo.

Tabela 5 – DHT da corrente no caso 2 gerada pelo gerador fotovoltaico no seu ponto de conexão com a rede de distribuição

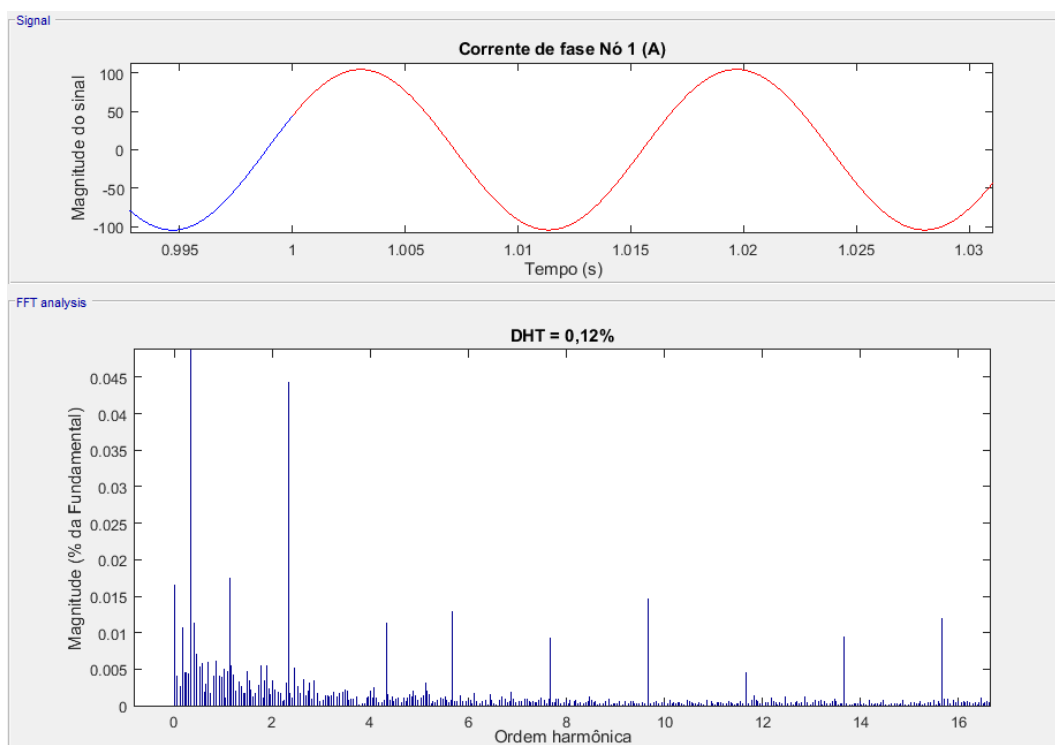
Gerador Fotovoltaico 75kW	Distorção harmônica total da corrente (% da fundamental)
Gerador fotovoltaico 1	3,36
Gerador fotovoltaico 2	2,99
Gerador fotovoltaico 3	Não conectado

Fonte: Produção do próprio autor.

Percebe-se que o valor da distorção harmônica total da corrente gerada pelos geradores fotovoltaicos 1 e 2, encontram-se dentro dos padrões especificados pela EDP Escelsa para redes de média tensão.

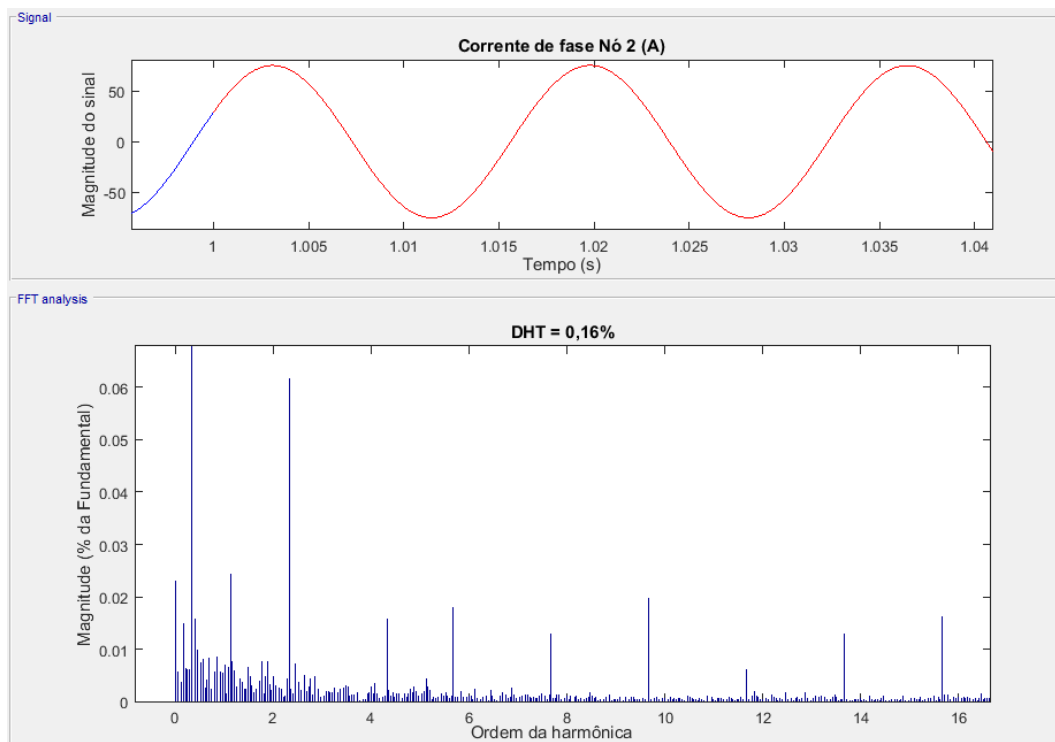
A seguir, nas figuras 36, 37, 38 e 39, é possível observar o nível da distorção harmônica total da corrente presente em cada nó. Além disso, na Tabela 6 têm-se os dados recolhidos de forma resumida.

Figura 36 – Distorção harmônica total da corrente de fase do caso 2 obtida no Nó 1



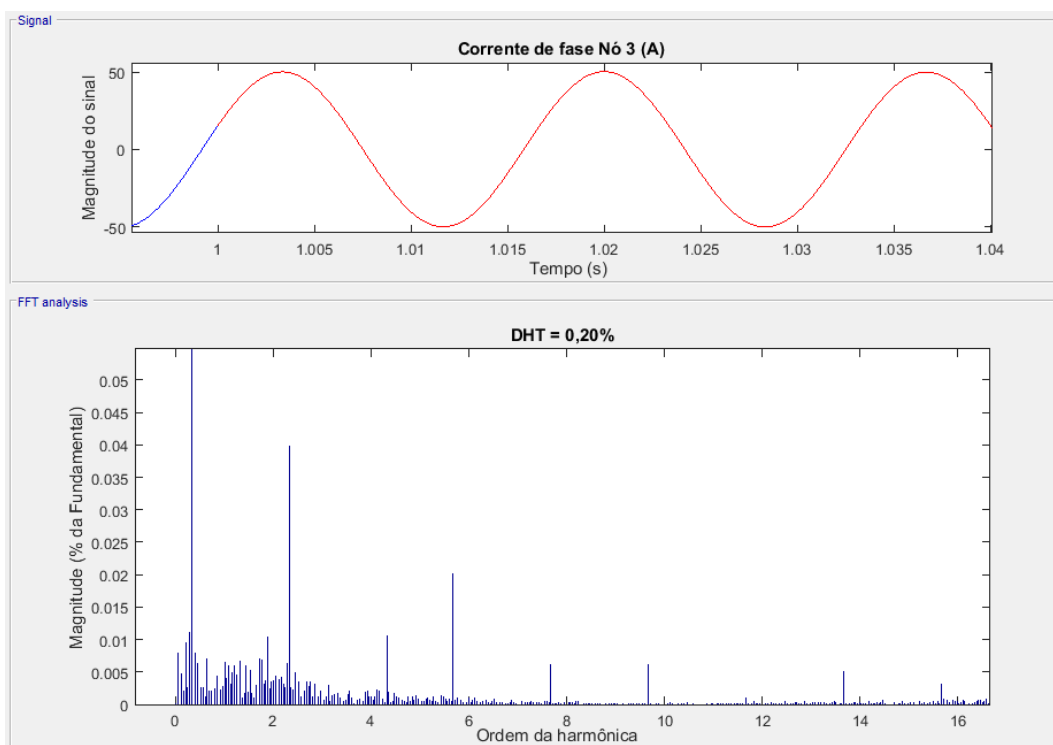
Fonte: Produção do próprio autor.

Figura 37 – Distorção harmônica total da corrente de fase do caso 2 obtida no Nó 2



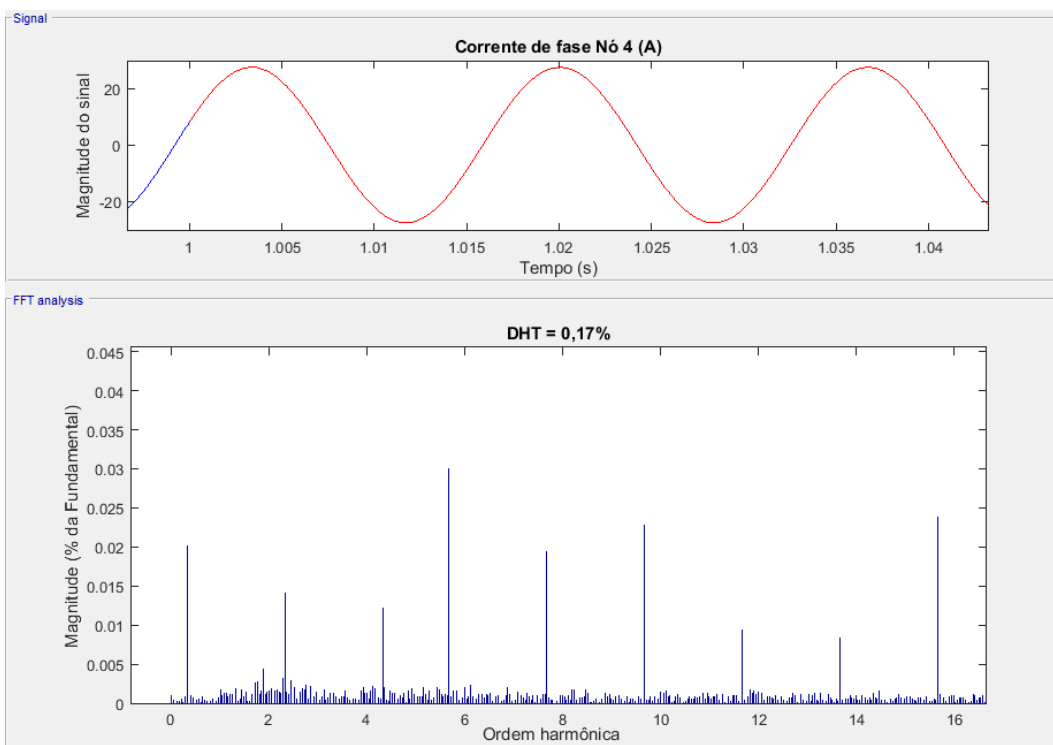
Fonte: Produção do próprio autor.

Figura 38 – Distorção harmônica total da corrente de fase do caso 2 obtida no Nó 3



Fonte: Produção do próprio autor.

Figura 39 – Distorção harmônica total da corrente de fase do caso 2 obtida no Nó 4



Fonte: Produção do próprio autor.

Tabela 6 – Tabela resumo da DHT da corrente no caso 2 presente em cada nó do sistema de distribuição da simulação

Nó	Distorção harmônica total da corrente (% da fundamental)
Nó 1	0,12
Nó 2	0,16
Nó 3	0,20
Nó 4	0,17

Fonte: Produção do próprio autor.

Observa-se que o nó que recebeu a conexão do novo módulo fotovoltaico, o nó 3, obteve a maior DHT. O nó 1 continuou com o mesmo valor visto no caso 1, enquanto que o nó 2 e 4 apresentaram uma leve crescida em sua DHT.

4.1.3 Resultados obtidos no caso 3

No caso 3, três geradores fotovoltaicos foram conectados ao sistema de distribuição, sendo eles conectados ao nó 2, 3 e 4. O nível da distorção harmônica total da corrente no ponto de conexão do gerador fotovoltaico com o a rede estudada, pode ser vista na Tabela 7 abaixo.

Tabela 7 – DHT da corrente no caso 3 gerada pelo gerador fotovoltaico no seu ponto de conexão com a rede de distribuição

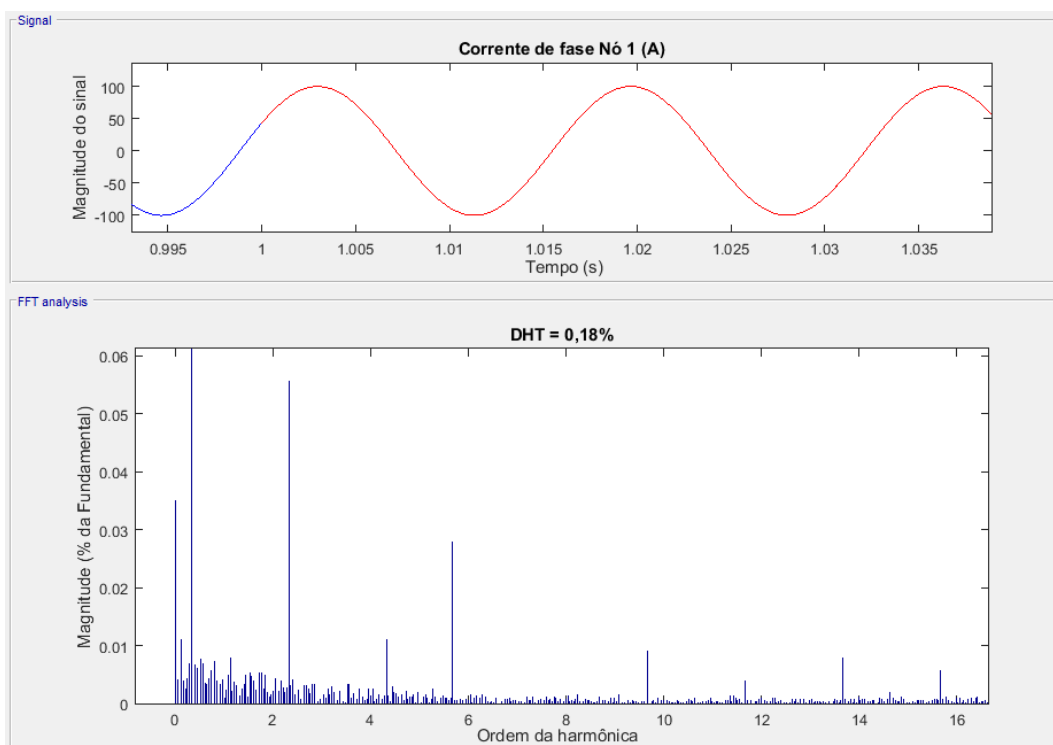
Gerador Fotovoltaico 75kW	Distorção harmônica total da corrente (% da fundamental)
Gerador fotovoltaico 1	3,21%
Gerador fotovoltaico 2	3,09%
Gerador fotovoltaico 3	3,75%

Fonte: Produção do próprio autor.

Percebe-se que os valores da distorção harmônica total da corrente gerada pelos geradores fotovoltaicos 1, 2 e 3, encontram-se dentro dos padrões especificados pela EDP Escelsa para redes de média tensão.

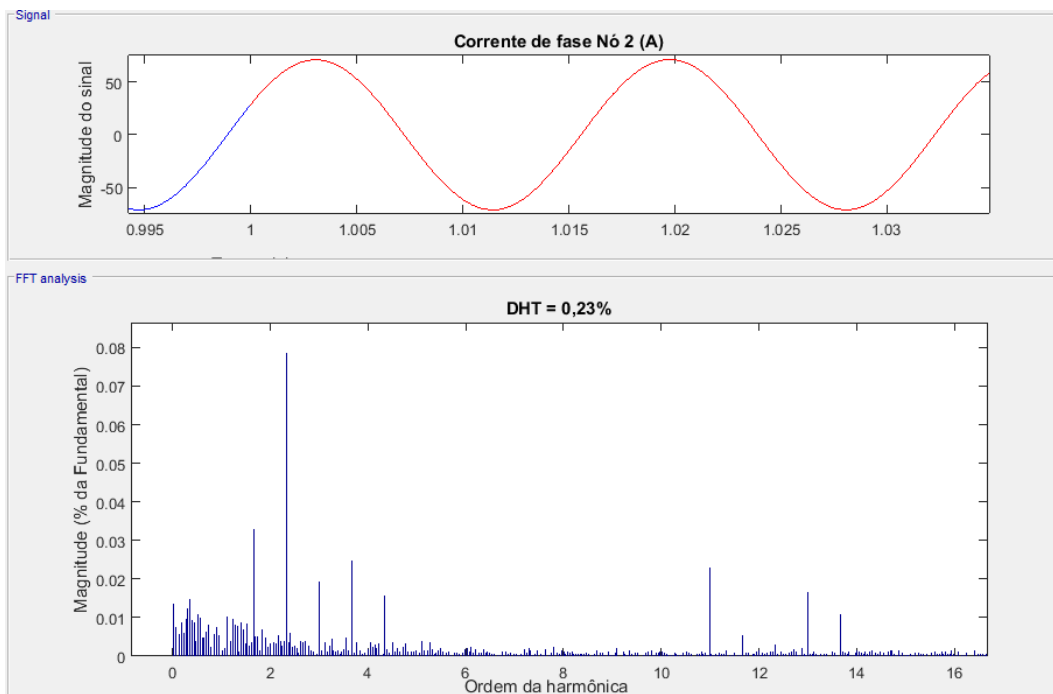
A seguir, nas figuras 40, 41, 42 e 43, é possível observar o nível da distorção harmônica total da corrente presente em cada nó. Além disso, na Tabela 8 têm-se os dados recolhidos de forma resumida.

Figura 40 – Distorção harmônica total da corrente de fase do caso 3 obtida no Nó 1



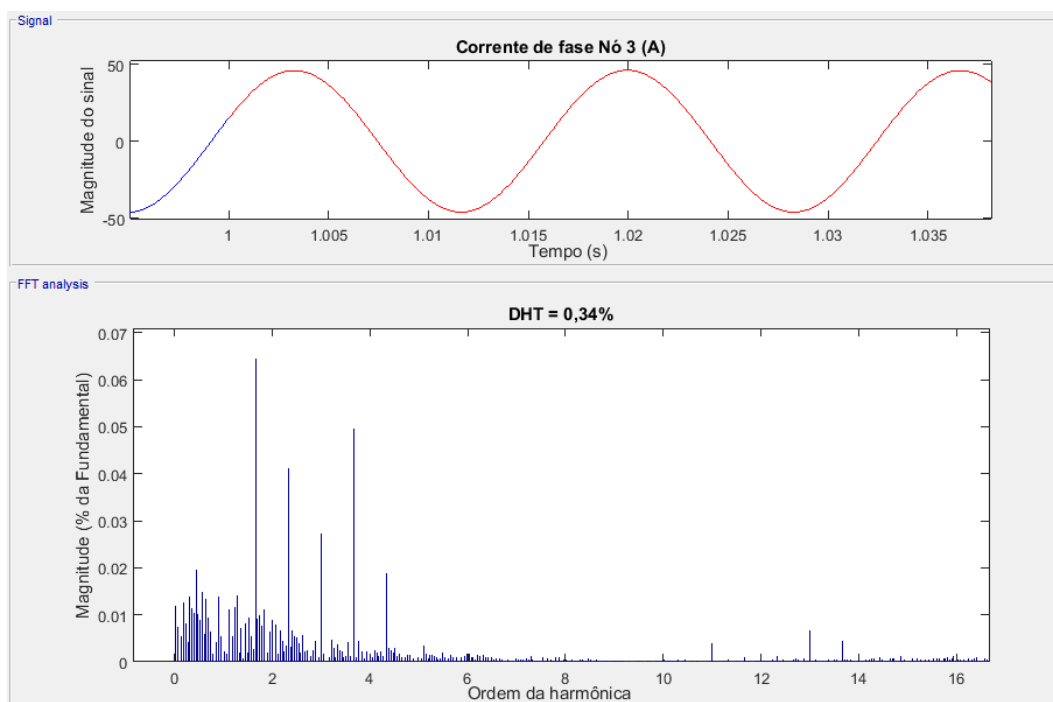
Fonte: Produção do próprio autor.

Figura 41 – Distorção harmônica total da corrente de fase do caso 3 obtida no Nó 2



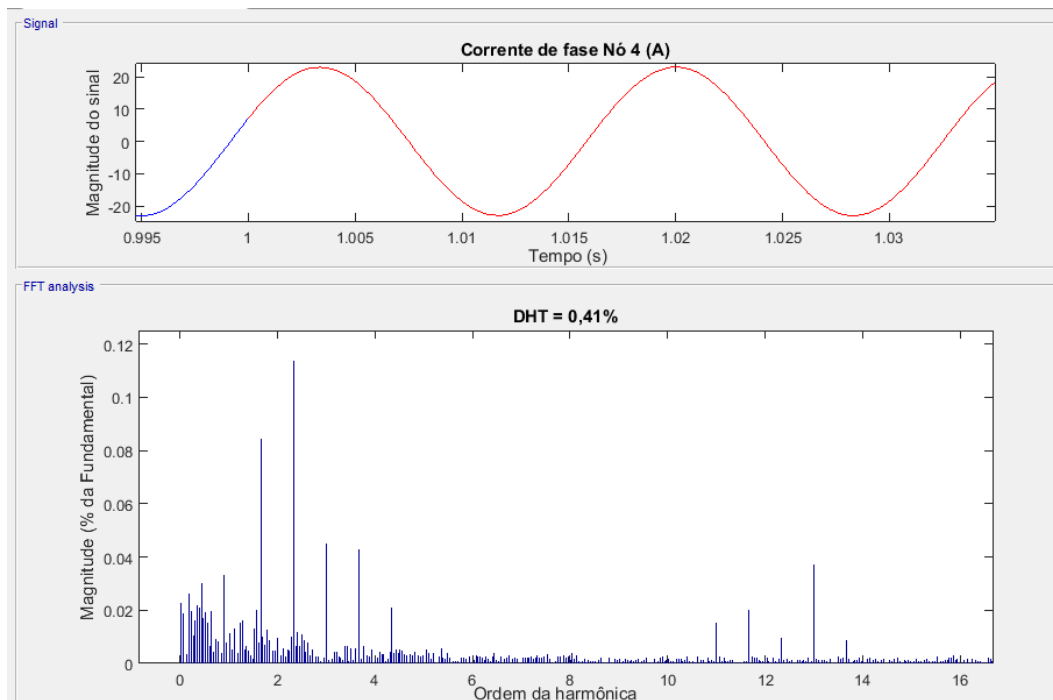
Fonte: Produção do próprio autor.

Figura 42 – Distorção harmônica total da corrente de fase do caso 3 obtida no Nó 3



Fonte: Produção do próprio autor.

Figura 43 – Distorção harmônica total da corrente de fase do caso 3 obtida no Nó 4



Fonte: Produção do próprio autor.

Tabela 8 – Tabela resumo da DHT da corrente no caso 3 presente em cada nó do sistema de distribuição da simulação

Nó	Distorção harmônica total da corrente (% da fundamental)
Nó 1	0,18
Nó 2	0,23
Nó 3	0,34
Nó 4	0,41

Fonte: Produção do próprio autor.

Observa-se que ocorreu um crescimento da DHT em todos os nós presentes no sistema de distribuição, em que os nós com o módulo fotovoltaico são os que obtiveram maiores valores. Além disso, o nó mais distante do alimentador (nó 4) foi o que atingiu o maior valor entre os demais.

4.1.4 Considerações finais cenário 1

Portanto, analisando a Tabela 9 abaixo que resume o nível de DHT da corrente nos três primeiros casos, fica evidente que o aumento de geradores fotovoltaicos conectados a rede de distribuição e conseqüentemente o aumento da GD fotovoltaica, causa uma elevação no nível de DHT presente na rede, onde os pontos mais distantes são os que passam a sofrer mais dessa componente.

Tabela 9 – Tabela resumo dos resultados obtidos para a análise do cenário 1

Nó	DHT da corrente do Caso 1 (% da fundamental)	DHT da corrente do Caso 2 (% da fundamental)	DHT da corrente do Caso 3 (% da fundamental)
Nó 1	0,12	0,12	0,18
Nó 2	0,15	0,16	0,23
Nó 3	0,9	0,20	0,34
Nó 4	0,9	0,17	0,41

Fonte: Produção do próprio autor.

4.2 Cenário 2: efeito da diminuição das cargas presentes no sistema de distribuição

Para este cenário, foram analisados os dados recolhidos nos casos 3 e 4. Nestes casos os geradores fotovoltaicos fornecem uma potência de aproximadamente 75,0kW, contudo ocorre uma diminuição nas cargas que estão sendo alimentadas no sistema. No caso 4 as cargas passam a ser de 300,0kW, enquanto que no caso 3 visto anteriormente eram de 500,0kW.

Como os resultados do caso 3 já foram exibidos no cenário 1, apresenta-se nesta seção somente os resultados do caso 4.

4.2.1 Resultados obtidos no caso 4

No caso 4, três geradores fotovoltaicos foram conectados ao sistema de distribuição, sendo eles conectados ao nó 2, 3 e 4. O nível da distorção harmônica total da corrente no ponto de conexão do gerador fotovoltaico com a rede estudada, pode ser vista na Tabela 10 abaixo.

Tabela 10 – DHT da corrente no caso 4 gerada pelo gerador fotovoltaico no seu ponto de conexão com a rede de distribuição

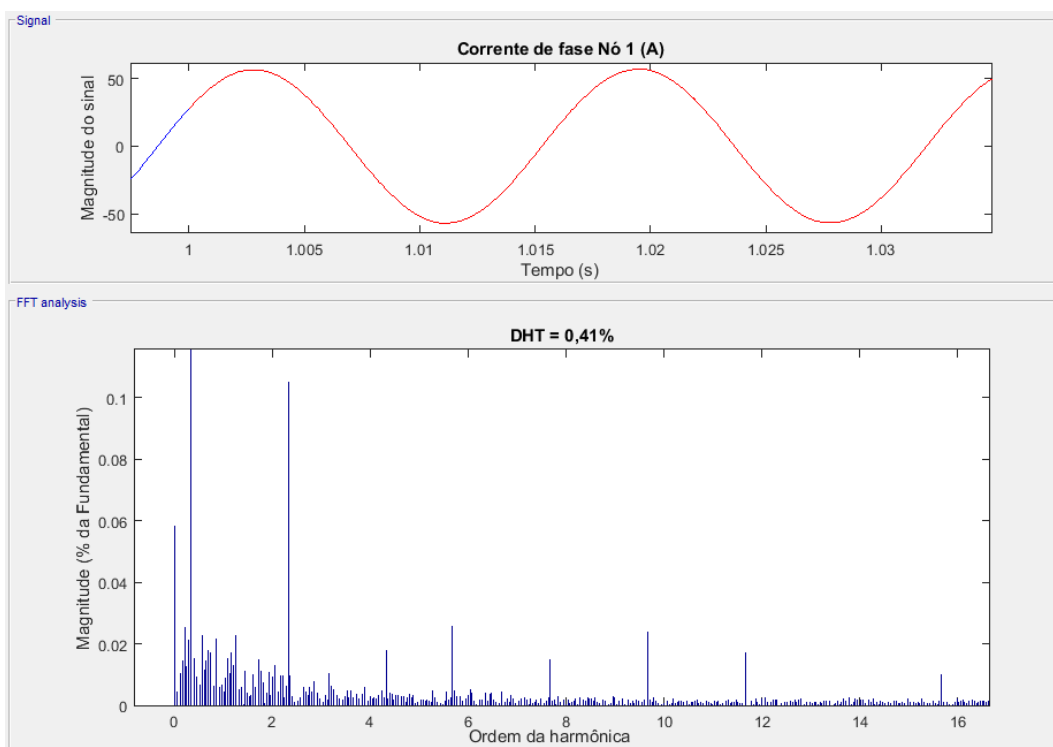
Gerador Fotovoltaico 75kW	Distorção harmônica total da corrente (% da fundamental)
Gerador fotovoltaico 1	3,32
Gerador fotovoltaico 2	3,39
Gerador fotovoltaico 3	3,87

Fonte: Produção do próprio autor.

Percebe-se que os valores da distorção harmônica total da corrente gerada pelos geradores fotovoltaicos 1, 2 e 3, encontram-se dentro dos padrões especificados pela EDP Escelsa para redes de média tensão.

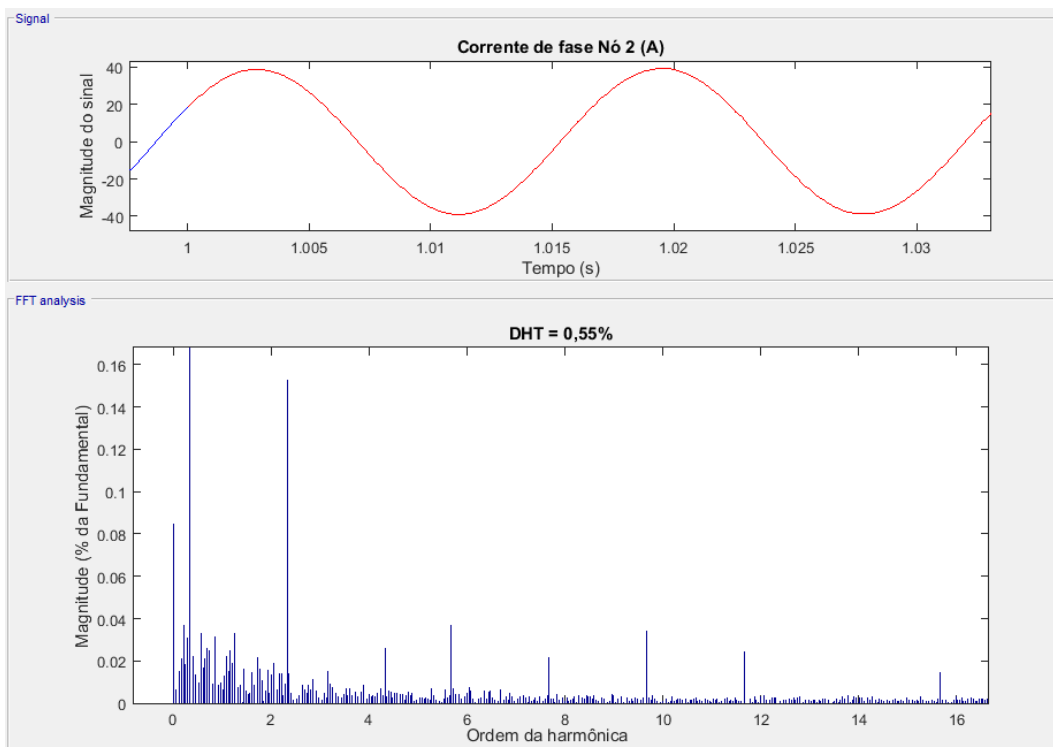
A seguir, nas figuras 44, 45, 46 e 47, é possível observar o nível da distorção harmônica total da corrente presente em cada nó. Além disso, na Tabela 11 têm-se os dados recolhidos de forma resumida.

Figura 44 – Distorção harmônica total da corrente de fase do caso 4 obtida no Nó 1



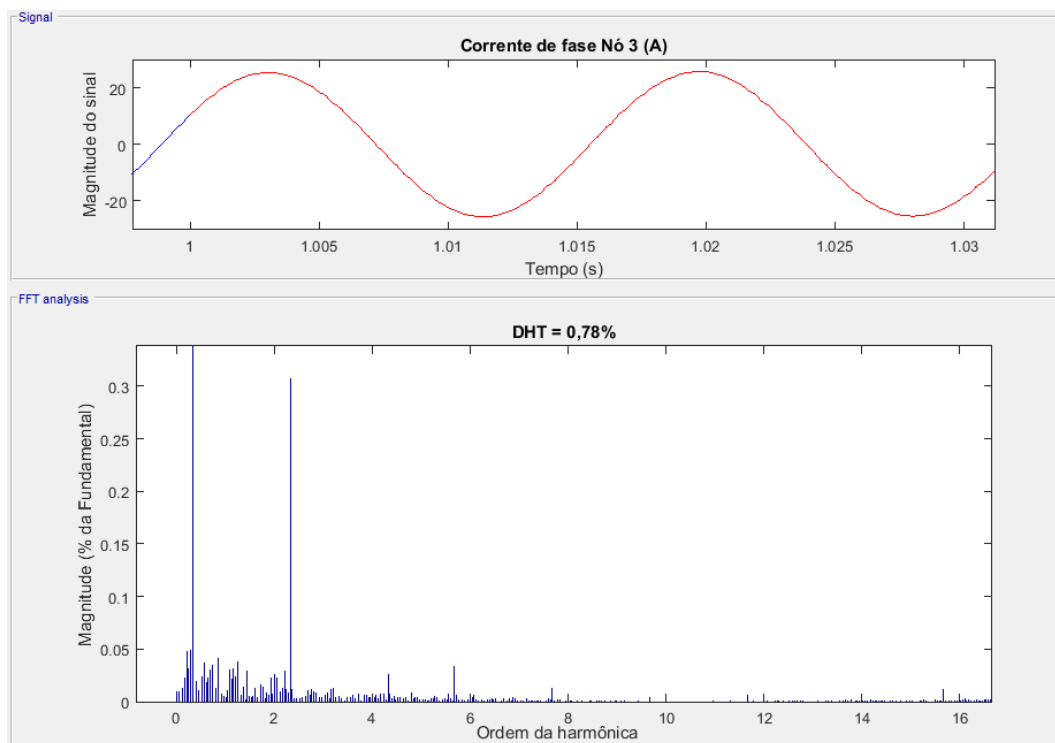
Fonte: Produção do próprio autor.

Figura 45 – Distorção harmônica total da corrente de fase do caso 4 obtida no Nó 2



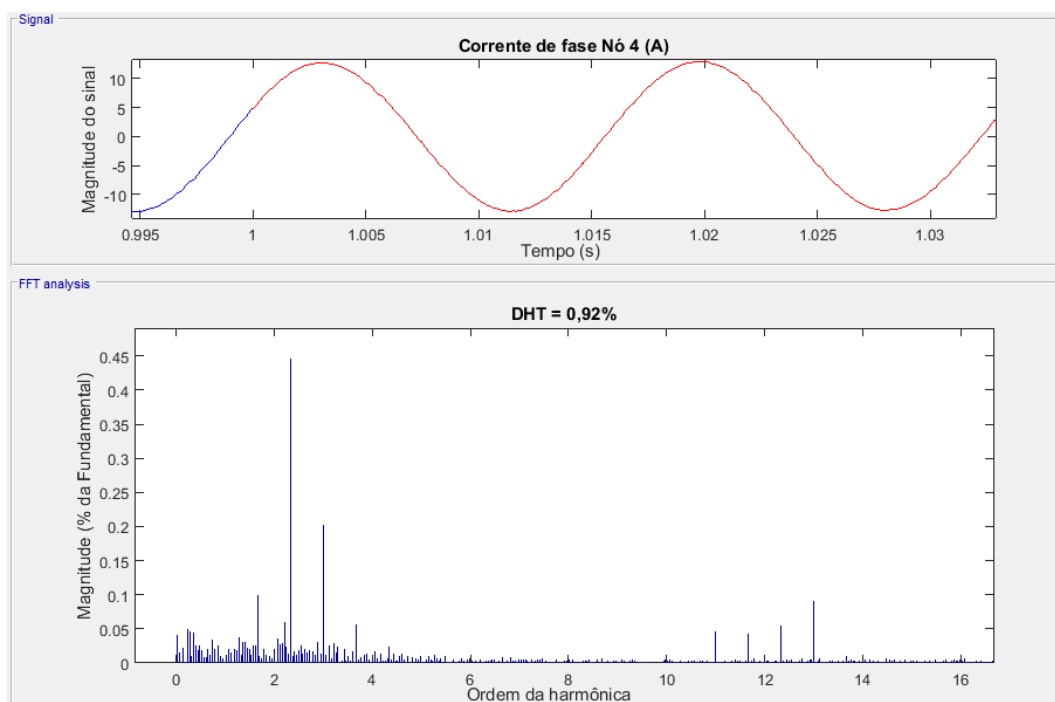
Fonte: Produção do próprio autor.

Figura 46 – Distorção harmônica total da corrente de fase do caso 4 obtida no Nó 3



Fonte: Produção do próprio autor.

Figura 47 – Distorção harmônica total da corrente de fase do caso 4 obtida no Nó 4



Fonte: Produção do próprio autor.

Tabela 11 – DHT da corrente no caso 4 presente em cada nó do sistema de distribuição da simulação

Nó	Distorção harmônica total da corrente (% da fundamental)
Nó 1	0,41
Nó 2	0,55
Nó 3	0,78
Nó 4	0,92

Fonte: Produção do próprio autor.

Percebe-se um crescimento na presença de harmônicos em todos os nós no sistema, em que o nó 4 foi o que atingiu o maior valor entre os demais. Isso ocorre devido ao nó 4 ser o mais distante do alimentador principal, e portanto o que o módulo fotovoltaico possui maior influência na alimentação da carga presente nele.

4.2.2 Considerações finais cenário 2

Ao analisar a Tabela 12 a seguir, fica claro que a diminuição do valor das cargas presente no sistema de distribuição causou um aumento geral da DHT presente no sistema.

Tabela 12 – Tabela resumo dos resultados obtidos para a análise do cenário 2

Nó	DHT da corrente do Caso 3 (% da fundamental)	DHT da corrente do Caso 4 (% da fundamental)
Nó 1	0,18	0,41
Nó 2	0,23	0,55
Nó 3	0,34	0,78
Nó 4	0,41	0,92

Fonte: Produção do próprio autor.

Para entender melhor os efeitos observados é necessário fazer comparativo no fluxo de potência presente em ambos os casos. Primeiramente, destaca-se que nos casos 3 e 4, os geradores fotovoltaicos foram responsáveis por fornecer um total de 225,0kW de potência a rede de distribuição. Entretanto, no caso 3 o alimentador principal era responsável por fornecer 1775,0kW de potência ao sistema de distribuição, enquanto que no caso 4 o alimentador principal era responsável por fornecer 975,0kW de potência ao sistema de distribuição.

Portanto, fica claro que no caso 4 os geradores fotovoltaicos foram encarregados por uma parcela maior no fluxo total de potência presente no sistema e conseqüentemente tiveram uma maior influência. Com isso, os geradores no caso 4 foram responsáveis por injetarem mais harmônicos à rede ao comparar com o caso 3, causando o crescimento da DHT.

4.3 Cenário 3: efeito do aumento da potência gerada pela GD

Para este cenário, foram analisados os dados recolhidos no caso 4 e 5. Nestes casos os geradores fotovoltaicos fornecem diferentes potência, sendo elas de 75,0kW e 100,0kW respectivamente. As cargas presentes nos quatro nós são de 300,0kW, com exceção da carga no nó 2 que é de 300,0kW e 50,0var.

Como os resultado do caso 4 já foram exibidos no cenário 2, apresenta-se nesta seção somente os resultados do caso 5.

4.3.1 Resultados caso 5

No caso 5, três geradores fotovoltaicos foram conectados ao sistema de distribuição, sendo eles conectados ao nó 2, 3 e 4. O nível da distorção harmônica total da corrente no ponto de conexão do gerador fotovoltaico com o a rede estudada, pode ser vista na Tabela 13 abaixo.

Tabela 13 – DHT da corrente no caso 5 gerada pelo gerador fotovoltaico no seu ponto de conexão com a rede de distribuição

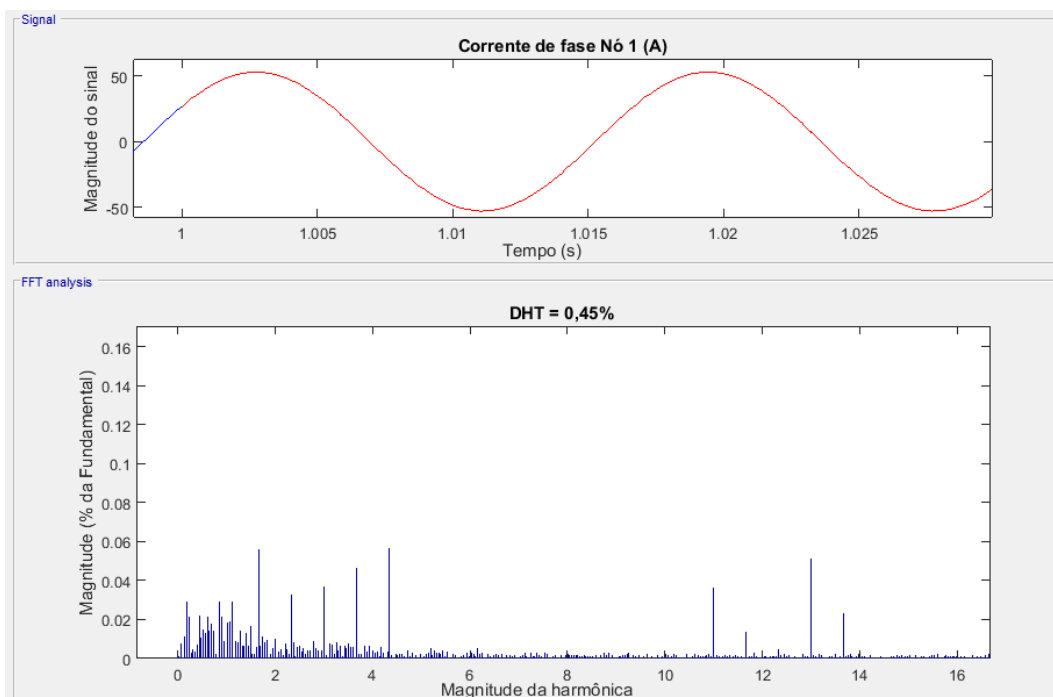
Gerador Fotovoltaico 100kW	Distorção harmônica total da corrente (% da fundamental)
Gerador fotovoltaico 1	2,66
Gerador fotovoltaico 2	2,28
Gerador fotovoltaico 3	2,96

Fonte: Produção do próprio autor.

Percebe-se que os valores da distorção harmônica total da corrente gerada pelos geradores fotovoltaicos 1, 2 e 3, encontram-se dentro dos padrões especificados pela EDP Escelsa para redes de média tensão. Além disso, nota-se uma diminuição da DHT ao se comparar com os resultados obtidos nos casos anteriores.

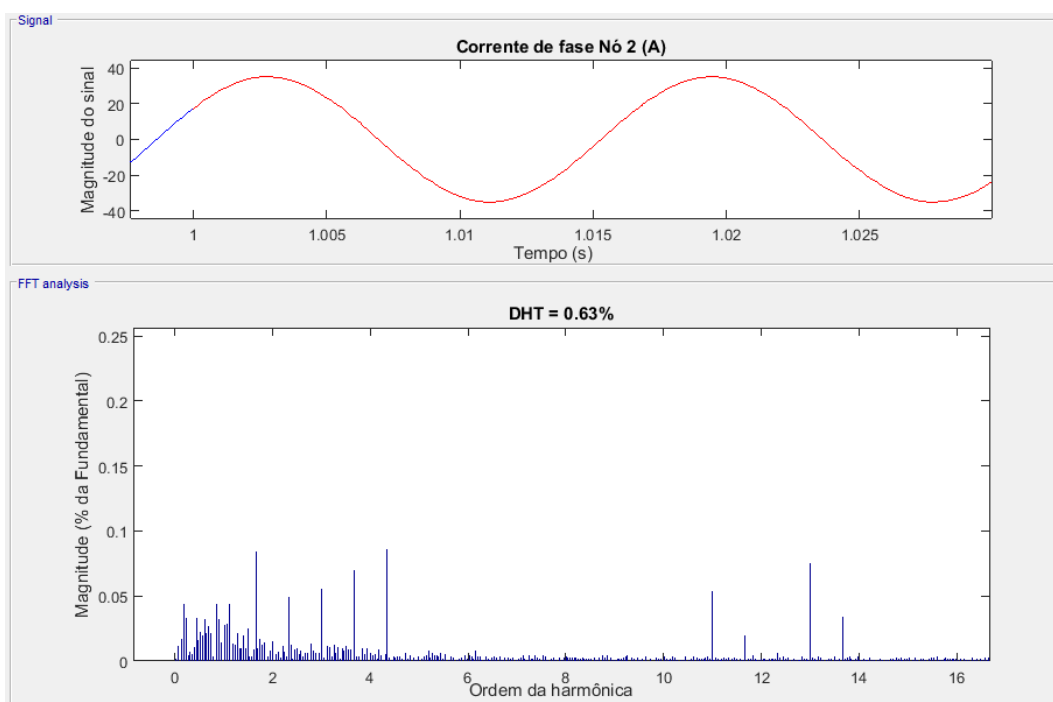
A seguir, nas figuras 48, 49, 50 e 51, é possível observar o nível da distorção harmônica total da corrente presente em cada nó. Além disso, na Tabela 14 têm-se os dados recolhidos de forma resumida.

Figura 48 – Distorção harmônica total da corrente de fase do caso 5 obtida no Nó 1



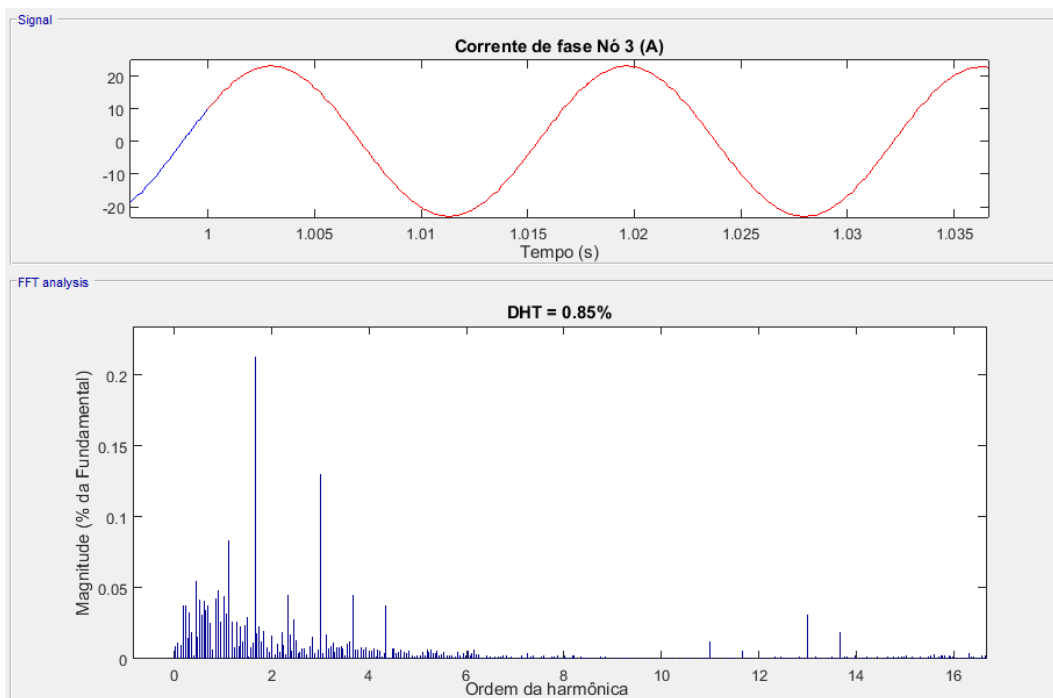
Fonte: Produção do próprio autor.

Figura 49 – Distorção harmônica total da corrente de fase do caso 5 obtida no Nó 2



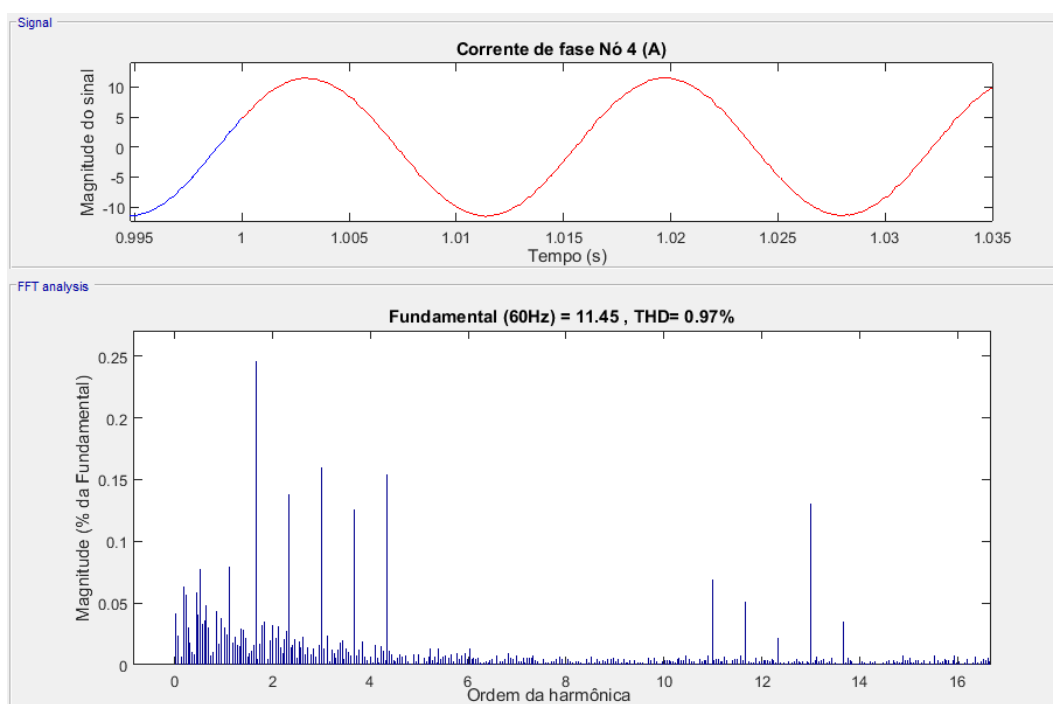
Fonte: Produção do próprio autor.

Figura 50 – Distorção harmônica total da corrente de fase do caso 5 obtida no Nó 3



Fonte: Produção do próprio autor.

Figura 51 – Distorção harmônica total da corrente de fase do caso 5 obtida no Nó 4



Fonte: Produção do próprio autor.

Tabela 14 – DHT da corrente no caso 5 presente em cada nó do sistema de distribuição da simulação

Nó	Distorção harmônica total da corrente (% da fundamental)
Nó 1	0,45
Nó 2	0,63
Nó 3	0,85
Nó 4	0,97

Fonte: Produção do próprio autor.

Percebe-se um crescimento na presença de harmônicos em todos os nós no sistema, em que o nó 4 foi o que atingiu o maior valor entre os demais. Isso ocorre devido ao nó 4 ser o mais distante do alimentador principal, e portanto o que o módulo fotovoltaico possui maior influência na alimentação da carga presente nele.

4.3.2 Considerações finais cenário 3

Ao analisar a Tabela 15 a seguir, fica claro que o aumento da potência fornecida pelos geradores fotovoltaicos presente no sistema de distribuição causou um aumento geral da DHT presente no sistema.

Tabela 15 – Tabela resumo dos resultados obtidos para a análise do cenário 3

Nó	DHT da corrente do Caso 4 (% da fundamental)	DHT da corrente do Caso 5 (% da fundamental)
Nó 1	0,41	0,45
Nó 2	0,55	0,63
Nó 3	0,78	0,85
Nó 4	0,92	0,97

Fonte: Produção do próprio autor.

Esse crescimento geral na DHT presente ao comparar o caso 4 com o 5 se dá pelo mesmo motivo explicado no cenário 2. Porém, desta vez o que mudou foi à potência fornecida pelos geradores fotovoltaicos, em que no caso 4 eles forneciam um total aproximado de 225,0 kW, enquanto que no caso 5 eles forneciam um total aproximado de 300,0 kW. Conseqüentemente, o alimentador principal que antes fornecia aproximadamente 975,0kW de potência, passou a fornecer 900,0 kW de potência ao sistema de distribuição.

Logo, no caso 5 os geradores fotovoltaicos tiveram maior influência no fluxo total de potência do sistema e assim foram responsáveis por injetarem mais harmônicos à rede, causando o crescimento da DHT.

4.4 Cenário 4: efeito da presença de diferentes cargas

Para este cenário, foram analisados os dados recolhidos no caso 5 e 6. Nestes casos os geradores fotovoltaicos fornecem uma potência de aproximadamente 100,0kW, porém no caso 5 as quatro cargas eram de 300,0kW enquanto que no caso 6 as cargas são: 1MW no nó 1, 500kW no nó 2, 200kW no nó 3 e 300kW no nó 4.

Como os resultados do caso 5 já foram exibidos no cenário 3, apresenta-se nesta seção somente os resultados do caso 6.

4.4.1 Resultados caso 6

No caso 6, três geradores fotovoltaicos foram conectados ao sistema de distribuição, sendo eles conectados ao nó 2, 3 e 4. O nível da distorção harmônica total da corrente no ponto de conexão do gerador fotovoltaico com a rede estudada, pode ser vista na Tabela 16 abaixo.

Tabela 16 – DHT da corrente no caso 6 gerada pelo gerador fotovoltaico no seu ponto de conexão com a rede de distribuição

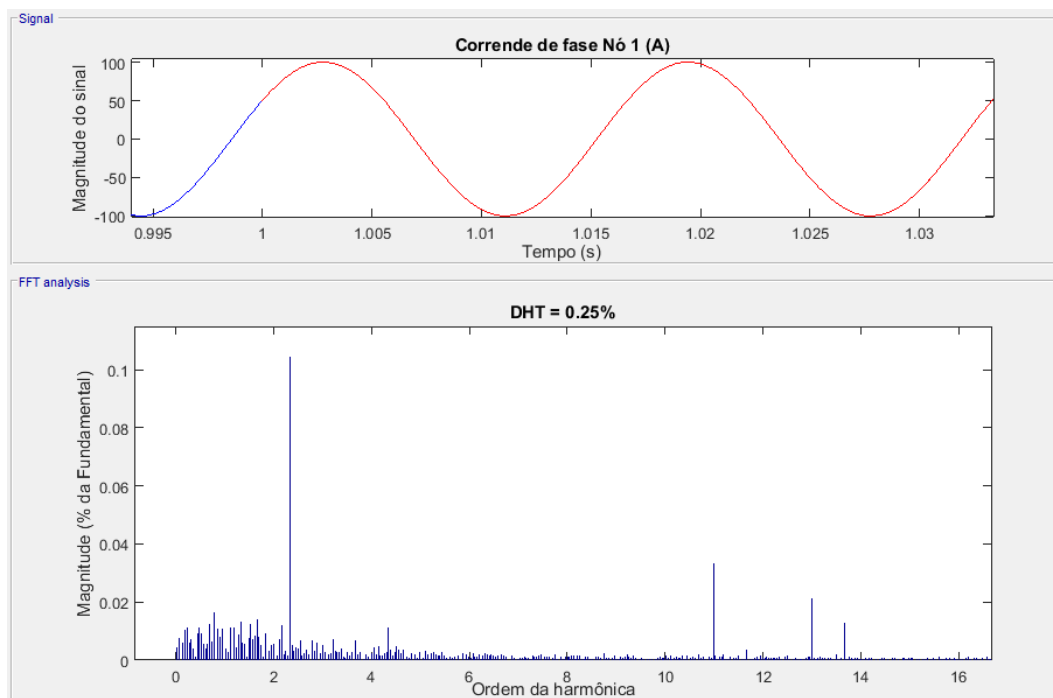
Gerador Fotovoltaico 100kW	Distorção harmônica total da corrente (% da fundamental)
Gerador fotovoltaico 1	2,50
Gerador fotovoltaico 2	2,84
Gerador fotovoltaico 3	2,94

Fonte: Produção do próprio autor.

Percebe-se que os valores da distorção harmônica total da corrente gerada pelos geradores fotovoltaicos 1, 2 e 3 se encontram dentro dos padrões especificados pela EDP Escelsa para redes de média tensão.

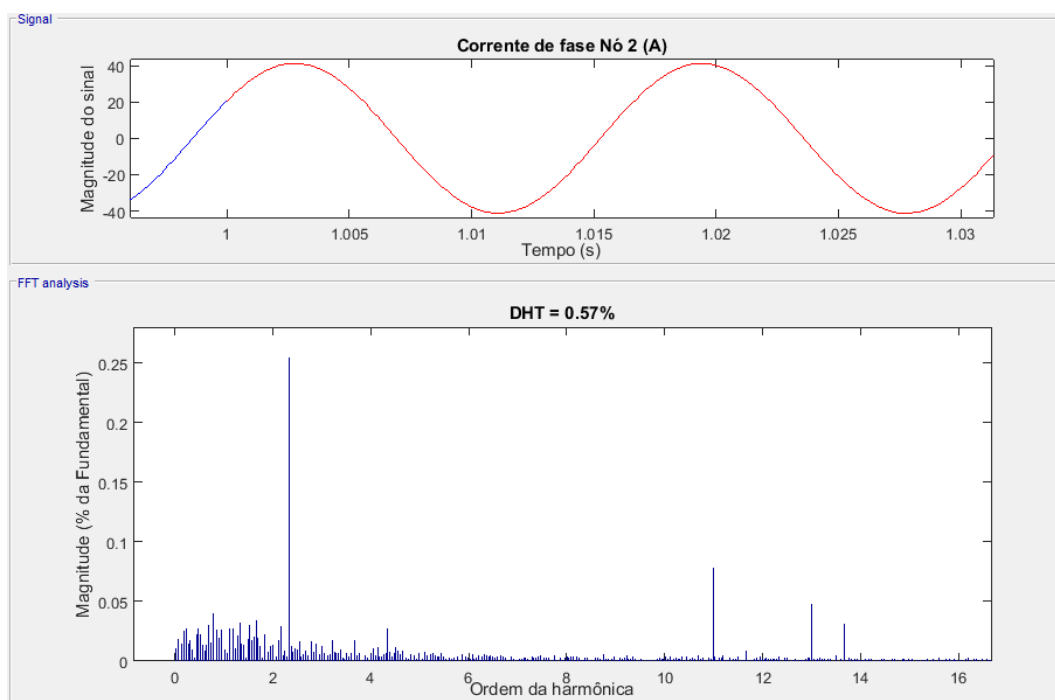
A seguir, nas figuras 52, 53, 54 e 55, é possível observar o nível da distorção harmônica total da corrente presente em cada nó. Além disso, na Tabela 17 têm-se os dados recolhidos de forma resumida.

Figura 52 – Distorção harmônica total da corrente de fase do caso 6 obtida no Nó 1



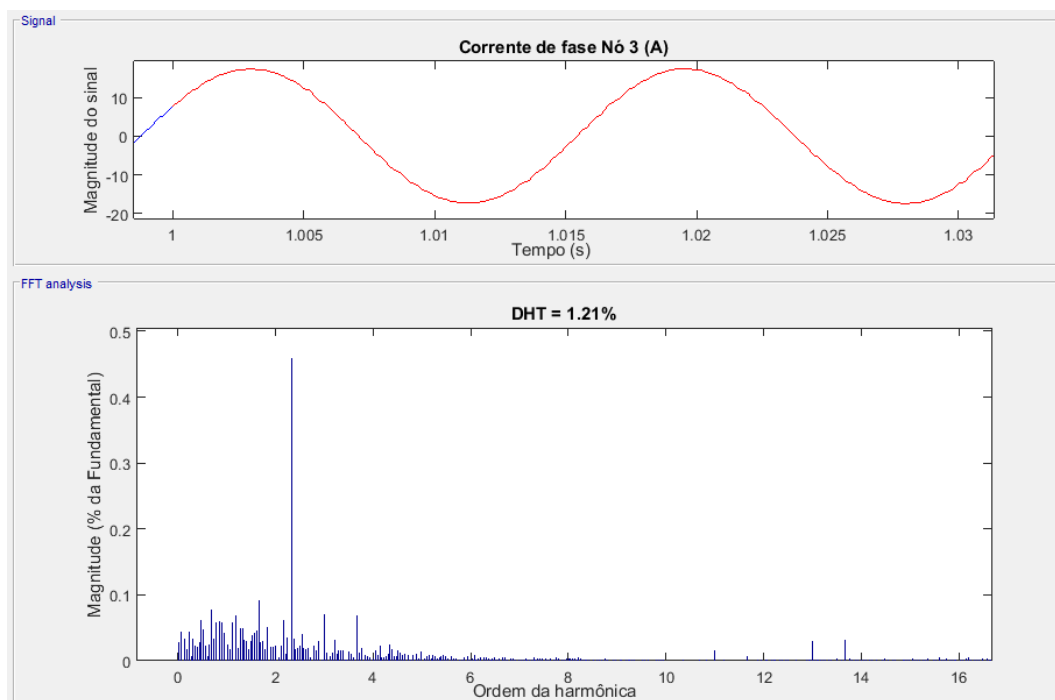
Fonte: Produção do próprio autor.

Figura 53 – Distorção harmônica total da corrente de fase do caso 6 obtida no Nó 2



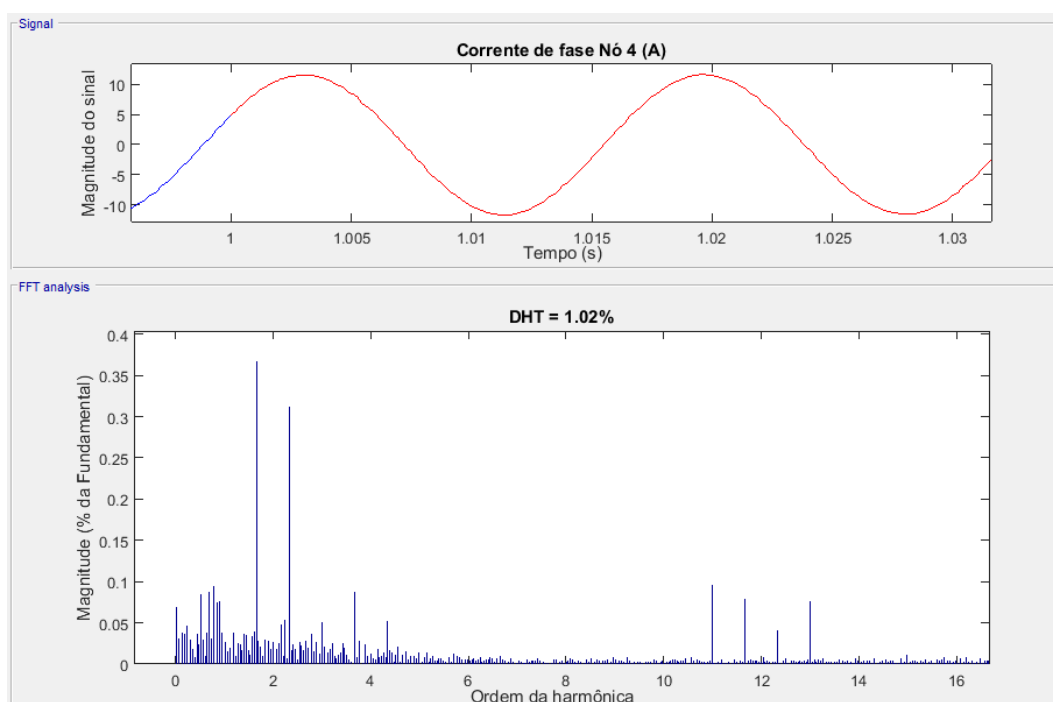
Fonte: Produção do próprio autor.

Figura 54 – Distorção harmônica total da corrente de fase do caso 6 obtida no Nó 3



Fonte: Produção do próprio autor.

Figura 55 – Distorção harmônica total da corrente de fase do caso 6 obtida no Nó 4



Fonte: Produção do próprio autor.

Tabela 17 – DHT da corrente no caso 6 presente em cada nó do sistema de distribuição da simulação

Nó	Distorção harmônica total da corrente (% da fundamental)
Nó 1	0,25
Nó 2	0,57
Nó 3	1,21
Nó 4	1,02

Fonte: Produção do próprio autor.

Percebe-se que a presença de harmônicos nos nós possuem forte influência de suas respectivas cargas, em que o nó que tinha a menor carga, que neste caso foi o nó 3 com uma carga de 200kW, foi o que teve a maior DHT. Com isso, apesar do nó 4 ser o mais distante do alimentador principal, foi ainda o nó 3 que obteve os maiores níveis de DHT.

4.4.2 Considerações finais cenário 4

Ao analisar a Tabela 18 a seguir, nota-se a alta influência do nível da carga em que o módulo fotovoltaico esta alimentando quando se diz respeito à presença de harmônicos naquele ponto da rede.

Tabela 18 – Tabela resumo dos resultados obtidos para a análise do cenário 4

Nó	DHT da corrente do Caso 5 (% da fundamental)	DHT da corrente do Caso 6 (% da fundamental)
Nó 1	0,45	0,25
Nó 2	0,63	0,57
Nó 3	0,85	1,21
Nó 4	0,97	1,02

Fonte: Produção do próprio autor.

Portanto, apesar dos geradores fotovoltaicos nos dois casos fornecerem a mesma potência com níveis aproximados de harmônicos ao sistema, cada ponto do sistema se comportara de uma forma específica levando em conta diferentes parâmetros, como a carga que está sendo alimentada e a distância desse ponto a alimentação principal.

4.5 Considerações finais

A seguir, são apresentadas as tabelas 19 e 20, que mostram de forma sintetizada os resultados recolhidos nos casos 1, 2, 3, 4, 5 e 6.

Tabela 19 – Tabela resumo da DHT da corrente gerada pelos geradores fotovoltaico em seus pontos de conexão com a rede de distribuição

Caso	DHT da corrente inserido pelo gerador fotovoltaica 1 (% da fundamental)	DHT da corrente inserido pelo gerador fotovoltaico 2 (% da fundamental)	DHT da corrente inserido pelo gerador fotovoltaico 3 (% da fundamental)
Caso 1	3,36	Não conectado	Não conectado
Caso 2	3,36	2,99	Não conectado
Caso 3	3,21	3,09	3,75
Caso 4	3,32	3,39	3,87
Caso 5	2,66	2,28	2,96
Caso 6	2,50	2,84	2,94

Fonte: Produção do próprio autor.

Tabela 20 – Tabela resumo dos resultados obtidos para a análise de todos os casos

Nó	DHT da corrente do Caso 1 (% da fundamental)	DHT da corrente do Caso 2 (% da fundamental)	DHT da corrente do Caso 3 (% da fundamental)	DHT da corrente do Caso 4 (% da fundamental)	DHT da corrente do Caso 5 (% da fundamental)	DHT da corrente do Caso 6 (% da fundamental)
Nó 1	0,12	0,12	0,18	0,41	0,45	0,25
Nó 2	0,15	0,16	0,23	0,55	0,63	0,57
Nó 3	0,9	0,20	0,34	0,78	0,85	1,21
Nó 4	0,9	0,17	0,41	0,92	0,97	1,02

Fonte: Produção do próprio autor.

Nota-se, na Tabela 19, que ao aumentar a potência total produzida pelos geradores fotovoltaicos, eles passaram a inserir menos distorção harmônica à rede de distribuição. Além disso, analisando a Tabela 20, nota-se um aumento da DHT da corrente ao se aumentar a influência dos geradores fotovoltaicos na alimentação do sistema de distribuição simulado. Para melhor análise dessa influência, é mostrado na Tabela 21 a seguir, um resumo dos resultados adquiridos dos 6 casos simulados da potências ativa gerada e consumida pelo sistema.

Tabela 21 – Tabela resumo das potências produzidas e requeridas no sistema de distribuição

Caso	Potência total produzida pelos geradores fotovoltaicos conectados à rede de distribuição (kW)	Potência total ativa requerida pelas cargas conectadas à rede de distribuição (kW)	Potência total ativa gerada pela unidade de GC (kW)
Caso 1	75	2000	1925
Caso 2	150	2000	1850
Caso 3	225	2000	1775
Caso 4	225	1200	975
Caso 5	300	1200	900
Caso 6	300	2000	1700

Fonte: Produção do próprio autor.

5 CONCLUSÃO E TRABALHOS FUTUROS

Neste trabalho, foi modelado um sistema de distribuição de média tensão no ambiente MATLAB/SIMULINK, para simulação e análise do comportamento da rede MT com presença de micro e minigeração distribuída fotovoltaica de energia elétrica. As simulações foram divididas em seis casos simulados, em que, a análise desses resultados, foram feitas em quatro cenários. Com isso, foi possível observar e quantificar o comportamento das distorções harmônicas da corrente na rede de distribuição.

Para se avaliar o impacto gerado foram medidos os níveis de distorção harmônica total da corrente em pontos específicos da rede. Com essas medições foi possível verificar o comportamento da presença de harmônicos em toda a rede, verificando que a inclusão da GD fotovoltaica causa sim uma injeção de harmônico na rede. Além disso, foi possível verificar o nível de influência dessa GD nos níveis totais de harmônico, em que cada cenário tratou de analisar a importância de cada parâmetro no resultado final.

Pode-se notar que, em todos os casos em que ocorreu um aumento da influência da GD fotovoltaica na geração total da energia requerida pelo sistema, ocorreu um aumento da presença de harmônicos em toda a rede. E isso foi observado em diferentes aspectos, sendo eles: aumento de unidades geradoras fotovoltaicas conectadas à rede, aumento da geração de energia por essas unidades geradoras e diminuição das cargas presente na rede. Além disso, verificou uma tendência do ponto mais distante do alimentador principal da rede, possuir o maior nível de distorção harmônica.

Com isso, apesar da inserção de GD ter um caráter benéfico às redes de distribuição, deve-se tomar cuidado do cenário em que ela está sendo inserida, pois podem causar problemas relevantes na qualidade de energia, se tornando um elemento prejudicial em vez de benéfico ao sistema.

Em relação a trabalhos futuros, pode-se ainda testar diversos casos, no qual se podem mudar o valor das cargas presente, a disposição da conexão dos geradores fotovoltaicos e quantidade de potência gerada por eles. Além disso, pode-se buscar a criação de um sistema de

distribuição mais fiel à realidade, podendo se inspirar em alguma determinada região, ou ainda criar um modelo com maior embasamento matemático para a criação do sistema.

REFERÊNCIAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Atlas de Energia Elétrica do Brasil**. 1. ed. Brasília: ANEEL, 2001. p. 19. Disponível em:

<http://www2.aneel.gov.br/arquivos/pdf/livro_atlas.pdf>. Acesso em: 24 jun. 2017.

_____. **Atlas de Energia Elétrica do Brasil**. 3. ed. Brasília: ANEEL, 2008. p. 77.

Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/arquivos/pdf/atlas3ed.pdf>>. Acesso em: 24 jun. 2017.

_____. **Brasil ultrapassa 5 mil conexões de micro e minigeração**. Brasília, 2016.

Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/sala-de-imprensa-exibicao/-/asset_publisher/XGPXSqdMFHrE/content/brasil-ultrapassa-5-mil-conexoes-de-micro-e-minigeracao/656877?inheritRedirect=false>. Acesso em: 24 jun. 2017

_____. **Geração Distribuída**. Brasília, 2015a. Disponível em:

<http://www.aneel.gov.br/informacoes-tecnicas/-/asset_publisher/CegkWaVJWF5E/content/geracao-distribuida-introducao/656827?inheritRedirect=false&redirect=http%3A%2F%2Fwww.aneel.gov.br%2Finformacoes-tecnicas%3Fp_p_id%3D101_INSTANCE_CegkWaVJWF5E%26p_p_lifecycle%3D0%26p_p_state%3Dnormal%26p_p_mode%3Dview%26p_p_col_id%3Dcolumn-2%26p_p_col_pos%3D1%26p_p_col_count%3D2>. Acesso em: 24 jun. 2017.

_____. **Plano de Dados Abertos 2016-2017: Geração Distribuída Visão Geral**. Brasília, 2017b. Disponível em:

<http://www.aneel.gov.br/documents/656835/15191504/DD_IG_1_10.pdf/f4abc8a9-a37a-d11f-5389-448470f77bae>. Acesso em: 24 jun. 2017.

_____. **Matriz de Energia Elétrica**. Brasília, 2017a. Disponível em:

<<http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/OperacaoCapacidadeBrasil.cfm>>. Acesso em: 24 jun. 2017.

_____. **Resolução Normativa nº 482 de 17 de abril de 2012**. 2012. Disponível em:

<<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>>. Acesso em: 24 jun. 2017.

_____. **Resolução Normativa nº 687 de 24 de novembro de 2015**. 2015b. Disponível em:

<<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf>>. Acesso em: 24 jun. 2017.

_____. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST, Módulo 8**. 8. rev. Brasília: ANEEL, 2017c. p. 14-16. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/documents/656827/14866914/M%C3%B3dulo8_Revisao_8/9c78cfab-a7d7-4066-b6ba-cfbda3058d19>. Acesso em: 13 nov. 2017.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE DISTRIBUIDORES DE ENERGIA ELÉTRICA. **Visão Geral do Setor**. Rio de Janeiro, [201-?]. Disponível em: <<http://www.abradee.com.br/setor-eletrico/visao-geral-do-setor>>. Acesso em: 24 jun. 2017.

BRASIL. **Decreto nº 5.163 de 30 de julho de 2004**. 2004a. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/decreto/d5163.HTM>. Acesso em: 24 jun. 2017.

BRASIL. **Lei Federal nº10.848 de 15 de março de 2004**. 2004b. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/lei/110.848.htm>. Acesso em: 24 jun. 2017.

EDP. **Conexão de Micro e Minigeradores ao Sistema de Distribuição de Média Tensão**. 2016. Disponível em: <<http://www.edp.com.br/distribuicao/edp-escelsa/informacoes/tecnicas/Central-Geradora/Documents/PT.DT.PDN.03.14.011.pdf>>. Acesso em: 13 nov. 2017.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA . **Inserção da Geração Fotovoltaica Distribuída no Brasil: Condicionantes e Impactos**. Rio de Janeiro: EPE, 2014. Disponível em: <[http://www.epe.gov.br/mercado/Documents/Série Estudos de Energia/DEA 19 - Inserção da Geração Fotovoltaica Distribuída no Brasil - Condicionantes e Impactos VF \(Revisada\).pdf](http://www.epe.gov.br/mercado/Documents/Série%20Estudos%20de%20Energia/DEA%2019%20-%20Inser%C3%A7%C3%A3o%20da%20Gera%C3%A7%C3%A3o%20Fotovoltaica%20Distribuída%20no%20Brasil%20-%20Condicionantes%20e%20Impactos%20VF%20(Revisada).pdf)>. Acesso em: 24 jun. 2017

FILHO, W. P. B.; AZEVEDO, A. C. S. Geração Distribuída: Vantagens e Desvantagens. In: SIMPÓSIO DE ESTUDOS E PESQUISAS EM CIÊNCIAS AMBIENTAIS NA AMAZÔNIA, 2., 2013. Belém. **Anais de Artigos (Volume II) do II Simpósio de Estudos e Pesquisas em Ciências Ambientais na Amazônia**. Belém. Universidade do Estado do Pará, 2013. v.2, p. 126-135. Disponível em: <https://paginas.uepa.br/pcambientais/simposio/anais_artigos_vol_2_simposio_2013.pdf>. Acesso em: 24 jun. 2017.

HOFF, T. E.; WENGER, J. W.; FARMER, B. K. **Distributed Generation: An Alternative To Electric Utility Investments In System Capacity**. Energy policy (great Britian). v. 24. 1996. Disponível em: <http://www.cleanpower.com/wp-content/uploads/2012/02/041_DG_AlternativeToSystemCapacity.pdf>. Acesso em: 24 jun. 2017

IEEE std 519-1992. **IEEE Recommended Practices and Requirements for Harmonic Control in Electric Power Systems**. 1993. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/document/210894/>> Acesso em: 13 nov. 2017.

LOPEZ, R. A. **Energia Solar Para Produção de Eletricidade**. 1. ed. São Paulo: Artliber Editor, 2012.

MATHWORKS. **Detailed Model of a 100-kW Grid-Connected PV Array**. 2017. Disponível em: <<https://www.mathworks.com/help/physmod/sps/examples/detailed-model-of-a-100-kw-grid-connected-pv-array.html>>. Acesso em: 13 nov. 2017.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. **Renováveis devem manter participação de 43% na matriz energética em 2017**. 2017. Disponível em: <http://www.mme.gov.br/web/guest/pagina-inicial/outras-noticias/-/asset_publisher/32hLrOzMKwWb/content/renovaveis-devemmanter-participacao-de-43-na-matriz-energetica-em-2017>. Acesso em: 24 jun. 2017.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. **Brasil lança Programa de Geração Distribuída com destaque para energia solar**. 2015. Disponível em: <http://www.mme.gov.br/web/guest/pagina-inicial/outras-noticias/-/asset_publisher/32hLrOzMKwWb/content/programa-de-geracao-distribuida-preve-movimentar-r-100-bi-em-investimentos-ate-2030>. Acesso em: 24 jun. 2017.

PORTAL BRASIL. **Mais de 10 mil conexões de micro e minigeração de energia são registradas no País**. 2017. Disponível em: <<http://www.brasil.gov.br/infraestrutura/2017/05/mais-de-10-mil-conexoes-de-micro-e-minigeracao-de-energia-sao-registradas-no-pais>>. Acesso em: 24 jun. 2017.

RODRÍGUEZ, C. R. C. **Mecanismos Regulatório, Tarifários e Econômicos na Geração Distribuída: O Caso dos Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede**. 2002. Dissertação (Mestrado em Planejamento de Sistemas Energéticos), Programa de Pós Graduação da Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2002.

VILLALVA, M. G.; GAZOLI, J. R. **Energia Solar Fotovoltaica Conceitos e Aplicações**. 1. ed. São Paulo: Érica, 2012.

ZILLES, R. et al. **Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica**. 1. ed. São Paulo: Oficina do Texto, 2012.