

UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM
ENGENHARIA ELÉTRICA

**Capacidade de Hospedagem de Sistemas de
Distribuição com Inserção de Geração
Distribuída Utilizando o OpenDSS**

Mateus Dias Braga

Itajubá-MG, 25 de Abril de 2019

UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM
ENGENHARIA ELÉTRICA

Mateus Dias Braga

**Capacidade de Hospedagem de Sistemas de
Distribuição com Inserção de Geração
Distribuída Utilizando o OpenDSS**

Dissertação submetida ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica como parte dos requisitos para obtenção do Título de Mestre em Ciências em Engenharia Elétrica.

Área de Concentração:
Sistemas Elétricos de Potência

Orientador:
Prof. Ph.D. Paulo Fernando Ribeiro

Co-Orientador:
Prof. Ph.D. Benedito Isaías Lima Fuly

Itajubá-MG, 25 de Abril de 2019

DEDICATÓRIA

*Aos meus Pais, Dewel e Isabel;
Família e amigos;*

“Consagre ao Senhor tudo o que você faz,
e os seus planos serão bem-sucedidos.”

Provérbios 16:3

AGRADECIMENTOS

Primeiramente, agradeço a Deus pela oportunidade de realizar este mestrado. Sem Ele nada disso seria possível.

Aos meus pais Dewel e Isabel por apoiarem minhas decisões e por estarem sempre presentes em minha vida, dando conselhos e incentivos nesta caminhada.

Ao professor Paulo Ribeiro pela orientação e confiança no meu trabalho. Ao professor co-orientador Isaías Lima pela amizade e incentivo.

Aos amigos do grupo aPTIs –SG² e da Unifei, pelos bons momentos que passamos durante este tempo, pelas experiências compartilhadas, pelas viagens em congresso, discussões e opiniões sobre os trabalhos. Indubitavelmente, vocês fizeram diferença nesta jornada.

A todos os outros amigos e familiares que estiveram presentes durante esta etapa da minha vida.

A todos os órgãos de fomento (CNPq, CAPES e FAPEMIG), Unifei e ao Inerge pelo apoio financeiro.

O presente trabalho foi realizado com apoio da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior - Brasil (CAPES) - Código de Financiamento 001

RESUMO

O uso de sistemas distribuídos - principalmente de painéis solares fotovoltaicos - tem aumentado nos últimos anos. Promover o desenvolvimento de energias renováveis tornou-se um objetivo comum do Mundo e também do Brasil. A busca por fontes alternativas aliada à geração de energia limpa fez com que a energia solar fotovoltaica crescesse consideravelmente. Além disso, acordos como o Protocolo de Kyoto e Paris também influenciaram este crescimento. Um outro fator que vale a pena destacar é o barateamento do preço desta energia, uma vez que em décadas passadas era inviável, apresentando preços muito elevados. O crescimento deste tipo de energia por um lado é interessante, pois diversifica a matriz energética, diminui a dependência das grandes usinas hidrelétricas e/ou térmicas. Contudo, também gera incertezas e preocupações de natureza técnica, econômica e social. Dentro deste contexto, esta dissertação busca apresentar os impactos da geração distribuída no sistema elétrico de potência. Do ponto de vista técnico, são abordados os principais problemas relatados na literatura devido à alta inserção de sistemas distribuídos fotovoltaicos, tais como: sobretensão, harmônicos, desequilíbrio de tensão, capacidade térmica das linhas e dos transformadores, dentre outros. Desta forma, esta dissertação tem como objetivo analisar a capacidade de hospedagem de um sistema de distribuição frente à sobretensão e harmônicos. É utilizado o *software* OpenDSS juntamente com o MATLAB para avaliar o sistema frente à elevada inserção de geração distribuída. São apresentados, comparados e discutidos alguns resultados e os fatores que influenciam diretamente nos valores da capacidade de hospedagem deste sistema teste (13 barras) frente a sobretensões e distorções harmônicas.

Palavras-Chaves: capacidade de hospedagem, geração distribuída, harmônicos, OpenDSS, sobretensão, sistemas fotovoltaicos.

ABSTRACT

The use of distributed generation - mainly of photovoltaic solar panels - have been increasing in the last years. Promoting the development of renewable energy has become a common goal of the World and Brazil as well. The seek for alternative energy sources allied with the generation of clean energy has increased considerably the use of photovoltaic solar energy. In addition, agreements such as the Kyoto Protocol and Paris have also influenced it. Another factor that is interesting to mention is the price reduction in this type of energy, since in previous decades it was unfeasible, presenting very high prices. Moreover, the growth of this type of energy is quite beneficial to the society because it diversifies the energy matrix, decreasing the dependence on large hydroelectric and/or thermal plants. On the other hand, it also generates technical, economic and social uncertainties and concerns. Within this context, this work seeks to present the impacts of the distributed generation on the electric power systems. From the technical point of view, the main problems reported in the literature due to high insertion of distributed photovoltaic systems are: overvoltage, harmonic distortions, voltage imbalances, thermal capacity of lines and transformers, among others. In this way, this paper work aims to analyze the hosting capacity of a distribution system against overvoltage and harmonics. OpenDSS software is used with MATLab in order to evaluate the system against high insertion of distributed generation. Some factors that directly influence the hosting capacity values of this test system (13 buses) against overvoltages and harmonic distortions are presented, compared and discussed.

Keywords: hosting capacity, distributed generation, harmonics, OpenDSS, overvoltage, photovoltaic systems.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1: Queda do preço da célula fotovoltaica.....	2
Figura 1.2: Evolução da capacidade mundial instalada em GWp (THE INTERNATIONAL ENERGY AGENCY - PHOTOVOLTAIC POWER SYSTEMS PROGRAMME, 2018).....	3
Figura 1.3: Matriz Energética Brasileira em Operação até Junho 2018 (ABSOLAR, 2018).....	4
Figura 1.4: Irradiação solar no Brasil e Alemanha (SALAMONI, 2009).....	5
Figura 1.5: Projeções da ANEEL da instalação de GDs (ANEEL, 2017).....	5
Figura 1.6: Exemplo de obras já concluídas (ABSOLAR, 2017)	6
Figura 2.1: Perfil de tensão de um alimentador sem GD (ESSLINGER e WITZMANN, 2010)	13
Figura 2.2: Perfil de tensão de um alimentador com GD (RIBEIRO JUNIOR, 2018)	13
Figura 2.3: Composição da forma de onda resultante com a presença da onda de terceira ordem.....	14
Figura 2.4: Perfil de tensão de um sistema com PVs conectados na fase A nos nós 1,4,7 e 10 (JAEGER; MARTIN, 2013).....	15
Figura 2.5: Característica do controle Volt/Var – Adaptado de (J. SMITH, 2013)	16
Figura 3.1: Capacidade de Hospedagem (DE OLIVEIRA; RIBEIRO; SANTOS, 2016).....	18
Figura 3.2: Perfil de Tensão ao Longo de um Alimentador (SEGUIN et al., 2016).....	22
Figura 3.3: Sistema com potencial problema de ressonância paralela (DUGAN et al., 2004)	27
Figura 3.4: Sistema com potencial problema de ressonância série (DUGAN et al., 2004)	27
Figura 3.5: Efeito de cargas resistivas na ressonância paralela (DUGAN et al., 2004)	28
Figura 3.6: Emissão harmonica dos inversores PV (SMITH et al., 2016)	31
Figura 3.7: Forma de onda da corrente e espectro harmônico do Opel Ampera carregando – (SUPPONEN et al., 2016)	32
Figura 4.1: Elementos de transporte de energia (DUGAN, 2016)	37
Figura 4.2: Elementos de conversão de energia (DUGAN, 2016)	38
Figura 4.3: Primeiro modelo da Carga em Análise Harmônica	41
Figura 4.4: Carga em Análise Harmônica	41
Figura 4.5: Modelo PVSystem no OpenDSS	43
Figura 4.6: Resistor Simples.....	45
Figura 4.7: Rede Genérica	46
Figura 4.8: Carga monofásica não linear (ROCHA e RADATZ, 2017).....	47

Figura 4.9: Fluxograma de resolução do fluxo de potência (RADATZ, 2017).....	48
Figura 5.1: Diagrama do sistema IEEE 13 barras	50
Figura 5.2: Perfil de Tensão ao Longo do Alimentador (Carregamento 1,0 p.u. e LTC fixo).53	
Figura 5.3: Nível de Tensão do sistema IEEE 13 barras (Carregamento 1,0 p.u. e LTC fixo) 53	
Figura 5.4: Perfil de Tensão ao Longo do Alimentador (Carregamento 0,6 p.u. e LTC fixo).54	
Figura 5.5: Perfil de Tensão ao Longo do Alimentador (Carregamento 0,3 p.u. e LTC fixo).54	
Figura 5.6: Nível de Tensão do sistema IEEE 13 barras (Carregamento 0,3 p.u. e LTC fixo) 55	
Figura 5.7: Perfil de Tensão ao Longo do Alimentador (Carregamento 1,0 p.u.).....	55
Figura 5.8: Perfil de Tensão ao Longo do Alimentador (Carregamento 0,6 p.u.).....	56
Figura 5.9: Perfil de Tensão ao Longo do Alimentador (Carregamento 0,3 p.u.).....	56
Figura 5.10: Perfil de Tensão ao Longo do Alimentador (Carregamento 1 p.u e Capacitor OFF).....	57
Figura 5.11: Perfil de Tensão ao Longo do Alimentador (Carregamento 0,6 p.u e Capacitor OFF).....	57
Figura 5.12: Fluxograma	58
Figura 5.13: Perfil de Tensão e Fluxo de Potência (Carregamento 0,3 pu)	59
Figura 5.14: Perfil de Tensão e Fluxo de Potência (Carregamento 0,6 pu)	60
Figura 5.15: Subtensão com a Inserção do Gerador Monofásico na barra 611 (Carregamento 1 [p.u.]	61
Figura 5.16: Perfil de Carga Residencial.....	62
Figura 5.17: Tap Fase A	63
Figura 5.18: Tap Fase B	63
Figura 5.19: Tap Fase C	64
Figura 5.20: Capacidade de Hospedagem frente a Sobretensão da Barra 675	64
Figura 5.21: Capacidade de Hospedagem frente a Sobretensão da Barra 611	65
Figura 5.22: Características do Sistema PV	67
Figura 5.23: Capacidade de Hospedagem Diária	68
Figura 5.24: Capacidade de Hospedagem Harmônica (D. BRAGA et al., 2018)	70

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1: Classificação da GD de acordo com a potência (ACKERMANN, 2001).....	9
Tabela 3.1: Comparação dos Métodos de HC - Adaptado de (ISMAEL et al., 2019).....	19
Tabela 3.2: Faixas de Classificação de Tensões – Tensões de Regime Permanente (PRODIST – MÓDULO 8, 2018)	23
Tabela 3.3: Faixas de tensão ANSI C83.1-2011 (ANEEL-FAU, 2014).	24
Tabela 3.4: Exemplo de alguns espectros na Plataforma – Adaptado de (BLANCO et al., 2012).....	29
Tabela 3.5: Características dos inversores PV medidos na Universidade de Dresden, Alemanha – Retirado de (SMITH et al., 2016)	30
Tabela 3.6: Emissões harmônicas de máquinas de calor (aquecedor e resfriador) – Adaptado de (ZAVODA et al., 2018)	31
Tabela 3.7: Terminologia dos parâmetros frente a distorções harmônicas – Retirado de (PRODIST – MÓDULO 8, 2018)	32
Tabela 3.8: Limite das Distorções Harmônicas com relação a Freq. Fundamental (PRODIST – MÓDULO 8, 2018)	34
Tabela 3.9: Limite das Distorções Harmônicas de Tensão com relação a Freq. Fundamental – (IEEE 514).....	34
Tabela 3.10: Limite das Distorções Harmônicas de Corrente em porcentagem de IL– (IEEE 514).....	35
Tabela 4.1: Descrição dos principais modelos da carga.....	39
Tabela 4.2: Descrição da Função “ <i>SeriesR-L</i> ”	42
Tabela 4.3: Descrição da Função “ <i>NeglectLoadY</i> ”	42
Tabela 5.1: Potências Ativa e Reativa das Cargas do Sistema 13 Barras	51
Tabela 5.2: Potências Ativa e Reativa da Carga Distribuída.....	51
Tabela 5.3: Banco do Capacitores	51
Tabela 5.4: Geradores Trifásicos em Barras Trifásicas.....	59
Tabela 5.5: Geradores Monofásicos em Barras Bifásicas ou Monofásicas (Sobretensão)	60
Tabela 5.6: Geradores Monofásicos em Barras Bifásicas ou Monofásicas (Subtensão).....	61
Tabela 5.7: Geradores Trifásicos em Barras Trifásicas.....	66
Tabela 5.8: Geradores Monofásicos em Barras Bifásicas ou Monofásicas.....	66

Tabela 5.9: Espectro Harmônico das Cargas.....	69
Tabela 5.10: 10 % Fluorescente	70
Tabela 5.11: 10 % Aquecedor/Refrigerador (A/R)	71
Tabela 5.12: 10 % Outros	71
Tabela 5.13: 10 % de cada (total de 30 %).....	72
Tabela 5.14: Valores de DIT e DTT em função do modelo adotado	73
Tabela 5.15: PV Tipo 1 – Caso Típico	74
Tabela 5.16: PV Tipo 2 – Pior Caso.....	75
Tabela 5.17: Sistema com Capacitores Ligado	76
Tabela 5.18: Sistema com Capacitores Desligados	76
Tabela 5.19: Composição das cargas (LIU et al., 1999).....	79
Tabela 5.20: Distorção Inicial de Tensão do Sistema	80
Tabela 5.21: Inserção do PV Tipo 2 com Distorção Inicial	81
Tabela 5.22: Local Dependência	81
Tabela B.1: Capacidade de Hospedagem Diária da Barra 675.....	93

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
DHT_I	Distorção Harmônica Total de Corrente
DIT_h	Distorção Harmônica Individual de Tensão
DTT	Distorção Harmônica Total de Tensão
EPRI	Instituto de Pesquisa em Energia Elétrica
GD	Geração Distribuída
IEA	Agência Internacional de Energia
IEA PVPS	The International Energy Agency - Photovoltaic Power System Programme
IEEE	Instituto de Engenheiros Eletricistas e Eletrônicos
NP	Nível de Penetração
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PAC	Ponto de Acoplamento Comum
PD	Elemento de Transporte de Energia
PC	Elemento de Conversão de Energia
PRODIST	Procedimentos de Distribuição
PV	Painel Solar Fotovoltaico
QEE	Qualidade da Energia Elétrica
REN	Resolução Normativa
SIN	Sistema Interligado Nacional
SWERA	Solar and Wind Energy Resource Assessment
Wp	Watt-pico

Sumário

Folha de julgamento	Error! Bookmark not defined.
Dedicatória.....	I
Agradecimentos	III
Resumo	IV
Abstract.....	V
Lista de Figuras	VI
Lista de Tabelas	VIII
Lista de Abreviaturas e Siglas	X
1. Introdução.....	1
1.1 Contextualização e Relevância do Tema.....	1
1.1.1 Energia Solar Fotovoltaica Mundial	2
1.1.2 Potencial Brasileiro	3
1.2 Objetivos da Dissertação.....	6
1.3 Estrutura da Dissertação	7
2. A Geração Distribuída e Impactos na Rede de Distribuição	8
2.1 Conceitos e Definições Sobre Geração Distribuída.....	8
2.2 Principais Regulamentações da Geração Distribuída no Brasil.....	10
2.2.1 Resolução Normativa ANEEL nº 482/2012 e 687/2015.....	10
2.3 Impactos da Alta Penetração de GDs na Rede de Distribuição	11
2.3.1 O Fluxo Reverso de Potência.....	12
2.3.2 Sobretensão	12
2.3.3 Distorção Harmônica.....	13
2.3.4 Desequilíbrio de Tensão.....	14
2.3.5 Fator de Potência.....	15

2.3.6	Perdas Elétricas	16
2.4	Considerações Finais	16
3.	Capacidade de Hospedagem.....	18
3.1	Capacidade de Hospedagem Frente a Sobretensões	21
3.1.1	PRODIST – Módulo 8.....	22
3.1.2	ANSI C83.1 e IEEE std.1547.....	24
3.2	Capacidade de Hospedagem Frente a Distorções Harmônicas.....	25
3.2.1	Background Distortion (Distorção Inicial).....	25
3.2.2	Banco de Capacitores	25
3.2.3	Emissão de harmônicos de equipamentos.....	28
3.2.4	PRODIST – Módulo 8.....	32
3.2.5	IEEE std.1547.....	34
3.3	Considerações Finais	35
4.	Modelagem de Redes de Distribuição com a Inserção de Sistemas PVs	36
4.1	Open Distribution Simulator System (OpenDSS)	36
4.2	Descrição dos Elementos no OpenDSS	37
4.2.1	Elementos de Transporte de Energia (PD).....	37
4.2.2	Elementos de Conversão de Energia (PC)	37
4.2.3	Modelos de Carga.....	38
4.2.4	Modelagem Análise Harmônica.....	41
4.2.5	Modelo PVSystem.....	42
4.3	Fluxo de Potência no OpenDSS – O Método de Injeção de Correntes	44
4.3.1	Admitância nodal	44
4.3.2	Métodos da Compensação de corrente.....	47
4.3.3	Fluxo de Potência	48
4.4	Considerações Finais	49
5.	Estudo de Caso e Discussões.....	50

5.1	Descrição do Sistema IEEE 13 barras	50
5.2	Capacidade de Hospedagem do Sistema 13 Barras frente a Sobretensões	52
5.2.1	Nível de Carregamento do Sistema	52
5.2.1.1	Variação do Carregamento e Regulador Fixo	52
5.2.1.2	Variação do Carregamento e Atuação do Regulador	55
5.2.1.2	Variação do Carregamento e Capacitor Desligado	57
5.2.2	Cálculo da Capacidade de Hospedagem	58
5.2.2.1	Capacidade de Hospedagem Pontual	59
5.2.2.2	Capacidade de Hospedagem Diária	61
5.3	Capacidade de Hospedagem do Sistema 13 Barras Frente a Distorções Harmônicas	68
5.3.1	Distorção de Tensão Inicial (Background Distortion)	69
5.3.2	Modelo da Carga em Análise Harmônica	72
5.3.3	Modelo do PV em Análise Harmônica	74
5.3.4	Elementos Capacitivos	75
5.3.5	Análise da Impedância Frente a Variação da Frequência	77
5.3.6	Estudo de caso	78
5.3.6.1	Distorção Inicial do Sistema (Background Distortion)	80
5.4	Considerações Finais	82
6.	Conclusões	83
6.1	Considerações Gerais	83
6.2	Sugestões para Trabalhos Futuros	84
7.	Trabalhos Publicados e Apresentados	85
	Referências	86
	Apêndice A – Motivação Filosófica Sobre o Tema	90
	Apêndice B – Tabela da Capacidade de Hospedagem Diária da Barra 675	93

1. INTRODUÇÃO

1.1 CONTEXTUALIZAÇÃO E RELEVÂNCIA DO TEMA

Indubitavelmente, a demanda por energia elétrica é algo crescente na sociedade, seja pelo aumento populacional, desenvolvimento tecnológico ou bem-estar social. Mesmo em tempos de crise, pode-se notar o aumento da mesma. Desta forma, torna-se necessário a busca por mais fontes de energia. Atualmente, a geração distribuída vem ganhando destaque, com um crescimento acentuado nos últimos anos.

A matriz energética Brasileira é composta em sua maioria por grandes usinas hidroelétricas, representando cerca de 67,5 % (ONS, 2018). Porém, nos últimos anos, com o baixo índice de chuvas, os reservatórios ficaram com níveis baixos, e assim, foi necessário acionar as usinas térmicas. O grande problema deste tipo de geração é o encarecimento da energia elétrica quando comparado à energia produzida entre estas fontes. Desta forma, a geração distribuída vem se tornando uma opção viável para uma alternativa em cenários com baixo índice de chuvas.

A energia térmica é prejudicial ao meio ambiente. Sem dúvida, o maior ponto negativo é a queima de derivados de petróleo (recursos não renováveis), que resulta na poluição do ar. Tanto o carvão mineral, como o bagaço de cana, produzem gás carbônico, fuligem e contribuem com o efeito estufa. Além disso, outros impactos ambientais que podem ser observados são o aquecimento da água dos rios e, às vezes, a necessidade de construção de estradas para levar o combustível até a usina. Também é elevado o gasto com a compra de combustíveis fósseis e, conseqüentemente, o preço final da energia térmica é elevado.

Outro fator importante é o Protocolo de Kyoto. O protocolo foi assinado em 1997 e entrou em vigor em 2005, na qual define metas para a redução de gás carbônico e outros tipos de gases prejudiciais ao meio-ambiente. Recentemente, em 2015, foi criado o acordo de Paris, no qual o Brasil assumiu em reduzir as emissões de carbono, sendo um total de 37 % até 2025 e 43 % até 2030 (números comparados com valores do ano de 2005). Vários países comprometeram-se em reduzir emissões de gases de efeito estufa. Desta forma, uma das maneiras de diminuir a emissão do gás carbônico é justamente investir em energia renovável, como, por exemplo, solar fotovoltaica, ao invés de energia térmica. Além disso, o carro elétrico também vem ganhando cada vez mais espaço no mercado. Nos EUA, o governo tem incentivado fortemente a compra de carro elétrico, dando subsídios/descontos e em vários

países na Europa os motores a combustão estão com os dias contados. Em 2040, países do Reino Unido e a França vão proibir a venda dos carros convencionais, e a Noruega, o mesmo vai ocorrer até 2025. Atualmente na Noruega, 20 % dos carros já são elétricos.

1.1.1 Energia Solar Fotovoltaica Mundial

A energia solar fotovoltaica é gerada através da captação dos raios solares por células sensíveis aos fótons de luz (célula fotovoltaica), e quando ela é exposta à luminosidade, produz eletricidade. Apesar do grande potencial energético da energia solar, o custo e a eficiência das células fotovoltaicas era muito alto no passado, inviabilizando-se o consumo em larga escala.

Nos últimos anos, a humanidade priorizou a busca por soluções de captação, transformação e utilização dos raios solares em energia elétrica. A evolução dos processos de purificação do silício, bem como o ganho de escala na comercialização de células fotovoltaicas, auxiliaram no barateamento desta tecnologia para os padrões atuais de custo por Wp (Watt-pico). A figura 1.1 abaixo mostra a queda do preço do Watt desta tecnologia no decorrer dos anos.

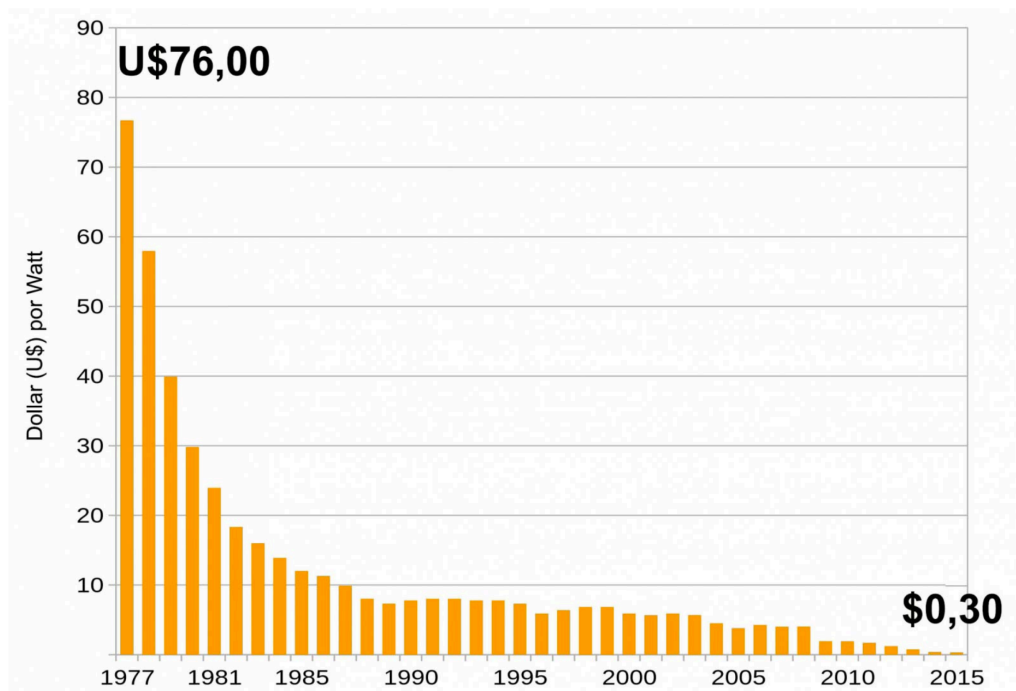


Figura 1.1: Queda do preço da célula fotovoltaica

Com o barateamento desta fonte através dos anos e a busca por novas soluções de energia, a energia solar fotovoltaica cresceu significativamente no Mundo, com destaque hoje para países como a China, EUA e Alemanha, que possuem 131, 51 e 42 GW instalados, respectivamente. A capacidade mundial instalada até o final do ano de 2017 era de 402,5 GWp. A figura 1.2 abaixo mostra a evolução da capacidade mundial instalada no decorrer dos últimos anos.

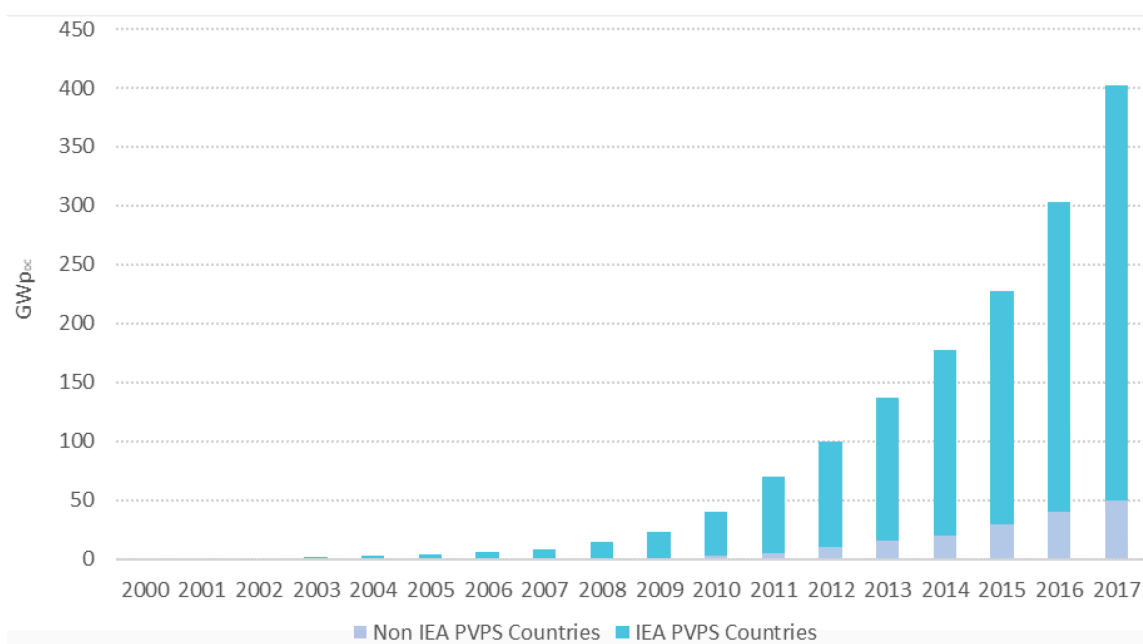


Figura 1.2: Evolução da capacidade mundial instalada em GWp (THE INTERNATIONAL ENERGY AGENCY - PHOTOVOLTAIC POWER SYSTEMS PROGRAMME, 2018)

Onde:

Países IEA PVPS - Austrália, Áustria, Bélgica, Canadá, Chile, China, Dinamarca, Finlândia, França, Alemanha, Israel, Itália, Japão, Coréia, Malásia, México, Marrocos, Holanda, Noruega, Portugal, África do Sul, Espanha, Suécia, Suíça, Tailândia, Turquia, e Estados Unidos da América.

1.1.2 Potencial Brasileiro

Atualmente, o Brasil possui uma capacidade instalada de cerca de 1,5 GW. A figura 1.3 abaixo mostra a composição da matriz energética brasileira (ABSOLAR, 2018).

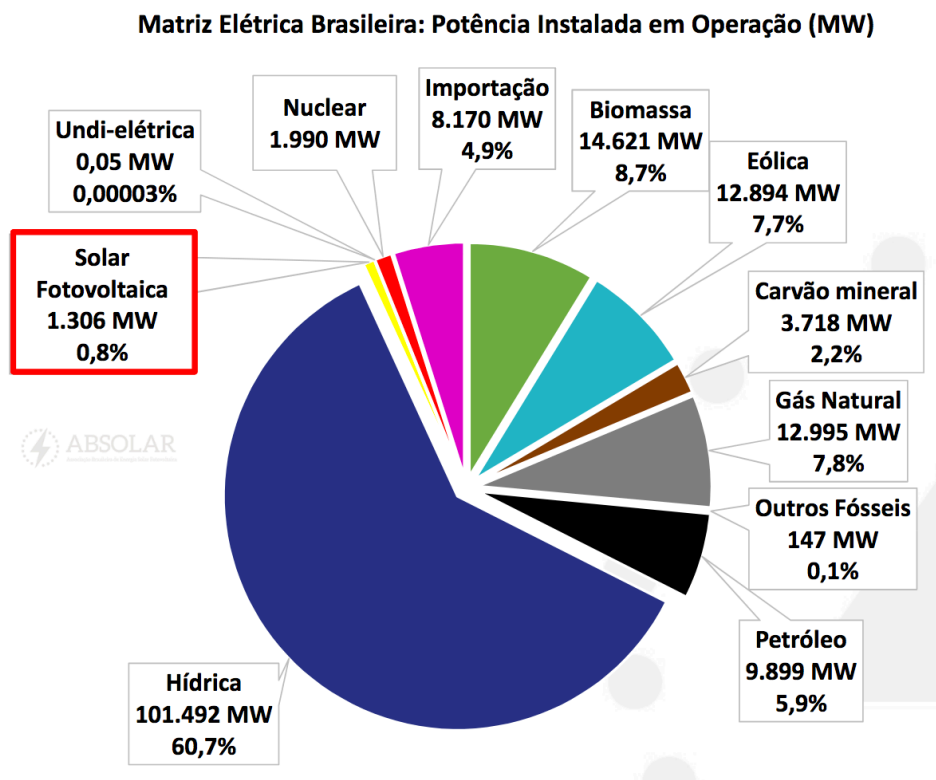


Figura 1.3: Matriz Energética Brasileira em Operação até Junho 2018 (ABSOLAR, 2018)

Comparando a capacidade instalada no Brasil com outros países onde a energia solar fotovoltaica já é bem desenvolvida, pode-se notar que o Brasil está em uma fase inicial da instalação deste tipo tecnologia. Além disso, o potencial brasileiro para este tipo de geração é muito bom quando comparamos com outros países, como por exemplo, a Alemanha. Este fato é ilustrado na figura 1.4 abaixo.

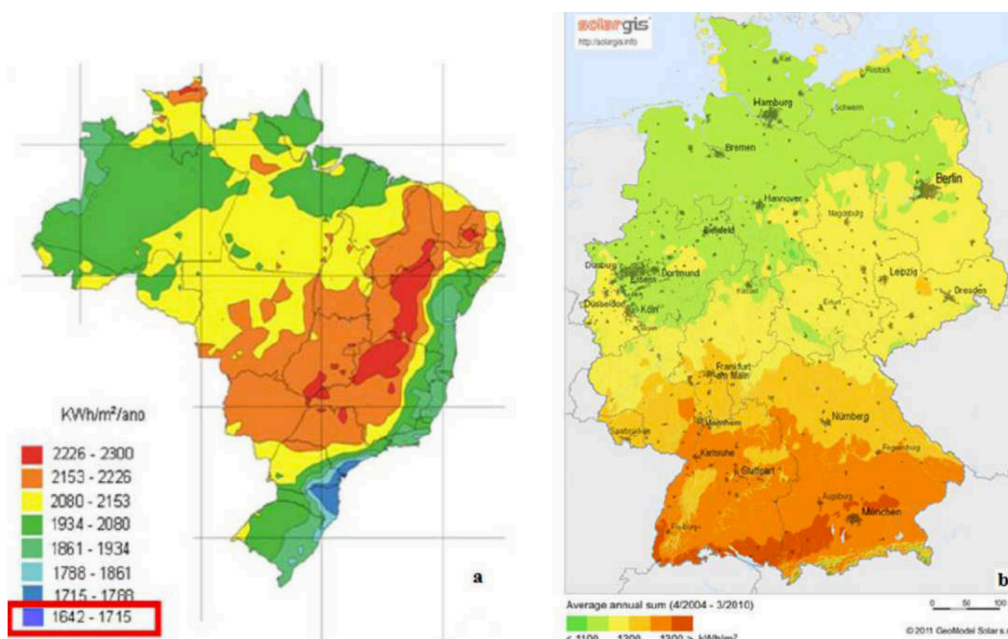


Figura 1.4: Irradiação solar no Brasil e Alemanha (SALAMONI, 2009)

Segundo a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), as projeções para o futuro também apontam um grande crescimento para o setor de energia solar. A figura 1.5 abaixo mostra que até o fim de 2024 a potência instalada das GDs (geração distribuída) irá somar mais de 3000 MW instalados, em sua maioria de caráter residencial.

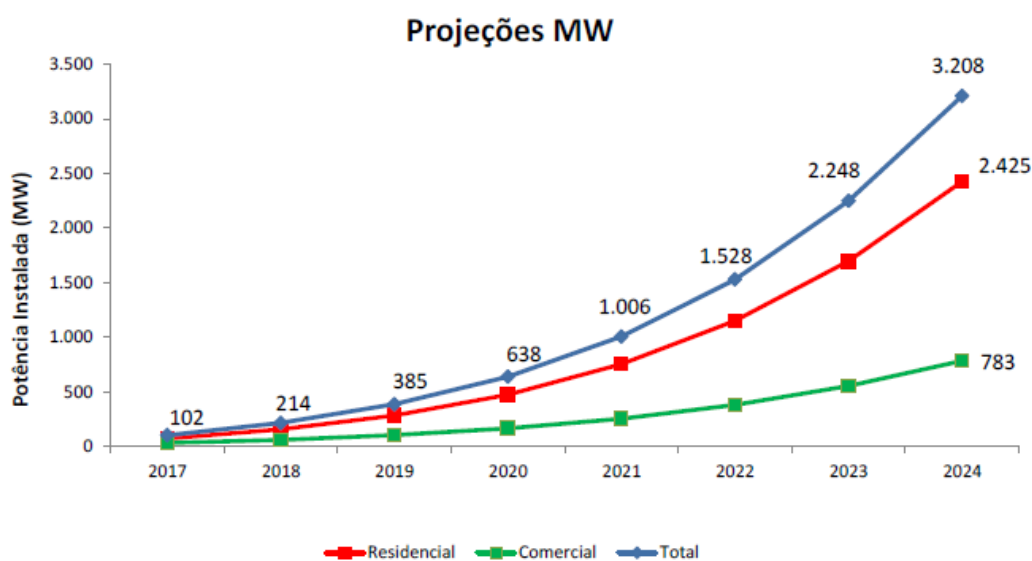


Figura 1.5: Projeções da ANEEL da instalação de GDs (ANEEL, 2017)

Visto que o Brasil ainda não possui uma elevada quantidade de potência instalada deste tipo de geração e que tem um enorme potencial para crescimento, a energia solar fotovoltaica deve crescer significativamente nos próximos anos, principalmente a geração distribuída. Desta forma, torna-se importante o estudo desta fonte e o impacto da mesma no sistema elétrico de potência.

Abaixo têm-se alguns exemplos de obras já concluídas no Brasil e suas respectivas localidades, conforme mostrado na figura 1.6:



Figura 1.6: Exemplo de obras já concluídas (ABSOLAR, 2017)

Na figura 1.6, podemos observar a variedade da aplicação do painel solar fotovoltaico, podendo ser de caráter residencial, comercial, industrial, público ou até mesmo um pequeno gerador de energia (usina). Desta forma, tem-se uma opção bem variada de acordo com a necessidade.

1.2 OBJETIVOS DA DISSERTAÇÃO

São objetivos desta dissertação:

- Discutir e apresentar a modelagem para simulações com a inserção de geração distribuída no sistema elétrico de distribuição. Nesta dissertação será utilizado o software OpenDSS em conjunto com o MATLAB.

-
- Analisar e avaliar os principais problemas técnicos que surgem com a grande inserção de geração distribuída no sistema e as normas que quantificam os padrões de qualidade da energia elétrica. Neste contexto, será avaliado a capacidade de hospedagem frente à distorções harmônicas e sobretensões.
 - Analisar e discutir de forma breve as regulamentações vigentes sobre geração distribuída e mostrar os principais benefícios e barreiras para a implantação da mesma.

1.3 ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO

Esta dissertação está dividida em seis capítulos.

Primeiro capítulo: Introdução sobre o tema, apresentando dados sobre a geração distribuída no Mundo e no Brasil, com destaque para o potencial Brasileiro.

Segundo capítulo: Aborda o tema geração distribuída e as respectivas normas vigentes e apresenta os principais problemas que surgem com a elevada inserção de GDs na rede de distribuição.

Terceiro capítulo: É apresentado o conceito da capacidade de hospedagem de um sistema de distribuição, com ênfase nos parâmetros de sobretensão e distorções harmônicas. Além disso, é apresentado as respectivas normas com relação a estes índices, tanto nacional quanto internacional.

Quarto capítulo: Apresenta a modelagem de redes elétricas de distribuição com inserção de GDs apresentando o algoritmo de fluxo de potência do software utilizado (OpenDSS) e seus principais elementos.

Quinto capítulo: Realiza-se o estudo de caso desta dissertação e mostra o impacto das GDs na rede de distribuição, com ênfase no estudo da capacidade de hospedagem frente à sobretensões e distorções harmônicas.

Sexto capítulo: Apresenta as conclusões finais do trabalho e as perspectivas para trabalhos futuros.

Sétimo capítulo: Trabalhos publicados e apresentados em congressos durante a dissertação.

Por fim, são apresentados as referências e o apêndice com uma breve reflexão filosófica sobre o tema da dissertação.

2. A GERAÇÃO DISTRIBUÍDA E IMPACTOS NA REDE DE DISTRIBUIÇÃO

Este capítulo aborda conceitos importantes sobre a Geração Distribuída (GD), os aspectos normativos e os impactos provenientes da elevada inserção deste tipo de geração na rede de distribuição.

2.1 CONCEITOS E DEFINIÇÕES SOBRE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

O conceito de geração distribuída, de uma certa forma, já existe desde a época do século XIX, quando Thomas Edison e Nikola Tesla travaram uma disputa entre corrente alternada e corrente contínua. Existem várias definições sobre geração distribuída, e algumas delas serão apresentadas a seguir:

- A Geração Distribuída é caracterizada pelas centrais geradoras de energia elétrica, de qualquer potência, com instalações conectadas diretamente no sistema elétrico de distribuição ou através de instalações de consumidores, podendo operar em paralelo ou de forma isolada e despachadas (ANEEL, 2015a).
- O sistema de Geração Distribuída proporciona que o cliente, por meio de suas unidades consumidoras, instale, em casa, comércios e fábricas, pequenas usinas geradoras de energia renovável para consumo próprio. Quando há excedente de produção, a energia gerada é inserida na rede da ENEL e contabilizada pelo medidor bidirecional que registra a energia que é consumida e gerada. Caso a produção seja maior que o consumo da Unidade Consumidora, o cliente recebe um crédito de energia que pode ser utilizado na mesma Unidade Consumidora produzida ou em outra Unidade, conforme modelo de Sistema de Compensação em que a unidade geradora se encontra (ENEL, 2018).
- Geração Distribuída (GD) é uma expressão usada para designar a geração elétrica realizada junto ou próxima do(s) consumidor(es) independente da potência, tecnologia e fonte de energia. As tecnologias de GD têm evoluído para incluir potências cada vez menores (INEE, 2018).

Em geral, pode-se definir o termo geração distribuída para designar a geração de energia elétrica realizada próxima aos centros consumidores, independente da tecnologia ou fonte utilizada e da potência gerada. Assim, diferencia-se da geração centralizada, onde possui uma

grande potência gerada e que se localiza distante do consumidor final, tendo que viajar vários quilômetros para chegar no seu destino final.

De uma forma em geral, a presença de pequenos geradores próximos às cargas pode proporcionar diversos benefícios para o sistema elétrico, onde podemos destacar (PEREIRA, 2017):

- Postergação de investimentos em expansão nos sistemas de distribuição e transmissão do Sistema Interligado Nacional (SIN);
- Redução da necessidade de construção de grandes usinas, diminuindo o impacto ambiental causado na geração de energia elétrica;
- Melhora no nível de tensão da rede no período de carga pesada;
- Diversificação da matriz energética, na qual o Brasil é extremamente dependente do volume de chuvas e níveis do reservatórios;
- Redução das perdas elétricas no sistema de distribuição, e assim, torna-se mais eficiente.

Quanto à potência, existem várias definições do nome com relação à potência atingida pela GD. Na literatura, podemos citar trabalhos como (ACKERMANN; ANDERSSON; SÖDER, 2001)(EL-KHATTAM; SALAMA, 2004) (SEVERINO; MARQUES; CAMARGO, 2008) que definem a potência da GD e a respectiva nomenclatura. A tabela 2.1 mostra a classificação da GD de acordo com a potência segundo (ACKERMANN; ANDERSSON; SÖDER, 2001)

Tabela 2.1: Classificação da GD de acordo com a potência (ACKERMANN, 2001)

Geração Distribuída	
Nomenclatura	Potência
Micro GD	1W a 5kW
Pequena GD	5kW a 5MW
Média GD	5MW a 50MW
Grande GD	50MW a 300MW

Quanto à tecnologia empregada na geração distribuída, as principais fontes de energia são: energia solar fotovoltaica, eólica, térmica utilizando biocombustíveis e hidráulica (PCHs – pequenas centrais hidroelétricas e CGH – central geradora hidroelétrica). Neste trabalho, será analisado a inserção da micro e pequena GD na rede de distribuição, com ênfase na

energia solar fotovoltaica. A próxima seção aborda as principais regulamentações vigentes no Brasil com relação a geração distribuída.

2.2 PRINCIPAIS REGULAMENTAÇÕES DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NO BRASIL

Com o avanço da geração distribuída, a ANEEL identificou a possibilidade de melhorias no sistema implantando, primeiramente, a Resolução Normativa ANEEL nº 482/2012. Estas oportunidades de melhoria levaram a edição e publicação posterior da Resolução Normativa ANEEL nº 687/2015, cujos detalhes serão discutidos a seguir.

2.2.1 Resolução Normativa ANEEL nº 482/2012 e 687/2015

No capítulo I, a resolução 482/2012 define a microgeração distribuída como uma central geradora de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 100 kW (ANEEL, 2012). Já a resolução 687/2015, por sua vez, define a microgeração distribuída como uma central geradora de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 75 kW e que utiliza a cogeração qualificada (ANEEL, 2015b).

Da mesma forma, a minigeração distribuída também difere nos valores da potência instalada. Na resolução 482/2012, a minigeração distribuída é definida como uma central geradora de energia elétrica, com potência instalada superior a 100 kW e menor ou igual a 1 MW (ANEEL, 2012). A resolução 687/2015 trata também da minigeração distribuída, onde possui uma 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. Desta forma, comparando estas resoluções, é possível afirmar que a mudança ampliou o público alvo da geração distribuída, buscando consumidores com um potencial de geração acima de 1 MW, e consequentemente, trazendo os condomínios, consórcios e cooperativas como possibilidades para entrada de novos agentes (ANEEL, 2015b).

Além da alteração da potência instalada, outras importantes alterações entre as resoluções foram: o aumento no prazo para uso dos créditos energéticos, que saltou de 36 para 60 meses; o período para a aprovação do sistema fotovoltaico junto à concessionária, de 82 para 34 dias. (ALVES; JUNIOR, 2017).

Atualmente, o sistema de compensação é em forma de créditos com a concessionária. Quando a quantidade for superior à energia utilizada, serão gerados créditos que poderão ser

compensados pelo prazo de até 60 meses. O consumidor também poderá utilizar esses créditos excedentes para compensar em alguma outra unidade consumidora, caso essa conste como registrada em seu CPF.

Por fim, convém ressaltar o artigo 15 inserido pela resolução 687/2015. De acordo com este artigo, “A ANEEL irá revisar esta Resolução até 31 de dezembro de 2019”. Isso é uma importante oportunidade para que o mercado posicione-se e busque trazer ainda mais melhorias a esta resolução até a próxima revisão. Sem dúvidas que o panorama com relação a geração distribuída ainda vai mudar bastante no Brasil.

2.3 IMPACTOS DA ALTA PENETRAÇÃO DE GDS NA REDE DE DISTRIBUIÇÃO

A elevada penetração de GDs na rede de distribuição irá provocar a alteração da topologia da rede, mudando de um sistema passivo para um sistema ativo. Atualmente, a grande parte da energia elétrica é proveniente de grandes centros de geração, em sua maioria por usinas hidroelétricas e térmicas. Consequentemente, esta energia percorre vários quilômetros até chegar em seu consumidor final. Desta forma, o sistema apresenta as características de um sistema passivo e o fluxo de potência é unidirecional. Com a elevada inserção de GDs, o sistema não será mais passivo, e sim ativo. Isto ocorre devido a inversão do fluxo de potência, onde o consumidor final pode produzir a sua própria energia e injetar de volta na rede o excedente, ou seja, o fluxo de potência agora é bidirecional.

A mudança da topologia do sistema pode acarretar em vários novos desafios para a rede ou sistema analisado. O problema mais comum é a sobretensão. Este problema terá o seu maior impacto quando a geração for muito grande e o consumo da carga for baixo, ou seja, exportando energia para a rede. Além disso, outro problema que intensifica com a grande inserção de GDs é o aumento da distorção harmônica proveniente da tecnologia presente no sistema fotovoltaico. Outros fatores importantes para serem observados e analisados são com relação ao desequilíbrio de tensão, pois o sistema PV pode ser monofásico ou bifásico, o fator de potência que pode alterar drasticamente o fator de potência da instalação e também as perdas elétricas no sistema. Estes fatores serão melhores analisados e explicados na próxima seção.

2.3.1 O Fluxo Reverso de Potência

Em um sistema de distribuição unidirecional, o fluxo de potência flui em uma única direção, ou seja, das grandes usinas geradores de energia até o consumidor final. Com a alta penetração de geração distribuída no sistema, o fluxo de potência agora será bidirecional, ou seja, pode fluir na direção contrária. Este fato irá ocorrer quando a energia produzida pelo consumidor final for maior que o seu consumo naquele instante. Desta forma, a energia excedente produzida pelo consumidor final irá de volta para a rede de distribuição. O maior fluxo reverso vai ocorrer quando a geração for máxima e a carga estiver em seu menor consumo. Desta forma, caso o fluxo reverso seja muito elevado, problemas como exceder os limites térmicos das linha e também do transformador podem ocorrer.

Além disso, o fluxo reverso de potência traz alguns problemas ao sistema, como por exemplo, atuação indevida ou errônea dos equipamentos de proteção. Assim, é importante a alteração das configurações de proteção para que as características de coordenação e seletividade mantenham-se de acordo com as mudanças (BOLLEN; HASSAN, 2008).

2.3.2 Sobretensão

Um dos problemas mais comuns com a alta inserção de geração distribuída na rede de distribuição é a sobretensão. Vários trabalhos na literatura abordam a questão da sobretensão no sistema devido à presença de GD na rede (QUIROZ et al., 2015)(HASHEMI et al., 2018)(BALDENKO; BEHZADIRAFI, 2016) e apresentam também alguns métodos para solucionar ou melhorar o sistema, como por exemplo: uso de baterias, utilização de inversor inteligente para controle do fator de potência ou de potência ativa, dentre outros. As figuras 2.1 e 2.2 abaixo mostram o comportamento da tensão em um sistema com e sem a presença de GD.

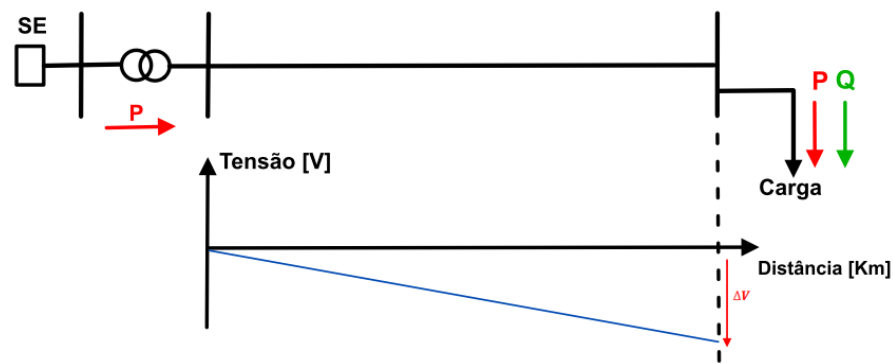


Figura 2.1: Perfil de tensão de um alimentador sem GD (ESSLINGER e WITZMANN, 2010)

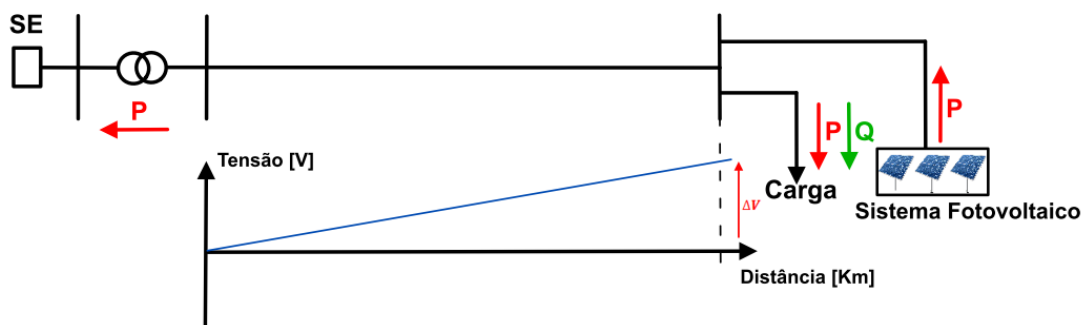


Figura 2.2: Perfil de tensão de um alimentador com GD (RIBEIRO JUNIOR, 2018)

Conforme mostrado na figura 2.1, a potência P flui da subestação até o consumidor final, tendo um ΔV negativo devido a queda de tensão nas linhas. Já na figura 2.2, pode-se notar que com a inserção do sistema fotovoltaico ocorre o fluxo reverso de potência e também o aumento da variação no PAC, agora apresentando um ΔV positivo. Desta forma, ocorre um aumento da tensão naquele ponto em análise. Existem várias normas, nacionais e internacionais, que quantificam os valores limites de tensão aceitáveis no sistema de distribuição. Estas normas serão melhores detalhadas e explicadas nas próximas seções.

2.3.3 Distorção Harmônica

Segundo (ANEEL, 2018), as distorções harmônicas são fenômenos associados a deformações nas formas de onda das tensões e correntes em relação à onda senoidal da frequência fundamental. A figura 2.3 abaixo mostra o comportamento de uma forma de onda do harmônico de terceira ordem e a forma de onda resultante.

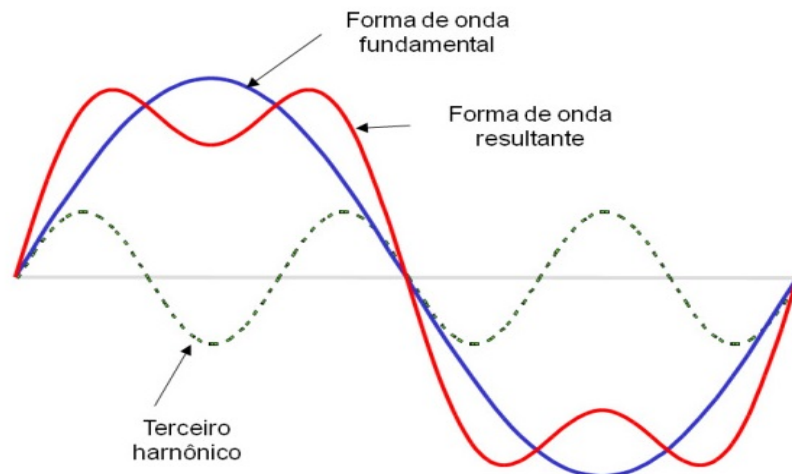


Figura 2.3: Composição da forma de onda resultante com a presença da onda de terceira ordem

Em uma rede elétrica, a principal causa para a distorção harmônica é a presença de equipamentos não-lineares, na qual causam a distorção da corrente e, conseqüentemente, da tensão. O conjunto do sistema fotovoltaico é composto por inversores que transformam a corrente contínua gerada pelo PV em corrente alternada. Em geral, os PVs injetam uma quantidade baixa de harmônico. Porém, com a presença de vários outros equipamentos na rede elétrica, como por exemplo: lâmpadas de LED, televisão, computadores, celulares, ar-condicionado e também carros elétricos, o efeito geral deste equipamentos pode levar a altos valores de harmônicos circulando pela rede.

A elevada circulação de harmônicos na rede pode ocasionar alguns problemas, como por exemplo: aquecimento de equipamentos, aumento das perdas elétricas, diminuição da expectativa de vida do equipamento, alteração do fator de potência, dentre outros (OLIVEIRA, 2018).

2.3.4 Desequilíbrio de Tensão

A maioria dos sistemas PVs instalados nas residências são monofásicos. Caso não haja uma distribuição simétrica entre as fases, o desequilíbrio entre as fases pode aumentar, acarretando no aumento e/ou diminuição da tensão. Atualmente, o desequilíbrio não é muito relevante, porém, com a entrada de GDs e também dos veículos elétricos na rede de distribuição, juntamente com os medidores inteligentes, o desequilíbrio de tensão irá ganhar uma relevância maior em estudos de qualidade de energia elétrica.

A figura 2.4 abaixo mostra o comportamento de um sistema de 10 nós com a inserção de PVs nos nós 1, 4, 7 e 10 (os nós foram numerados em ordem crescente de acordo com o sistema). Todos os PVs foram alocados na fase A e o sistema possui 1 km de comprimento.

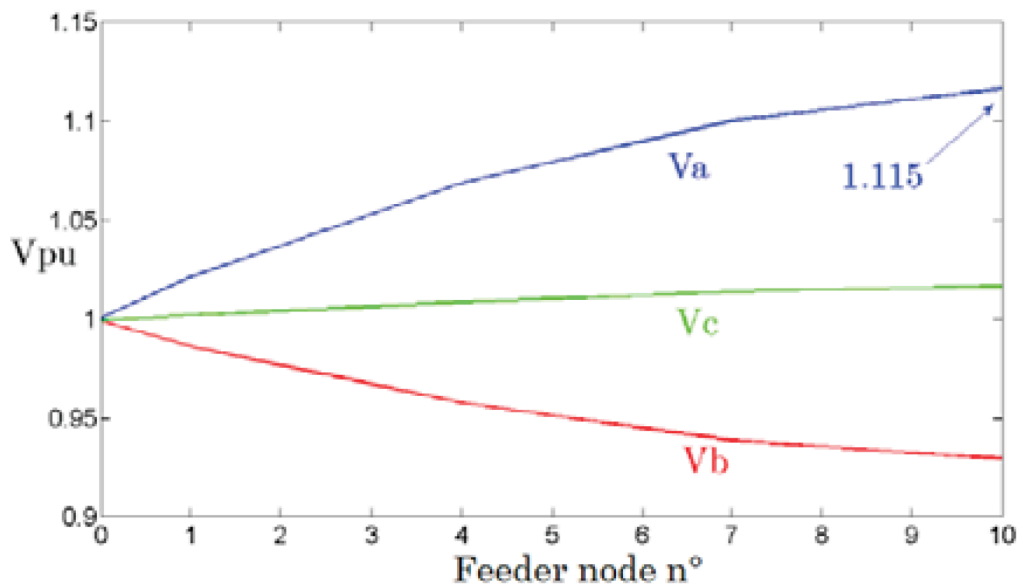


Figura 2.4: Perfil de tensão de um sistema com PVs conectados na fase A nos nós 1,4,7 e 10 (JAEGGER; MARTIN, 2013)

2.3.5 Fator de Potência

Os inversores podem tanto absorver quanto injetar potência reativa. Geralmente, os inversores são designados para trabalhar apenas com fator de potência unitário, ou seja, fornecem apenas energia ativa para a rede. A função mais difundida para a alteração do fator de potência do inversor é a função Volt/Var. Esta função gerencia a saída da potência reativa do PV em resposta à tensão do local em análise (BARR; MAJUMDER, 2015).

Uma curva típica da função Volt/Var é apresentada na figura 2.5. Caso a tensão esteja abaixo do limite pré-estabelecido, o inversor atuará na região capacitiva, injetando potência reativa da rede. Da mesma forma, caso a tensão esteja acima do limite pré-estabelecido, o inversor irá atuar na região indutiva, absorvendo potência reativa. Além disso, quando a tensão está dentro dos limites operativos pré-estabelecidos, na região da curva chamada de zona morta, nenhuma ação é tomada pelo inversor. Vale ressaltar que deve ser respeitada o limite com relação a potência nominal do inversor.

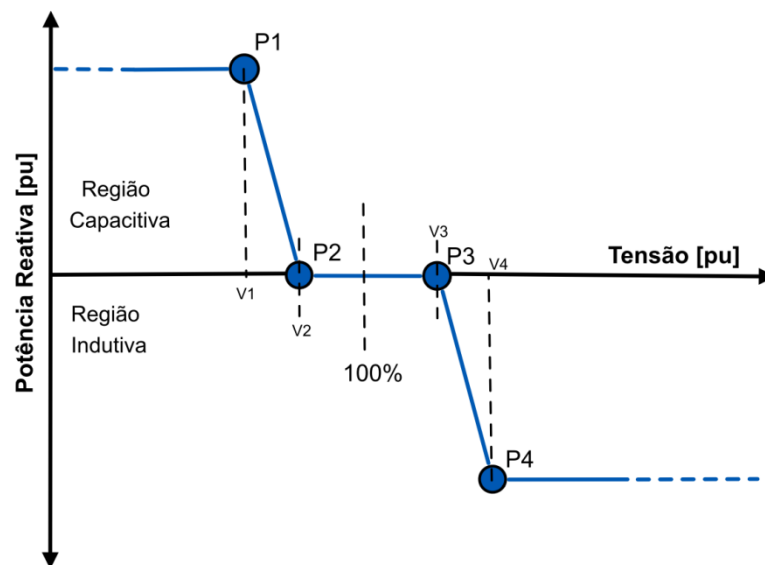


Figura 2.5: Característica do controle Volt/Var (J. SMITH, 2013)

Com a implementação do PV em um sistema, haverá mudança do fator de potência no local analisado.

2.3.6 Perdas Elétricas

Em geral, a elevada inserção de geração distribuída na rede de distribuição irá melhorar a eficiência do sistema, com a redução das perdas elétricas. Isto ocorrerá pois a energia estará mais próxima do consumidor final. O melhor lugar para a implementação de um sistema PV frente as perdas elétricas é o mais próximo possível da maior carga do sistema. Vale lembrar que pode ocorrer também a elevação das perdas elétricas dependendo do local instalado, da potência do mesmo e também do fator de potência do inversor. Estes fatores precisam ser analisados cuidadosamente para determinar o melhor lugar para a implementação em um sistema frente às perdas elétricas (CHIRADEJA, 2005).

2.4 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este capítulo teve por objetivo apresentar o conceito de geração distribuída e mostrar as principais normas com relação a GD. Além disso, foram abordados alguns problemas que podem surgir com a inserção de altos níveis de GD na rede elétrica de distribuição. Problemas relacionados ao fluxo reverso de potência, como o aumento da tensão no ponto de acoplamento, distorções harmônicas, desequilíbrio de tensão, fator de potência e perdas elétricas.

O capítulo seguinte aborda o conceito de capacidade de hospedagem de um sistema de distribuição, com ênfase na capacidade de hospedagem frente a sobretensões e distorções harmônicas. Além disso, são apresentadas as normas nacionais e internacionais.

3. CAPACIDADE DE HOSPEDAGEM

Inicialmente, o termo de capacidade de hospedagem começou a ser utilizado na área ciência da computação e significava a capacidade de resposta a solicitações de clientes por um servidor web (ISMAEL et al., 2019). Além disso, o termo também é utilizado em outras áreas como, por exemplo, marcas d'água em imagem e povoamento de refugiados, conforme mencionado em (BOLLEN; RÖNNBERG, 2017).

No contexto de geração distribuída e redes elétricas, o conceito de capacidade de hospedagem foi proposto por Andre Even em 2004 e, posteriormente, foi aprimorado por (BOLLEN; HASSAN, 2011). A capacidade de hospedagem nada mais é do que a quantidade máxima de geração distribuída que pode ser inserida em uma rede elétrica até que algum indicador ou parâmetro de qualidade de energia seja violado. A figura 3.1 abaixo representa o comportamento de um sistema qualquer com a inserção da geração distribuída em função de sua quantidade. No ponto em que o índice escolhido tornar-se inaceitável, tem-se o valor da capacidade de hospedagem.

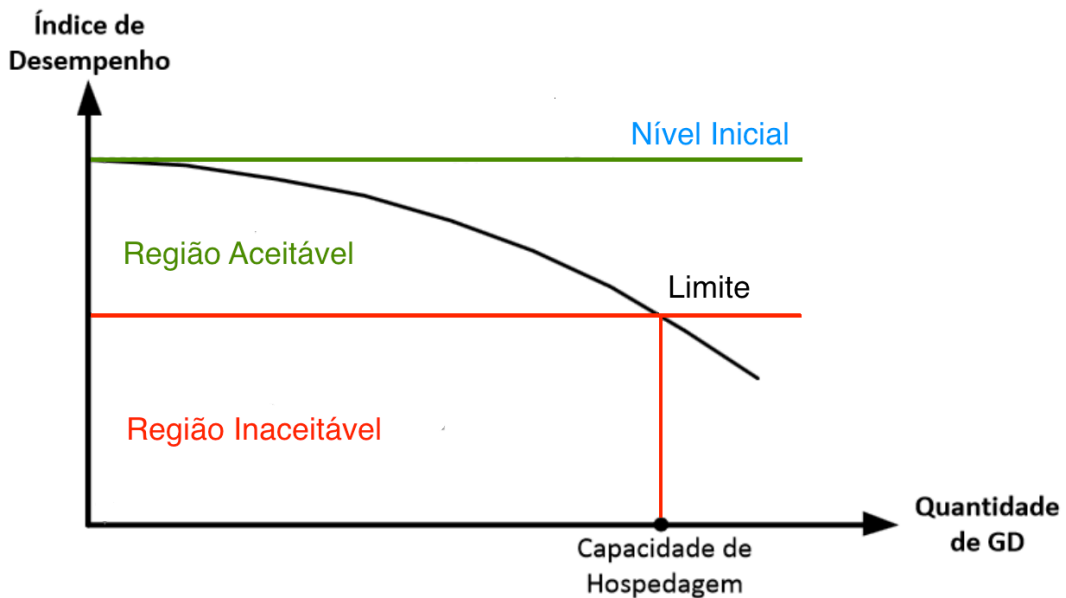


Figura 3.1: Capacidade de Hospedagem (DE OLIVEIRA; RIBEIRO; SANTOS, 2016)

Desta forma, a capacidade de hospedagem de um sistema elétrico de distribuição pode ser obtido seguindo o seguinte passo a passo (BOLLEN; HASSAN, 2011):

- 1) Escolha do índice de desempenho

- 2) Determinação dos limites do índice de desempenho de acordo com a regulação local ou leis específicas.
- 3) Cálculo da performance do índice de desempenho escolhido em função da quantidade de geração distribuída.
- 4) Obtenção da capacidade de hospedagem.

Neste contexto, os índices de desempenho para o cálculo da capacidade de hospedagem podem ser com relação a sobretensão (BALDENKO; BEHZADIRAFI, 2016)(TANG; CHANG, 2018)(JOTHIBASU; SANTOSO, 2016)(DUBEY; SANTOSO, 2017)(TORQUATO et al., 2018), desequilíbrio de tensão (JAEGER; MARTIN, 2013)(SCHWANZ et al., 2018)(TORQUATO et al., 2018), capacidade das linhas e dos transformadores (MULENGA; BOLLEN, 2018)(TORQUATO et al., 2018), distorção harmônica (SANTOS; BOLLEN; RIBEIRO, 2015)(CAMPELLO et al., 2016), entre outros.

Tabela 3.1: Comparação dos Métodos de HC - Adaptado de (ISMAEL et al., 2019)

Método	Analítico	Estocástico	Simplificado
Descrição	Processo iterativo em que há o aumento gradativo de GD até que o limite selecionado seja ultrapassado. O mesmo procedimento é feito para outras barras do sistema.	Abordagens estocásticas como o Monte Carlo são usadas para simular as incertezas no local de integração da GD. Vários cenários são simulados com as respectivas incertezas.	Apresenta uma análise simplificada. Normalmente é usado para ter uma base se haverá a necessidade de um estudo mais detalhado.
Complexidade	Médio / Complexo.	Complexidade depende do grau de precisão e a quantidade de incertezas.	Simples.
Precisão	Preciso.	Depende do tempo computacional.	Pouco preciso, ainda mais se for um sistema complexo.
Esforço Computacional	Grande.	Depende do grau de incerteza e da precisão escolhida.	Relativamente pequeno.

Existem vários métodos para encontrar o valor da capacidade de hospedagem de um sistema de distribuição. Os principais são os métodos analítico, estocástico e o simplificado. A tabela 3.1 acima apresenta a descrição de cada um e suas respectivas características.

(RYLANDER et al., 2016) explicaram que a EPRI desenvolveu um método abrangente para o planejamento e cálculo da capacidade de hospedagem, denominado método simplificado. O método leva em conta considerações de vários tamanhos e localização das GDs, as características físicas do alimentador e também as tecnologias de integração da GD. Este método é um cálculo intermediário entre as estimativas rápidas e extensos estudos analíticos. Além disso, é um método de baixo esforço computacional e é indicado para estudos iniciais do problema em questão.

A abordagem da avaliação estocástica da capacidade de hospedagem tem sido investigada em muitos trabalhos devido às incertezas em relação à localização e o tamanho da GD, bem como a variação do carregamento do sistema. Em (BOLLEN; RÖNNBERG, 2017), a simulação Monte Carlo é utilizada para criar uma grande quantidade de combinações de consumidores e de sistemas PVs no sistema. (SCHWANZ et al., 2018) é usada a abordagem estocástica para calcular a distorção de tensão harmônica em cada consumidor da rede. O método foi aplicado em uma rede com 6 consumidores onde foram conectados PVs monofásicos de 2.5 kW. Em (JOTHIBASU; SANTOSO, 2016) a análise estocástica é usada para criar vários cenários na qual a inserção de PVs no sistema são feitos pela associação de variações aleatórias de locais e tamanho do mesmo conectados às cargas do consumidor. Neste trabalho, é calculada a capacidade de hospedagem com relação a sobretensões e desequilíbrio de tensão. Já em (KLONARI et al., 2015) foi analisado problemas de sobretensão causados pela elevada penetração de PVs nos sistemas de distribuição de baixa tensão. O autor utilizou abordagens probabilísticas baseadas em medições reais para superar o problema de incerteza da geração fotovoltaica intermitente e do perfil de carga variável.

O uso do método analítico para o cálculo da capacidade de hospedagem também é encontrado em muitos trabalhos. Em (SHAYANI et al., 2010), é analisada a capacidade de hospedagem com relação a sobretensões e corrente máxima permitida no condutor. (PALUDO, 2014) aborda questões da qualidade da energia elétrica com a elevada penetração de sistemas PVs em uma rede de distribuição. São abordadas as questões de tensão em regime permanente, nível de desbalanço de tensão e perdas de potência ativa. Um outro estudo realizado por (OLIVEIRA et al., 2015) apresenta a capacidade de hospedagem com relação a sobretensões e distorções harmônicas de um prédio Universitário. Em (BERTINI et al., 2011)

é apresentada a capacidade de hospedagem em um sistema de distribuição italiano com relação aos limites térmicos dos transformadores e das linhas, limites de tensão em regime permanente e variações rápidas de tensão. Por fim, em (BOLLEN; HASSAN, 2008) é discutido como vários parâmetros de QEE serão influenciados com a elevada inserção de geração distribuída como, por exemplo, variações de tensão, distorção harmônica, proteção, impacto na falta, entre outros.

Nesta dissertação, será utilizado o método **analítico** para o cálculo da capacidade de hospedagem frente a **sobretensões** e **distorções harmônicas** de um sistema radial de distribuição.

3.1 CAPACIDADE DE HOSPEDAGEM FRENTE A SOBRETENSÕES

Quando a potência de saída de uma GD é maior que a demanda da carga, a energia excedente é injetada de volta na rede. Desta forma, um aumento de tensão pode ocorrer no barramento em questão (ISMAEL et al., 2019). Neste contexto, define-se a capacidade de hospedagem como a quantidade máxima de geração que resulta em um aumento de tensão igual a margem de sobretensão permitida, onde a margem de sobretensão permitida é a diferença entre a amplitude máxima de tensão e a subtensão limite (BOLLEN; HASSAN, 2008).

Um fator importante na análise de sobretensão é o nível do carregamento do sistema. Este efeito é particularmente pronunciado quando grandes quantidades de PVs são conectadas perto do final de alimentadores longos e levemente carregados (SEGUIN et al., 2016). Além disso, o aumento de tensão em um alimentador depende de vários fatores como, por exemplo, a configuração do alimentador, a localização do PV, bem como a presença de bancos de capacitores e reguladores de tensão no sistema. A figura 3.2 abaixo mostra o comportamento do perfil de tensão de um alimentador com a inserção de PV e de capacitores.

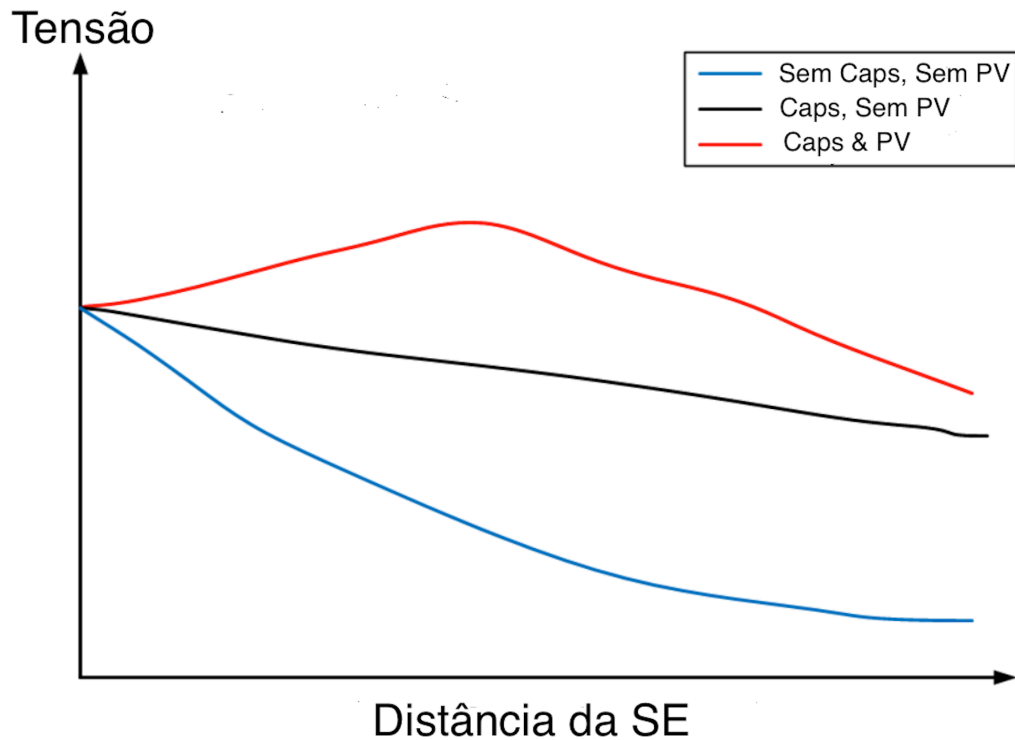


Figura 3.2: Perfil de Tensão ao Longo de um Alimentador (SEGUIN et al., 2016)

Existem várias normas que quantificam os valores limites de tensão aceitáveis no sistema. A norma nacional Brasileira é dada pelo módulo 8 do PRODIST e dentre os padrões internacionais temos as normas IEEE std.1547 e ANSI C83.1.

3.1.1 PRODIST – Módulo 8

O Módulo 8 do PRODIST caracteriza os fenômenos relacionados à qualidade da energia como, por exemplo, tensão de regime permanente, desequilíbrio de tensão, harmônicos, fator de potência, frequência, entre outros. O tópico 2 da seção 8.1 aborda o parâmetro de tensão de regime permanente e estabelece os seus respectivos limites. Estes limites são divididos em adequados, precários e críticos (PRODIST-MÓDULO 8, 2018). A tabela 3.2 a seguir apresenta algumas faixas dos valores de tensão de acordo com o nível de tensão do ponto escolhido.

Tabela 3.2: Faixas de Classificação de Tensões – Tensões de Regime Permanente (PRODIST – MÓDULO 8, 2018)

Pontos de conexão em Tensão Nominal superior a 1 kV e inferior a 69 kV	
Tensão de Atendimento (TA)	Faixa de Variação da Tensão de Leitura (TL) em Relação à Tensão de Referência (TR)
Adequada	$0,93TR \leq TL \leq 1,05TR$
Precária	$0,90TR \leq TL < 0,93TR$
Crítica	$TL < 0,90TR$ ou $TL > 1,05TR$
Pontos de conexão em Tensão Nominal igual ou inferior a 1 kV (220/127)	
Tensão de Atendimento (TA)	Faixa de Variação da Tensão de Leitura (Volts)
Adequada	$(202 \leq TL \leq 231)/(117 \leq TL \leq 133)$
Precária	$(191 \leq TL < 202$ ou $231 < TL \leq 233)/$ $(110 \leq TL < 117$ ou $133 < TL \leq 135)$
Crítica	$(TL < 191$ ou $TL > 233)/(TL < 110$ ou $TL > 135)$

A avaliação das tensões de um ponto da rede é realizada por meio de indicadores individuais e coletivos. O conjunto de leituras para gerar os indicadores individuais deve compreender o registro de 1008 (mil e oito) leituras válidas, obtidas em intervalos consecutivos (período de integralização) de 10 minutos cada (PRODIST-MÓDULO 8, 2018). Após a obtenção das leituras válidas, serão calculados os seguintes parâmetros, de acordo com as equações 3.1 e 3.2:

$$DRP = \frac{ntp}{1008} \cdot 100\% \quad (3.1)$$

$$DRC = \frac{nlc}{1008} \cdot 100\% \quad (3.2)$$

Onde:

DRP e DRC representam os índices de duração relativa da transgressão para tensão precária e para tensão crítica, respectivamente.

ntp e nlc representam o maior valor entre as fases no número de leituras situadas nas faixas precária e crítica, respectivamente.

Com relação ao indicador coletivo, temos o cálculo do índice denominado índice de unidades consumidoras com tensão crítica (ICC), utilizando a seguinte equação 3.3.

$$ICC = \frac{N_c}{N_L} \cdot 100\% \quad (3.3)$$

Onde:

N_c : Total de unidades consumidoras com DRC não nulo;

N_L : Total trimestral de unidades consumidoras objeto de medição.

Para a determinação de índices equivalentes por consumidor, são calculados os índices DRPE e DRCE, conforme mostrado nas equações 3.4 e 3.5 respectivamente (PRODIST-MÓDULO 8, 2018):

$$DRP_E = \sum \frac{DRP_i}{N_L} \% \quad (3.4)$$

$$DRC_E = \sum \frac{DRC_i}{N_L} \% \quad (3.5)$$

Onde:

DRPE: Duração relativa da transgressão para tensão precária equivalente;

DRCE: duração relativa da transgressão para tensão crítica equivalente;

DRP_i : Duração relativa de transgressão de tensão precária individual;

DRC_i : Duração relativa de transgressão de tensão crítica individual;

N_L : Número total de unidades consumidoras da amostra.

Os limites dos indicadores DRP é de 3% e o DRC é de 0,5%.

3.1.2 ANSI C83.1 e IEEE std.1547

O padrão ANSI C83.1 classifica a tensão em dois tipos: a tensão de serviço e de utilização. A tensão de serviço é a tensão no ponto em que o sistema elétrico do fornecedor e do sistema elétrico do usuário está conectado. Já a tensão de utilização é a tensão nos terminais de linha do equipamento de utilização. A tabela 3.3 abaixo apresenta os valores máximos e mínimos permitidos de acordo com o nível de tensão (alta, média e baixa):

Tabela 3.3: Faixas de tensão ANSI C83.1-2011 (ANEEL-FAU, 2014).

	Tensão Nominal [kV]	Tensão de Serviço				Tensão de Utilização			
		Ideal		Aceitável		Ideal		Aceitável	
		Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max
Baixa Tensão	$0,12 < V \leq 0,6$	95%	105%	91,6%	106%	91,6%	105%	88%	106%
Média Tensão	$0,6 < V \leq 69$	97,5%	105%	90,0%	106%	90%	105%	86%	106%
Alta Tensão	$115 < V \leq 230$	-	105%	-	-	-	105%	-	-

O padrão IEEE 1547-2008 entra em concordância com a ANSI C83.1 e recomenda um desvio máximo permitido da tensão no ponto de acoplamento comum de 5% (IEEE, 2009).

3.2 CAPACIDADE DE HOSPEDAGEM FRENTE A DISTORÇÕES HARMÔNICAS

Em sua grande maioria, as GDs utilizam conversores eletrônicos para inserir a potência gerada na rede elétrica. Os conversores causam a inserção de distorções harmônicas no ponto de acoplamento comum (PAC). Isto se dá pelo chaveamento dos dispositivos IGBT, GTO, dentro outros, que fazem a modulação da corrente e da tensão para a forma senoidal para sua utilização (PEREZ, 2015). Normalmente, a ordem da frequência de chaveamento destes conversores é na casa dos kHz. Nesta seção, serão abordados o conceito de background distortion (distorção inicial da rede elétrica), a presença de capacitores na rede frente aos harmônicos, a emissão de harmônicos de vários tipos de equipamentos e as normas que quantificam os limites de distorção harmônica.

3.2.1 Background Distortion (Distorção Inicial)

A distorção harmônica inicial pode ser definida como o nível agregado de distorção harmônica presente na tensão de alimentação em um PAC excluindo a conexão de uma nova carga ou gerador linear ou não linear ao PAC. Esta distorção pode variar ao longo do dia em forma, magnitude e fase angular dos componentes individuais. Desta forma, é importante salientar que pode ocorrer tanto o aumento quanto à redução da distorção resultante após a inserção de uma nova carga ou gerador não linear em um PAC.

De acordo com (CIGRE, 2018), podem ser definidos dois tipos de emissão: primária ou secundária. A emissão primária é aquela proveniente do dispositivo que está conectado no ponto em análise e emissão secundária é a emissão vinda do sistema. Neste contexto, em (BOLLEN; YANG, 2013) é apresentada a emissão primária devido a um parque eólico conectado em um PAC e a emissão secundária como sendo a emissão proveniente do sistema.

3.2.2 Banco de Capacitores

A aplicação de capacitores para correção do fator de potência podem amplificar as correntes harmônicas das cargas não lineares, dando origem a condições de ressonância no sistema. O nível mais alto de distorção de tensão ocorre geralmente no barramento de baixa

tensão, onde os capacitores são aplicados. As condições de ressonância causam superaquecimento do motor e do transformador e a operação incorreta de equipamentos eletrônicos (DUGAN et al., 2004).

A utilização de capacitores em derivação, seja no lado do cliente para correção do fator de potência ou no sistema de distribuição para controle de tensão, alteram drasticamente a variação da impedância do sistema com a frequência. Os capacitores não criam harmônicos, mas a amplificação da distorção harmônica pode às vezes ser atribuída à sua presença. Enquanto a reatância dos componentes indutivos aumenta proporcionalmente à frequência, a reatância capacitiva diminui proporcionalmente, conforme mostrado nas equações 3.6, 3.7 e 3.8 abaixo:

$$X_L = \omega * L \quad (3.6)$$

$$X_C = \frac{1}{\omega * C} \quad (3.7)$$

$$\omega = 2 * \pi * f \quad (3.8)$$

Circuitos com capacitâncias e indutâncias possuem uma ou mais frequências naturais. Quando uma dessas frequências se alinha com uma frequência que está sendo produzida no sistema de potência, pode surgir uma ressonância na qual a tensão e a corrente nessa frequência apresentam valores altos. Esta é a causa da maioria dos problemas com distorção harmônica nos sistemas de potência.

A ressonância paralela ocorre quando a reatância X_C e o sistema de distribuição se anulam. A frequência em que esse fenômeno ocorre é chamada de frequência de ressonância paralela e pode ser expressa da seguinte forma:

$$\varphi_p = \frac{1}{2 * \pi} \sqrt{\left[\frac{1}{C} * L_{eq} \right]} \quad (3.9)$$

A figura 3.3 abaixo mostra um sistema de distribuição com potenciais problemas de ressonância paralela. Da perspectiva das fontes harmônicas, o capacitor em derivação aparece em paralelo com a indutância equivalente do sistema (indutância da fonte e do transformador) nas frequências harmônicas.

Ressonância Paralela

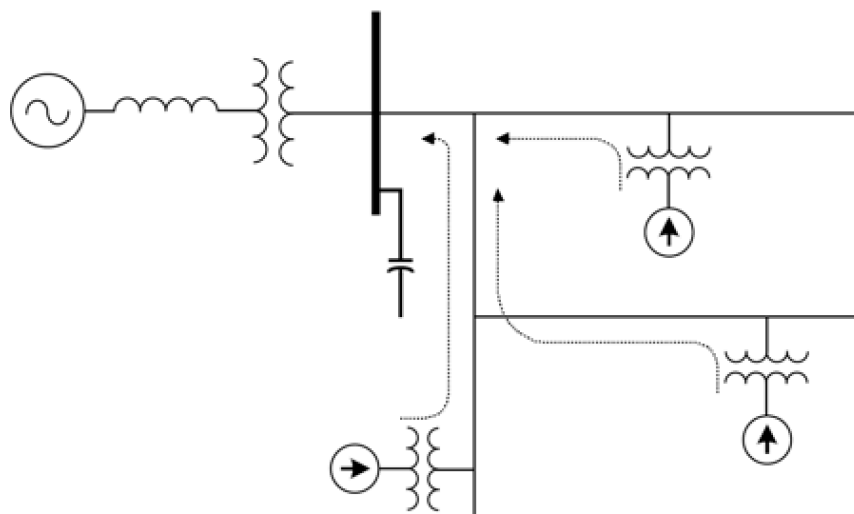


Figura 3.3: Sistema com potencial problema de ressonância paralela (DUGAN et al., 2004)

Já a ressonância série ocorre quando um capacitor em derivação e a indutância de um transformador ou linha de distribuição aparecem como um circuito LC em série para fontes de corrente harmônicas. Desta forma, o circuito LC atrairá uma grande parte da corrente harmônica gerada no sistema de distribuição. Um cliente que não possui carga não linear, mas que utiliza capacitores de correção do fator de potência, pode observar valores altos de distorção de tensão devido a fontes harmônicas vizinhas. Essa situação é ilustrada na figura 3.4 abaixo:

Ressonância Série

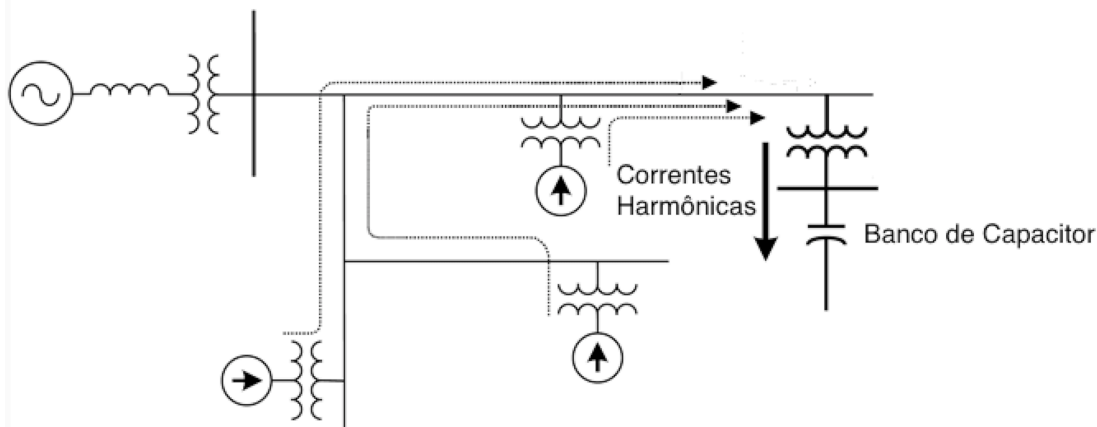


Figura 3.4: Sistema com potencial problema de ressonância série (DUGAN et al., 2004)

Contudo, o problema de ressonância nem sempre é tão alarmante. O amortecimento proporcionado pela resistência no sistema é muitas vezes suficiente para evitar tensões e correntes catastróficas. A figura 3.5 abaixo mostra a característica da impedância do circuito ressonante paralelo para várias quantidades de carga resistiva em paralelo com a capacitância. Um aumento de apenas de 10% da carga resistiva pode ocorrer um impacto positivo significativo na impedância de pico. Neste caso, temos que R_3 é maior que R_2 , e R_2 é maior do que R_1 .

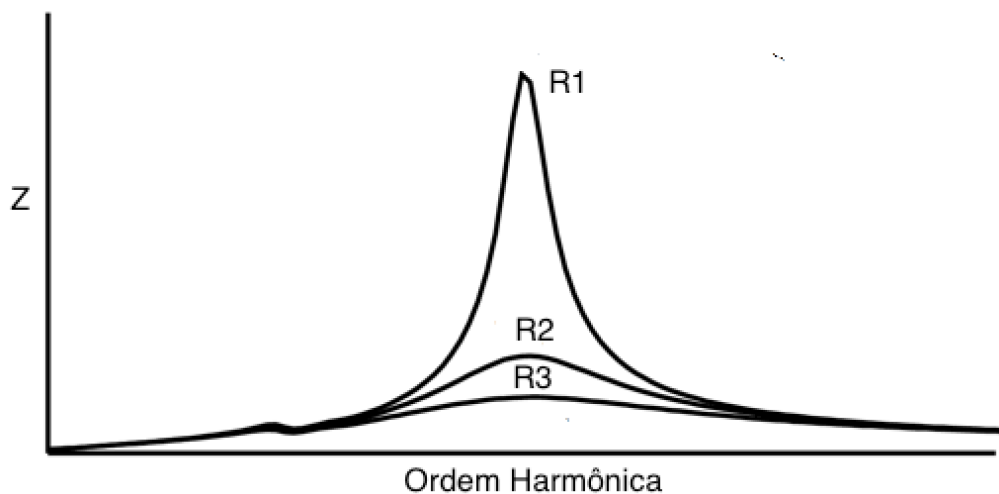


Figura 3.5: Efeito de cargas resistivas na ressonância paralela (DUGAN et al., 2004)

3.2.3 Emissão de harmônicos de equipamentos

A emissão harmônica de baixa frequência de equipamentos eletrônicos como, por exemplo, TVs, computadores e lâmpadas, contribuem significativamente para o aumento da distorção de tensão nas redes de distribuição (BLANCO et al., 2012). Consequentemente, o número de equipamentos, a topologia dos circuitos e a mistura de equipamentos com diferentes características harmônicas estão mudando constantemente.

A eletrônica de potência é amplamente usada em várias aplicações. Em aplicações industriais, a eletrônica de potência está presente em bombas, compressores, fornos de indução, equipamentos de soldagem, etc. Nos ambientes comerciais podem ser encontrados em condicionadores de ar, refrigeradores, computadores e equipamentos de escritório, fontes de alimentação ininterruptas, elevadores, sistemas de ventilação, etc. Já em aplicações domésticas, podem ser encontrados em equipamentos de cozinha, iluminação, aquecimento,

condicionadores de ar, refrigeradores e freezers, computadores pessoais, equipamentos de entretenimento.

Para melhorar e facilitar a pesquisa em qualidade de energia, foi desenvolvido um banco de dados para reunir espectros harmônicos de diferentes equipamentos eletrônicos. Esta base de dados chama-se PANDA (equiPment hArmoNic DAtabase) e é uma plataforma que pode ser acessada pela Internet e visa o intercâmbio de medições de emissões harmônicas de todos os tipos de eletrodomésticos e equipamentos de escritório entre diferentes laboratórios em todo o mundo (BLANCO et al., 2012). Como usuário convidado, podem ser acessados medições de iluminação, computadores e veículos elétrico. A tabela 3.4 abaixo mostra alguns equipamentos que podem ser encontrados nesta plataforma:

Tabela 3.4: Exemplo de alguns espectros na Plataforma – Adaptado de (BLANCO et al., 2012)

Categoria	Sub-Categoria
Iluminação	Compacta Fluorescente LED
Computador e Comunicação	Computador de mesa Notebook Celular Monitor Impressora, Multifuncional
Lazer	Televisão Projetor Video-game
Outros aparelhos	Cozinha (Microondas, mixer) Banheiro (Barbeador) Lavanderia (Máquina de lavar)

A seguir, é apresentado o espectro harmônico de alguns equipamentos.

- **Iluminação:** Algumas lâmpadas fluorescentes compactas e LED apresentam uma corrente bem distorcida. Portanto, tem sido uma preocupação a introdução em massa dessas lâmpadas, na qual resultaria em grandes aumentos na distorção de tensão e corrente. Em

(RÖNNBERG; WAHLBERG; BOLLEN, 2010), foi realizado a substituição de lâmpadas incandescentes por fluorescentes compactas e LED. O resultado mostrou que as lâmpadas CFL e LED de fato contribuíram para um aumento na distorção de corrente, mas a amplitude dos harmônicos é relativamente baixa, então a mudança no tipo de iluminação teve apenas um efeito pequeno na distorção harmônica da corrente total. Em outro estudo (BLANCO; STIEGLER; MEYER, 2013), foi constatado que a distorção de tensão também tem um impacto significativo nas correntes harmônicas produzidas por CFLs e LEDs. A distorção de corrente depende das magnitudes e ângulos dos harmônicos de tensão de alimentação e a distorção de corrente nem sempre diminui com o aumento da distorção de tensão.

- **PVs:** O conteúdo harmônico produzido pelos PVs varia de acordo com o algoritmo e o design implementado. Em (SMITH et al., 2016) é feita a comparação das magnitudes das correntes harmônicas emitidas por seis inversores fotovoltaicos de pequeno porte de diferentes fabricantes. A tabela 3.5 e a figura 3.6 abaixo mostram as características dos inversores e o resultado obtido respectivamente. As medições foram obtidas em laboratório usando uma forma de onda de tensão de alimentação senoidal e sem impedância de rede. Além disso, os inversores PV foram operados com potência nominal. Em geral, as emissões harmônicas são baixas, mas há diferenças significativas entre os fabricantes.

Tabela 3.5: Características dos inversores PV medidos na Universidade de Dresden, Alemanha – Retirado de (SMITH et al., 2016)

Inversor	PV 1	PV 2	PV 3	PV 4	PV 5	PV 6
Conexão	Monofásico	Monofásico	Trifásico	Trifásico	Trifásico	Trifásico
Potência	4,6 kW	4,6 kW	10 kW	7,5 kW	4,0 kW	10 kW
Circuito	Sem trafo	Trafo BF	Trafo AF	Sem trafo	Sem trafo	Sem trafo

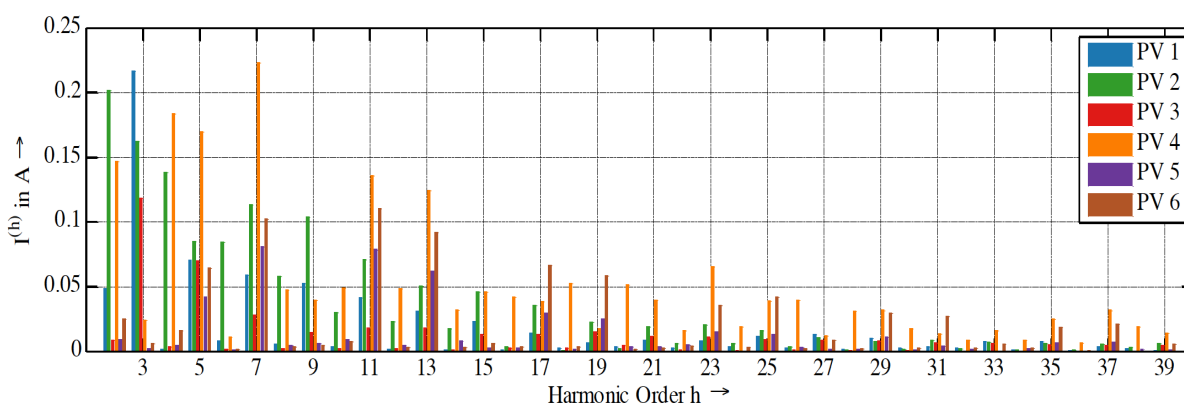


Figura 3.6: Emissão harmônica dos inversores PV (SMITH et al., 2016)

• **ASD:** Equipamentos para aquecimento (HVAC: aquecimento, ventilação e ar condicionado) e resfriamento (refrigeradores e freezers) estão sendo cada vez mais equipados com conversores eletrônicos de potência. Tais conversores permitem que a velocidade seja mantida constante e ajustada à necessidade do momento. Isso resulta em um grande aumento na eficiência energética e também em outras vantagens. Testes realizados na Nova Zelândia (ZAVODA et al., 2018), percebeu-se uma diversidade significativa das emissões harmônicas entre seis dispositivos, independentemente do modo de aquecimento ou resfriamento. A distorção harmônica total de corrente (DHT_I) de cada dispositivo e a corrente fundamental de todos os seis dispositivos são apresentados na tabela 3.6 abaixo.

Tabela 3.6: Emissões harmônicas de máquinas de calor (aquecedor e resfriador) – Adaptado de (ZAVODA et al., 2018)

Modelo	Aquecendo DHT_I [%]	Aquecendo I1 [A]	Resfriando DHT_I [%]	Resfriando I1 [A]
A25	22,99	5,74	55,40	3,70
A50	15,09	8,04	17,24	7,00
B	17,00	8,32	16,73	7,89
D	3,32	9,52	5,32	7,36
E	16,35	8,95	30,74	29,96

• **Veículo Elétrico:** Assim como os PVs, existe uma grande tendência para o aumento do número de veículos elétricos. Em (SUPPONEN et al., 2016), é mostrado o perfil harmônico de vários modelos obtidos através de medições. Maiores detalhes do conteúdo harmônico podem ser encontrados em (SUPPONEN et al., 2016).

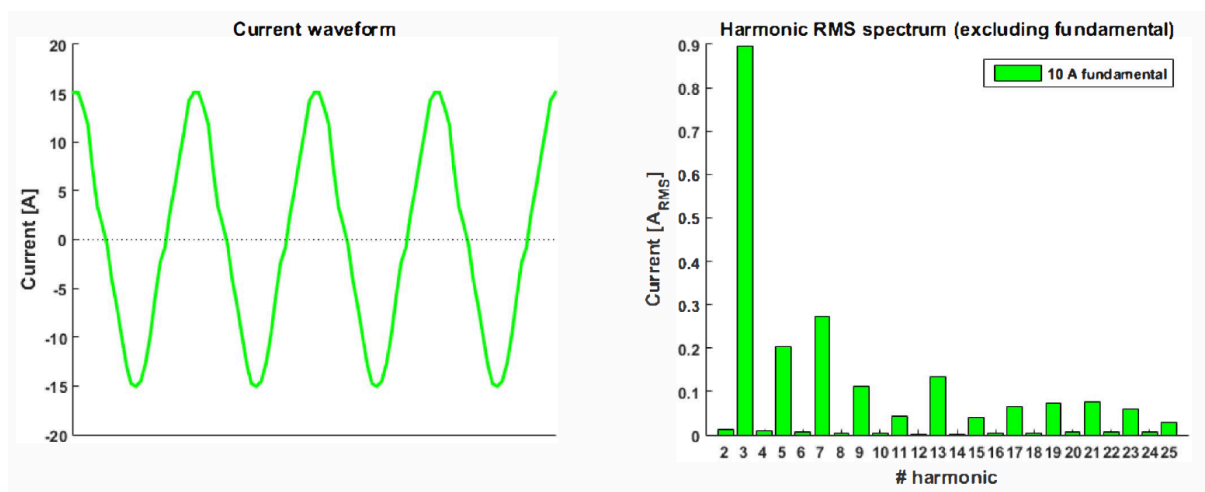


Figura 3.7: Forma de onda da corrente e espectro harmônico do Opel Ampera carregando – (SUPPONEN et al., 2016)

3.2.4 PRODIST – Módulo 8

As distorções harmônicas são fenômenos associados a deformações nas formas de onda das tensões e correntes em relação à onda senoidal da frequência fundamental. A tabela 3.7 abaixo resume os principais parâmetros aplicáveis ao cálculo das distorções harmônicas.

Tabela 3.7: Terminologia dos parâmetros frente a distorções harmônicas (PRODIST – MÓDULO 8, 2018)

Identificação da Grandeza	Símbolo
Distorção harmônica individual de tensão de ordem h	$DIT_h\%$
Distorção harmônica total de tensão	$DTT\%$
Distorção harmônica total de tensão para as componentes pares não múltiplas de 3	$DTT_p\%$
Distorção harmônica total de tensão para as componentes ímpares não múltiplas de 3	$DTT_i\%$
Distorção harmônica total de tensão para as componentes múltiplas de 3	$DTT_3\%$
Tensão harmônica de ordem h	V_h
Ordem harmônica	h
Ordem harmônica máxima	h _{máx}
Ordem harmônica mínima	h _{min}
Tensão fundamental medida	V_1
Valor do indicador $DTT\%$ que foi superado em apenas 5 % das 1008 leituras válidas	$DTT_{95\%}$
Valor do indicador $DTT_p\%$ que foi superado em apenas 5 % das 1008 leituras válidas	$DTT_{p,95\%}$
Valor do indicador $DTT_i\%$ que foi superado em apenas 5 % das 1008 leituras válidas	$DTT_{i,95\%}$
Valor do indicador $DTT_3\%$ que foi superado em apenas 5 % das 1008 leituras válidas	$DTT_{3,95\%}$

As expressões para o cálculo das grandezas DIT_h %, DTT %, DTT_p %, DTT_i % e DTT_3 % apresentadas na tabela acima são:

$$DIT_h \% = \frac{V_h}{V_1} * 100 \quad (3.10)$$

$$DTT \% = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{h_{\max}} V_h^2}}{V_1} * 100 \quad (3.11)$$

onde:

h = todas as ordens harmônicas de 2 até h_{\max} .

$$DTT_p \% = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{h_p} V_h^2}}{V_1} * 100 \quad (3.12)$$

onde:

h = todas as ordens harmônicas pares, não múltiplas de 3.

h_p = máxima ordem harmônica par, não múltipla de 3.

$$DTT_i \% = \frac{\sqrt{\sum_{h=5}^{h_i} V_h^2}}{V_1} * 100 \quad (3.13)$$

onde:

h = todas as ordens harmônicas ímpares, não múltiplas de 3.

h_i = máxima ordem harmônica ímpar, não múltipla de 3.

$$DTT_3 \% = \frac{\sqrt{\sum_{h=3}^{h_3} V_h^2}}{V_1} * 100 \quad (3.14)$$

onde:

h = todas as ordens harmônicas múltiplas de 3.

h_3 = máxima ordem harmônica múltipla de 3.

Os limites para as distorções harmônicas totais são mostrados na tabela 3.8 abaixo. Vale ressaltar que para cada conjunto harmônico os valores são diferentes. Estes valores limites correspondem ao máximo valor desejável a ser observado em um sistema de distribuição.

Tabela 3.8: Limite das Distorções Harmônicas com relação a Freq. Fundamental (PRODIST – MÓDULO 8, 2018)

	< 1,0 kV	1,0 kV < V < 69 kV	69 kV < V < 230 kV
DTT %	10 %	8 %	5 %
DTT_p 95%	2,5 %	2 %	1 %
DTT_i 95%	7,5 %	6 %	4 %
DTT₃95 %	6,5 %	5 %	3 %

3.2.5 IEEE std.1547

Com relação às normas internacionais, a norma IEEE Std 519™-2014 apresenta limites para a distorção harmônica de tensão e também de corrente.

Os limites para distorção harmônica de tensão estão representados na tabela 3.9 abaixo de acordo com o nível de tensão:

Tabela 3.9: Limite das Distorções Harmônicas de Tensão com relação a Freq. Fundamental – (IEEE 514)

Tensão V	Harmônico Individual (%)	Distorção Harmônico Total (%)
$V \leq 1 \text{ kV}$	5	8
$1 \text{ kV} \leq V \leq 69 \text{ kV}$	3	5
$69 \text{ kV} \leq V \leq 161 \text{ kV}$	1,5	2,5
$V < 161 \text{ kV}$	1	1,5

O cálculo da distorção harmônica individual e total de tensão são dadas pelas respectivas equações:

$$DIT_v \% = \frac{V_h}{V_1} * 100 \quad (3.15)$$

$$DTT_v \% = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{h_{\max}} V_h^2}}{V_1} * 100 \quad (3.16)$$

Já os limites para distorção harmônica de corrente, será mostrado somente os valores relacionados a valores entre os níveis de tensão de 120 V até 69 kV. Nesta tabela, são considerados apenas o harmônicas ímpares.

Tabela 3.10: Limite das Distorções Harmônicas de Corrente em porcentagem de I_L – (IEEE 514)

I_{sc}/I_L	$3 \leq h < 11$	$11 \leq h < 17$	$17 \leq h < 23$	$23 \leq h < 35$	$35 \leq h \leq 50$	TDD
< 20	4	2	1,5	0,6	0,3	5
20 < 50	7	3,5	2,5	1	0,5	8
50 < 100	10	4,5	4	1,5	0,7	12
100 < 1000	12	5,5	5	2	1	15
> 1000	15	7	6	2,5	1,4	20

Onde:

I_{sc} : Corrente máxima de curto circuito no PCC

I_L : Corrente máxima de demanda da carga em condições de operações normal

As ordem pares são limitadas em um valor de 25 % dos valores das ordens ímpares.

3.3 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este capítulo abordou o conceito de capacidade de hospedagem frente a sobretensões e distorções harmônicas e os principais elementos que influenciam nesta análise em um sistema de distribuição. Também foram abordadas as normas que quantificam estes limites de acordo com a legislação brasileira e internacional.

4. MODELAGEM DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO COM A INSERÇÃO DE SISTEMAS PVS

A modelagem de redes de distribuição com a inserção de novas tecnologias como, por exemplo, a geração distribuída, trazem novos desafios técnicos e regulatórios. Métodos tradicionais para o cálculo do fluxo de potência, como os métodos de Newton-Raphson e Gauss-Seidel apresentam problemas de convergência devido as características dos sistemas de distribuição. Desta forma, é necessário um algoritmo rápido e robusto para possibilitar sua aplicação nestes sistemas.

Este capítulo irá analisar o método trifásico de injeção de correntes, que compõe o algoritmo do software OpenDSS utilizado nesta dissertação. Além disso, será abordado as principais funcionalidades do Software e como são modelados os respectivos elementos.

4.1 OPEN DISTRIBUTION SIMULATOR SYSTEM (OPENDSS)

O Open Distribution System Simulator (OpenDSS) é um software de simulação para sistemas elétricos de distribuição de energia elétrica. O desenvolvimento do Software teve início em 1997 com o nome de Distribution System Simulator (DSS), liderados por Roger Dugan e Thomas McDermott. Em 2004, o DSS foi adquirido pela EPRI Solutions, e quatro anos depois, a EPRI lançou o software em código aberto para participar da modernização da rede ativa na área de Smart Grids (DUGAN; MONTENEGRO; BALLANT, 2018).

O programa suporta a maioria das análises em regime permanente realizadas para planejamento e análise de sistemas de distribuição de energia elétrica. Os principais modos de simulação são:

- Fluxo de potência instantâneo / diário / anual;
- Análise Harmônica;
- Análise Dinâmica;
- Estudo de curto-circuito.

Além disso, o OpenDSS realiza novos tipos de análises que são necessárias para atender as necessidades futuras em que há geração distribuída (GD) em um contexto de redes elétricas inteligentes (Smart grids). Uma característica muito importante é que o OpenDSS se aproxima mais de ser um programa de análise de fluxo harmônico do que um programa de fluxo de

potência típico. Neste contexto, o programa é ideal para realizar a análise de capacidade de hospedagem frente a sobretensões e harmônicos.

O OpenDSS atualmente possui duas versões. A primeira refere-se ao programa autônomo configurável e com interface própria. Já a segunda, refere-se a um servidor COM (*Component Object Model*) que pode ser controlado por vários softwares existentes, como por exemplo: Python, MATrix LABoratory (MATLab), etc. Assim, o usuário pode criar algoritmos com a finalidade de automatizar as simulações.

4.2 DESCRIÇÃO DOS ELEMENTOS NO OPENDSS

Nesta seção será abordado como são modelados os elementos no programa.

4.2.1 Elementos de Transporte de Energia (PD)

Os elementos de transporte de energia tem a finalidade de transportar energia de um ponto para outro. Normalmente, estes elementos possuem dois ou mais terminais multifásicos. No sistema elétrico de potência, os elementos mais comuns de transporte de energia são os transformadores e as linhas e são definidos pela matriz da admitância nodal primitiva (Y_{prim}).

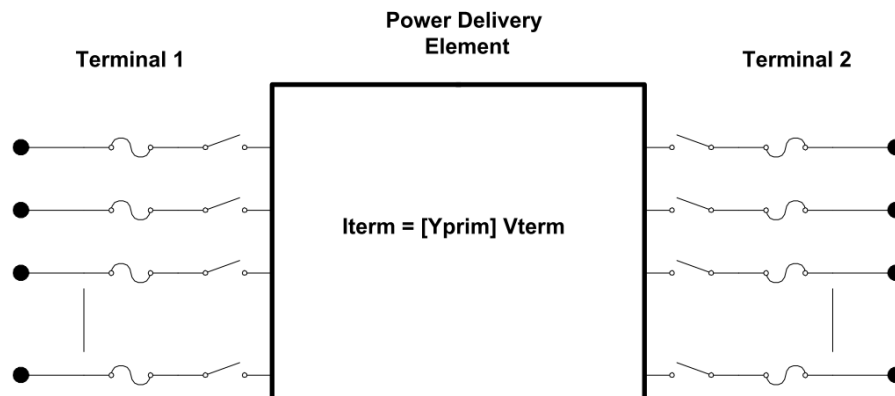


Figura 4.1: Elementos de transporte de energia (DUGAN, 2016)

4.2.2 Elementos de Conversão de Energia (PC)

Os elementos de conversão de energia transformam a energia elétrica em outra forma de energia, ou vice-versa. Geralmente, possuem apenas um terminal. No sistema elétrico de

potência, os elementos de conversão de energia são basicamente as cargas, geradores, equivalentes de Thévenin, dentre outros.

A representação destes elementos (PCs) pode ser realizada através de uma matriz de impedâncias nodais que em casos simples, pode ser a matriz Y_{prim} , ou em casos mais complexos, um conjunto de equações diferenciais que produz uma equação de injeção ou compensação de corrente. Esta questão será melhor abordada na seção 4.3.2.

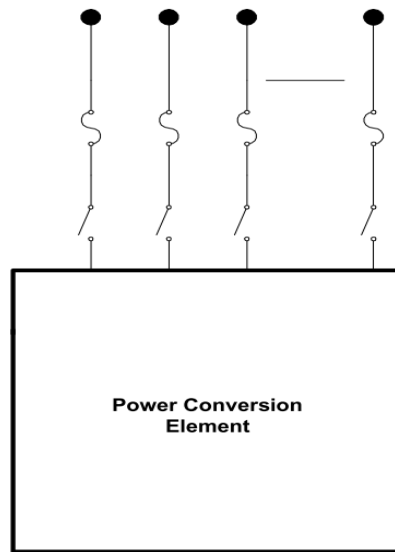


Figura 4.2: Elementos de conversão de energia (DUGAN, 2016)

4.2.3 Modelos de Carga

A carga é um elemento de conversão de energia que pode ser basicamente definida por algum destes três parâmetros:

- 1) Potência ativa (P) e fator de potência (f.p.)
- 2) Potência ativa (P) e potência reativa (Q)
- 3) Potência aparente (S) e fator de potência (f.p.)

Além disso, as cargas são modeladas conforme mostra a tabela abaixo. Desta forma, a carga pode variar com as variáveis do sistema elétrico como a tensão, corrente, potência e impedância.

Tabela 4.1: Descrição dos principais modelos da carga

Modelo	Descrição
1	Potências Ativa (P) e Reativa (Q) constantes
2	Impedância (Z) constante
5	Corrente (I) constante
8	Modelo ZIP (mix dos três anteriores)

A seguir, cada modelo é melhor detalhado e apresentado suas respectivas equações.

- **Modelo 1 (Potência Constante):**

É o modelo mais utilizado em estudos de fluxo de potência e é utilizado para representar cargas onde a potência não varia com a tensão, ou seja:

$$P + jQ = \text{cte} = S_n \quad (4.1)$$

E a relação entre tensão e corrente é dada por:

$$I = \frac{S_n^*}{V_n^*} \quad (4.2)$$

- **Modelo 2 (Impedância Constante):**

Neste modelo, a impedância permanece constante mesmo com a variação da tensão, e pode ser calculada através da seguinte equação:

$$Z_n = \frac{V_n^2}{S_n^*} \quad (4.3)$$

Além disso, a relação entre tensão e corrente é dada por:

$$I = \frac{V}{V_n^2} \times S_n^* \quad (4.4)$$

- **Modelo 3 (Corrente Constante):**

O modelo de corrente constante é definido para cargas onde o módulo da corrente absorvida e a defasagem angular entre tensão e corrente permanecem constantes com a variação de tensão. Desta forma, temos:

$$I = \frac{S^*}{V^*} \quad (4.5)$$

Além disso, potência consumida pela carga varia linearmente com a tensão aplicada:

$$S = \frac{V}{V_n} \times S_n \quad (4.6)$$

- **Modelo 8 (Modelo ZIP):**

A combinação das cargas pode ser realizada atribuindo uma porcentagem de cada um dos três modelos de carga descritos anteriormente. Desta forma, a potência ativa e reativa consumida são definidas pelas seguintes equações:

$$P = P_n \left[K_{Zp} \left(\frac{V}{V_n} \right)^2 + K_{Ip} \left(\frac{V}{V_n} \right) + K_{Pp} \right] \quad (4.7)$$

$$Q = Q_n \left[K_{Zq} \left(\frac{V}{V_n} \right)^2 + K_{Iq} \left(\frac{V}{V_n} \right) + K_{Pq} \right] \quad (4.8)$$

onde os coeficientes são dados por:

K_{Zp} e K_{Zq} – parcela das potências ativa e reativa da carga representada pelo modelo de impedância constante.

K_{Ip} e K_{Iq} – parcela das potências ativa e reativa da carga representada pelo modelo de corrente constante.

K_{Pp} e K_{Pq} – parcela das potências ativa e reativa da carga representada pelo modelo de potência constante.

Vale ressaltar que a soma dos coeficientes das parcelas ativa e reativa tem que ser igual a 1, como mostrado nas equações a seguir:

$$K_{zp} + K_{Ip} + K_{Pp} = 1 \quad (4.9)$$

$$K_{zq} + K_{Iq} + K_{Pq} = 1 \quad (4.10)$$

4.2.4 Modelagem em Análise Harmônica

Primeiramente, o modelo da carga no OpenDSS na análise harmônica foi introduzida em 2008 e era basicamente representada por um Norton equivalente como mostrado na figura 4.3. A fonte de corrente neste modelo era setada pelo valor correspondente da fundamental multiplicada pelo espectro associado a aquela carga na frequência desejada. A admitância equivalente da carga era dada por $(G + jB)$ e a parte imaginária era alterada com a frequência analisada (EPRI, 2015).

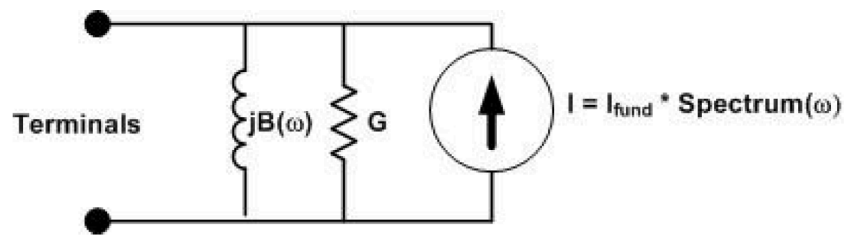


Figura 4.3: Primeiro modelo da Carga em Análise Harmônica

A partir de 2013, foi adicionado no modelo uma componente série que impacta significativamente na quantidade de amortecimento observada nas soluções harmônicas. A figura 4.4 mostra o novo modelo para a carga em análise harmônica.

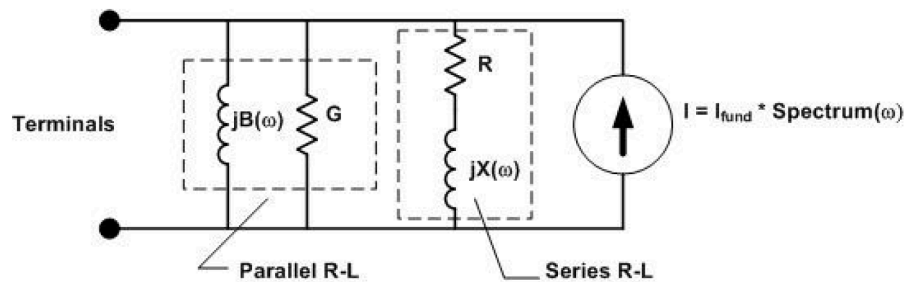


Figura 4.4: Carga em Análise Harmônica

Os valores das admitâncias são calculados a partir da potência especificada a 100% da tensão nominal e são divididos igualmente entre as partes série e paralela. A função que determina essa quantidade no OpenDSS é dada por:

Tabela 4.2: Descrição da Função “SeriesR-L”

Função	Descrição
% Series R-L	Porcentagem da carga que é série R-L para o estudo harmônico. O restante é assumido ser paralelo R-L. É assumido ser 50% para cada parte (condição padrão).

Além disso, uma outra função que foi adicionada permite aos usuários negar completamente o amortecimento da carga. Esta função é definida da seguinte forma:

Tabela 4.3: Descrição da Função “NeglectLoadY”

Função	Descrição
NeglectLoadY	{SIM NÃO} Na solução harmônica, negligencia o ramo da admitância que pode absorver alguma corrente. A condição padrão é NÃO.

Posteriormente, será abordado a diferença entre estes modelos em valores numéricos e como cada modelo influencia no valor da distorção harmônica.

4.2.5 Modelo PVSystem

O modelo do sistema fotovoltaico disponível no OpenDSS é tratado como um elemento de conversão de energia, que combina as características de um sistema PV e um inversor em seu conjunto. O modelo assume que o inversor é capaz de encontrar o ponto de máxima potência do painel (MPPT) rapidamente, o que simplifica a modelagem dos componentes (EPRI, 2011). A figura 4.5 abaixo mostra o modelo PVSystem do OpenDSS:

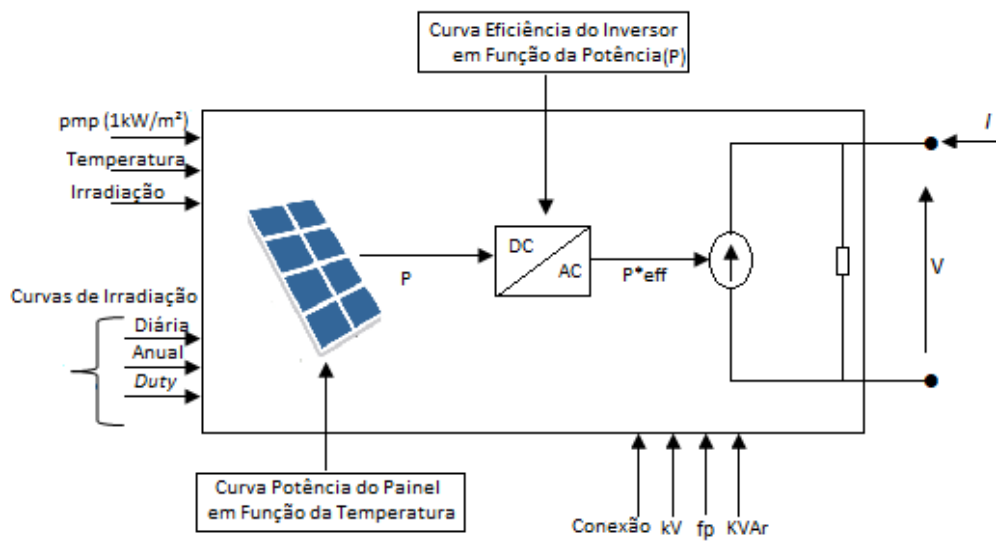


Figura 4.5: Modelo PVSystem no OpenDSS

A potência ativa de saída (P) do sistema é dada em função de algumas variáveis internas do modelo, que serão apresentadas a seguir:

- Curva de irradiação: curva de irradiação em valores por unidade, tendo como base um valor especificado.
- Temperatura diária no Painel: curva de temperatura dada em graus Celsius medida no painel ao longo do período de tempo simulado.
- Variação da potência do painel com a temperatura: a temperatura do painel influencia no desempenho dos sistemas PVs, e desta forma, é fornecida uma curva de redução de potência do painel em função de sua temperatura.
- Eficiência do inversor: A potência de saída do modelo considera a eficiência do inversor.

Além disso, outros parâmetros do PV também são requeridos, como por exemplo, tensão de conexão, ligação e fator de potência.

Por fim, as equações que demonstram o modelo PVSystem são:

$$P(t)_{out} = P(t) \times Eff(P(t)) \quad (4.11)$$

Onde:

$Eff(P_{(t)})$: Eficiência do inversor para uma dada potência de saída do painel.

$P_{(t)}$: Potência de saída do painel

$$P_{(t)} = P_{mpp} \times irradi_{(t)} \times irradi_{(base)} \times P_{mpp}(T(t)) \quad (4.12)$$

Onde:

P_{mpp} : Potência no ponto de máxima potência;

$irradi_{(t)}$: Irradiância em *p. u* no instante *t*;

$irradi_{(base)}$: Irradiância base para os multiplicadores $irradi_{(t)}$;

$P_{mpp}(T(t))$: Fator de correção de potência com a temperatura.

4.3 FLUXO DE POTÊNCIA NO OPENDSS – O MÉTODO DE INJEÇÃO DE CORRENTES

O método de injeção de correntes é o método “padrão” do OpenDSS. Existe também um outro método denominado “Newton”, que é utilizado em sistemas mais complexos e robustos. Em geral, o método padrão é mais rápido e apresenta convergência para a maioria dos sistemas de distribuição que possuem uma capacidade adequada para suprir a carga.

Basicamente, o método de injeção de correntes é um método iterativo baseado no conceito da matriz de admitância nodal e nos teoremas de Norton e Thévenin (GARCIA et al., 2000). Estes conceitos serão abordados nas próximas seções.

4.3.1 Admitância nodal

A matriz admitância nodal (Y_{matriz}) relaciona as correntes e as tensões de um sistema conforme mostrado na equação 4.11 abaixo:

$$\begin{bmatrix} i_1 \\ \vdots \\ i_N \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{11} & \cdots & Y_{1N} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ Y_{N1} & \cdots & Y_{NN} \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} \dot{V}_1 \\ \vdots \\ \dot{V}_N \end{bmatrix} \quad (4.13)$$

Onde: N é o número de nós no sistema.

Conforme visto anteriormente na seção 4.2.1, os elementos PD são definidos pela matriz Y_{prim} , e esta matriz é utilizada para a montagem da Y_{matriz} . Segue abaixo um exemplo da formação da Y_{prim} representado por um simples resistor conforme mostrado na figura 4.6 abaixo:

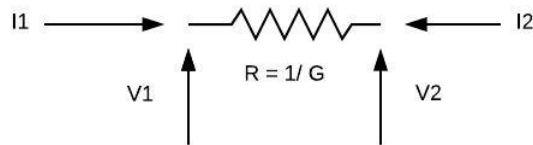


Figura 4.6: Resistor Simples

Desta forma, temos que:

$$\begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} G & -G \\ -G & G \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \end{bmatrix} \quad (4.14)$$

Y_{prim}

Agora, temos um exemplo mais completo da formação da Y_{matriz} . A rede apresenta quatro barras onde três componentes se conectam a ela. Desta forma, cada componente apresenta sua própria matriz primitiva como mostrado a seguir.

O primeiro terminal do componente A está conectado a uma barra através de 4 condutores e o segundo terminal está conectado a uma barra através de 3 condutores. Assim, a matriz primitiva deste componente possui dimensão 7x7 e é apresentado na matriz 4.15. Da mesma maneira, os componentes B e C estão conectados através de dois condutores em ambos os terminais, e apresentam uma matriz primitiva com dimensão 4x4.

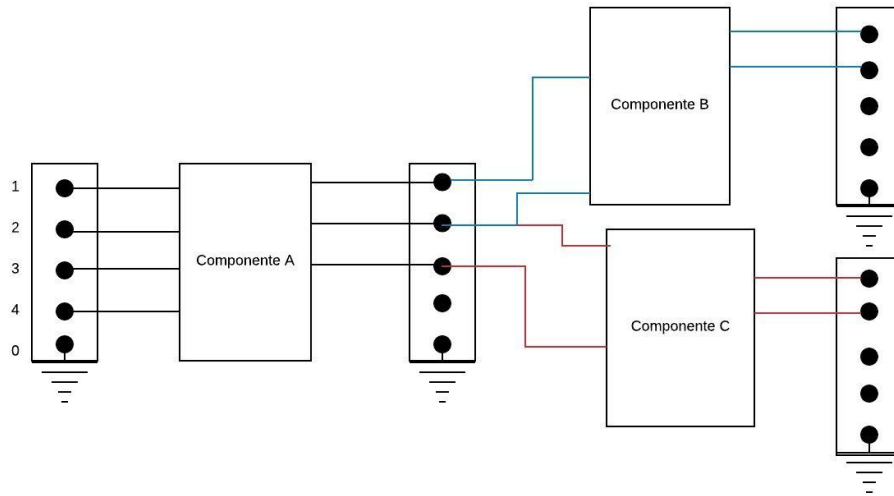


Figura 4.7: Rede Genérica

$$Y_{prim}^A = \begin{bmatrix} Y_{a11} & Y_{a12} & Y_{a13} & Y_{a14} & Y_{a15} & Y_{a16} & Y_{a17} \\ Y_{a21} & Y_{a22} & Y_{a23} & Y_{a24} & Y_{a25} & Y_{a26} & Y_{a27} \\ Y_{a31} & Y_{a32} & Y_{a33} & Y_{a34} & Y_{a35} & Y_{a36} & Y_{a37} \\ Y_{a41} & Y_{a42} & Y_{a43} & Y_{a44} & Y_{a45} & Y_{a46} & Y_{a47} \\ Y_{a51} & Y_{a52} & Y_{a53} & Y_{a54} & Y_{a55} & Y_{a56} & Y_{a57} \\ Y_{a61} & Y_{a62} & Y_{a63} & Y_{a64} & Y_{a65} & Y_{a66} & Y_{a67} \\ Y_{a71} & Y_{a72} & Y_{a73} & Y_{a74} & Y_{a75} & Y_{a76} & Y_{a77} \end{bmatrix} \quad (4.15)$$

$$Y_{prim}^B = \begin{bmatrix} Y_{b11} & Y_{b12} & Y_{b13} & Y_{b14} \\ Y_{b21} & Y_{b22} & Y_{b23} & Y_{b24} \\ Y_{b31} & Y_{b32} & Y_{b33} & Y_{b34} \\ Y_{b41} & Y_{b42} & Y_{b43} & Y_{b44} \end{bmatrix} \quad (4.16)$$

$$Y_{prim}^C = \begin{bmatrix} Y_{c11} & Y_{c12} & Y_{c13} & Y_{c14} \\ Y_{c21} & Y_{c22} & Y_{c23} & Y_{c24} \\ Y_{c31} & Y_{c32} & Y_{c33} & Y_{c34} \\ Y_{c41} & Y_{c42} & Y_{c43} & Y_{c44} \end{bmatrix} \quad (4.17)$$

A formação da Y_{matriz} completa ocorre no software *KLUSolve*. Assim, o OpenDSS fornece as matrizes de admitância primitiva juntamente com as informações das barras do sistema ao *KLUSolve* para montagem da matriz completa (ROCHA e RADATZ, 2017). Neste caso, a dimensão da Y_{matriz} será de 11x11, que é o mesmo número de nós distintos do sistema em questão.

$$Y_{matriz} = \begin{bmatrix} Y_{a11} & Y_{a12} & Y_{a13} & Y_{a14} & Y_{a15} & Y_{a16} & Y_{a17} & 0 & 0 & 0 & 0 \\ Y_{a21} & Y_{a22} & Y_{a23} & Y_{a24} & Y_{a25} & Y_{a16} & Y_{a27} & 0 & 0 & 0 & 0 \\ Y_{a31} & Y_{a32} & Y_{a33} & Y_{a34} & Y_{a35} & Y_{a36} & Y_{a37} & 0 & 0 & 0 & 0 \\ Y_{a41} & Y_{a42} & Y_{a43} & Y_{a44} & Y_{a45} & Y_{a36} & Y_{a47} & 0 & 0 & 0 & 0 \\ Y_{a51} & Y_{a52} & Y_{a53} & Y_{a54} & Y_{a55} + Y_{b11} & Y_{a56} + Y_{b12} & Y_{a57} & Y_{b13} & Y_{b14} & 0 & 0 \\ Y_{a61} & Y_{a62} & Y_{a63} & Y_{a64} & Y_{a65} + Y_{b21} & Y_{a66} + Y_{b22} + Y_{c11} & Y_{a67} + Y_{c12} & Y_{b23} & Y_{b24} & Y_{c13} & Y_{c14} \\ Y_{a71} & Y_{a72} & Y_{a73} & Y_{a74} & Y_{a75} & Y_{a76} + Y_{c21} & Y_{a77} + Y_{c22} & 0 & 0 & Y_{c23} & Y_{c24} \\ 0 & 0 & 0 & 0 & Y_{b31} & Y_{b32} & 0 & Y_{b33} & Y_{b34} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & Y_{b41} & Y_{b42} & 0 & Y_{b43} & Y_{b44} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & Y_{c31} & Y_{c32} & 0 & 0 & Y_{c33} & Y_{c34} \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & Y_{c41} & Y_{c42} & 0 & 0 & Y_{c43} & Y_{c44} \end{bmatrix}$$

No cálculo de fluxo de potência, haverá a alteração da Y_{matriz} caso ocorra, por exemplo, abertura ou fechamento de alguma chave ou variação no tap do transformador. Em casos onde não ocorra algum destes eventos, a Y_{matriz} permanecerá constante nas iterações do fluxo de potência.

4.3.2 Métodos da Compensação de corrente

Até agora, inserimos na Y_{matriz} apenas os elementos PDs. Nesta seção, será abordado a inclusão do elementos PCs. Como visto anteriormente, os elementos PCs são representados pelas cargas e pelos geradores do sistema. Para a inclusão destes componentes, tem-se duas partes, uma parte linear e outra não linear. A representação da parte linear é dada pela matriz de admitância calculada em sua condição nominal e é inserida na Y_{matriz} . Já a parte não linear, é representada por uma corrente de compensação.

O princípio da corrente de compensação é mostrado na figura 4.8 abaixo, onde temos a representação de uma carga não linear monofásica.

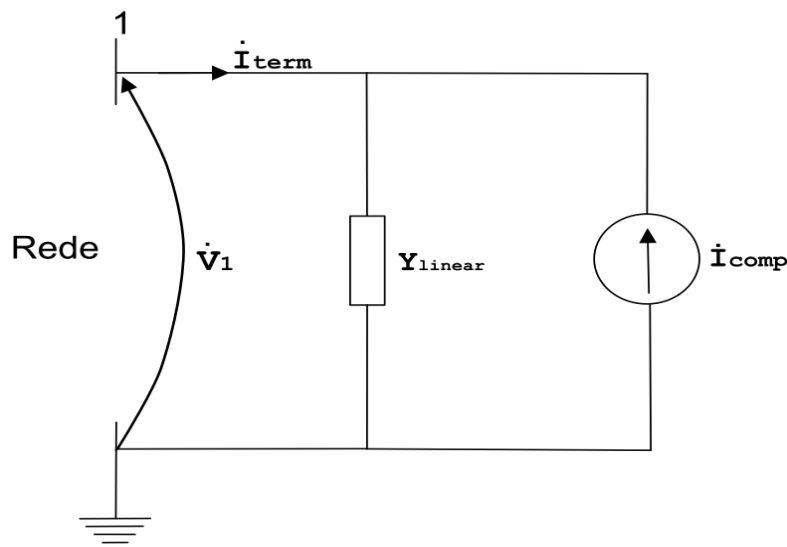


Figura 4.8: Carga monofásica não linear (ROCHA e RADATZ, 2017)

Desta forma, a parte linear é adicionada na Y_{matriz} e a corrente de compensação que inclui a não linearidade da corrente absorvida pela carga \dot{I}_{term} pode ser escrita como mostrada na equação 4.19:

$$\dot{I}_{comp} = \dot{V}_1 \times Y_{linear} - \dot{I}_{term} \quad (4.19)$$

4.3.3 Fluxo de Potência

Para a obtenção do fluxo de potência, o OpenDSS utiliza o método de injeção de correntes. Esta é a principal característica que diferencia o OpenDSS de outros simuladores. Segundo (DUGAN; MCDERMOTT, 2011) vários simuladores utilizam o método forward-backward sweep, que são poucos funcionais para sistemas muito ramificados. Desta forma, o método de injeção de corrente torna-se interessante em sistemas de distribuição que apresentam muitas ramificações, relação R/X (resistência/reatância) baixa e desequilíbrio entre as fases (GARCIA et al., 2000).

Para a representação do algoritmo do fluxo de potência, (RADATZ, 2017) apresenta um diagrama com as quatro etapas realizadas no processo apresentado abaixo.

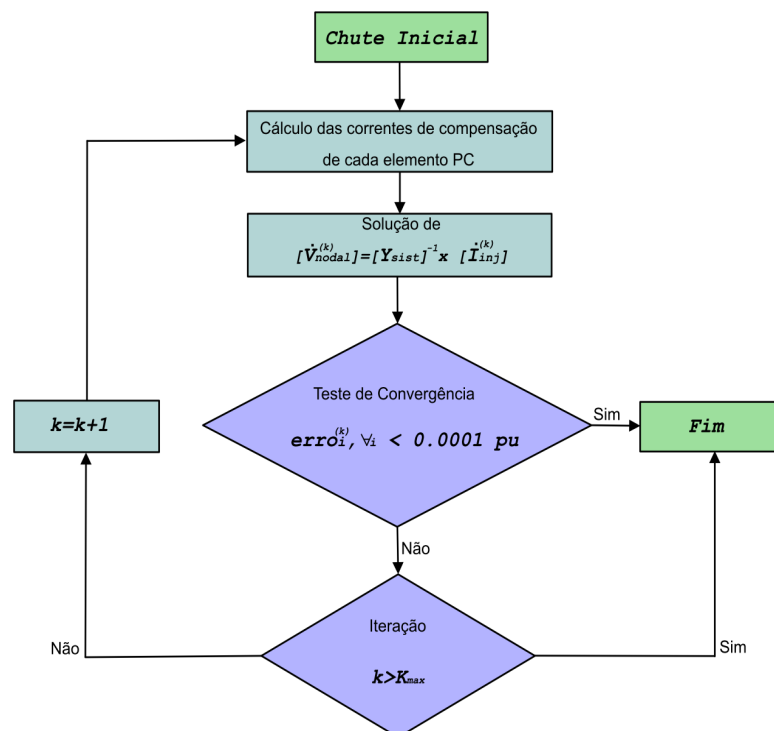


Figura 4.9: Fluxograma de resolução do fluxo de potência (RADATZ, 2017)

- **Etapa 1 – Chute inicial**

Uma estimativa inicial das tensões é obtida executando um fluxo de potência zero. Neste processo, os elementos em derivação são desconectados e apenas os elementos de transporte de energia em série são considerados. Desta forma, obtêm-se todos os ângulos de fase e magnitudes de tensão em proporção adequada. Isso é importante pois o OpenDSS é projetado para resolver redes de n-fases arbitrárias onde pode haver todos os tipos de relações e conexões de transformadores.

- **Etapa 2 – Cálculo das correntes injetadas e correntes de compensação**

O ciclo de iteração começa obtendo as correntes de injeção de todos os elementos de conversão de energia (PC) no sistema e adicionando-as no espaço apropriado no vetor \dot{I}_{inj} .

- **Etapa 3 – Cálculo das tensões nodais para primeira iteração**

Com a matriz de admitância nodal completa e as correntes injetadas, o *KLUSolve* calcula as tensões nodais do sistema através da equação matricial X abaixo.

$$\dot{V}_{nodal} = [Y_{Sist}]^{-1} \times \dot{I}_{inj} \quad (4.20)$$

- **Etapa 4 – Teste de convergência**

O ciclo se repete até as tensões convergirem para valores menores 0,0001 pu. A matriz Y do sistema normalmente não é reconstruída durante este processo, e portanto, as iterações acabam rapidamente.

4.4 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este capítulo apresentou os principais elementos e o algoritmo de fluxo de potência do software OpenDSS. O método da injeção de correntes é um método simples e robusto para a maioria das simulações de sistema de distribuição.

5. ESTUDO DE CASO E DISCUSSÕES

Este capítulo apresenta um estudo de caso de um sistema de distribuição com inserção de geração distribuída fotovoltaico. O principal objetivo é avaliar a capacidade de hospedagem frente a sobretensões e distorções harmônicas.

O sistema teste escolhido foi o IEEE 13 node test feeder (13 barras). Uma das características deste sistema é que ele é relativamente curto e altamente carregado. A escolha deste sistema deve-se ao fato de ser um sistema amplamente utilizado na literatura, o que permite um melhor entendimento dos parâmetros do sistema quanto à elevada penetração de GD.

5.1 DESCRIÇÃO DO SISTEMA IEEE 13 BARRAS

O sistema teste original IEEE 13 barras¹ é um sistema relativamente curto e altamente carregado e apresenta algumas características como discutido em (KERSTING, 2001):

- Regulador de tensão de subestação composto de três unidades monofásicas ligadas em estrela;
- Linhas monofásicas, bifásicas e trifásicas aéreas e subterrâneas;
- Bancos de capacitores em derivação;
- Transformador em linha;
- Cargas não balanceadas e cargas distribuídas.

O diagrama unifilar do sistema IEEE 13 barras utilizado nesta dissertação é apresentado na figura 5.1 abaixo.

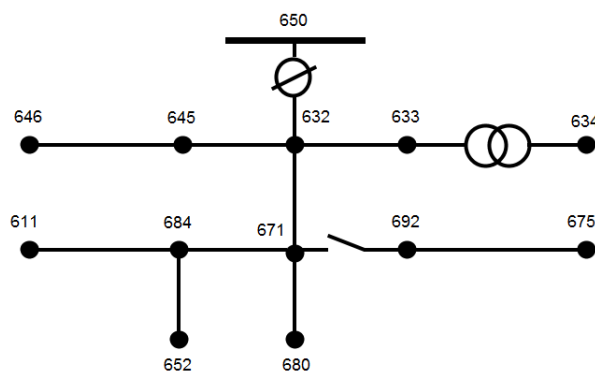


Figura 5.1: Diagrama do sistema IEEE 13 barras

¹ Disponível em: <http://sites.ieee.org/pes-testfeeders/>

As potências ativa e reativa das cargas pontuais são mostradas na tabela 5.1 abaixo e as potências da carga distribuída na tabela 5.2. Além disso, as potências ativa e reativa apresentam um valor total de 3,6 MW e 1,75 MVar em sua condição nominal. Outra informação muito importante neste sistema é a presença de dois capacitores, um monofásico e outro trifásico conforme mostrado na tabela 5.3. Outras informações relevantes deste sistema como, por exemplo, comprimento da linha, característica da linha, dados dos transformadores e reguladores, podem ser encontrados em (IEEE, 1992).

Tabela 5.1: Potências Ativa e Reativa das Cargas do Sistema 13 Barras

Nó	Carga	Pa	Qa	Pb	Qb	Pc	Qc
	Modelo	kW	kVAr	kW	kVAr	kW	kVAr
634	Y-PQ	160	110	120	90	120	90
645	Y-PQ	0	0	170	125	0	0
646	D-Z	0	0	230	132	0	0
652	Y-Z	128	86	0	0	0	0
671	D-PQ	385	220	385	220	385	220
675	Y-PQ	485	190	68	60	290	212
692	D-I	0	0	0	0	170	151
611	Y-I	0	0	0	0	170	80
	TOTAL	1158	606	973	627	1135	753

Tabela 5.2: Potências Ativa e Reativa da Carga Distribuída do Sistema 13 Barras

Nó A	Nó B	Carga	Pa	Qa	Pb	Qb	Pc	Qc
		Modelo	kW	kVAr	kW	kVAr	kW	kVAr
632	671	Y-PQ	17	10	66	38	117	68

Tabela 5.3: Banco do Capacitores

Nó	Qa	Qb	Qc
	kVAr	kVAr	kVAr
675	200	200	200
611			100
Total	200	200	300

5.2 CAPACIDADE DE HOSPEDAGEM DO SISTEMA 13 BARRAS FRENTE A SOBRETENSÕES

Afim de avaliar a capacidade de hospedagem de um sistema de distribuição frente a sobretensões, alguns parâmetros devem ser previamente analisados. Dentre eles, podemos citar o nível de carregamento do sistema, atuação do regulador de tensão ou bancos de capacitores e também a geração solar fotovoltaica.

5.2.1 Nível de Carregamento do Sistema

O nível de tensão em um sistema de distribuição varia de acordo com o carregamento do mesmo. Desta forma, o carregamento do sistema é um fator que influencia diretamente no valor da capacidade de hospedagem. Quanto maior carregamento, maior será a queda de tensão ao longo do alimentador, apresentando valores menores de tensão.

Para avaliar o nível tensão no sistema 13 barras, foram realizadas simulações com e sem a atuação do controle do regular de tensão. Na ausência da atuação do controle do regulador, foi definido as tensões da fase A e C em 1,05 [p.u] e a B em 1,03 [p.u]. Estes valores foram escolhidos pois o sistema apresentou valores satisfatórios (entre 0,95 e 1,05) para os carregamentos de 0,3 a 1,0 [p.u].

5.2.1.1 Variação do Carregamento e Regulador Fixo

A seguir, são apresentadas os níveis de tensão com a variação do carregamento do sistema de distribuição 13 barras com os reguladores setados nos valores mencionados anteriormente (fases A e C em 1,05 [pu] e B em 1,03 [pu]). Neste caso, os bancos de capacitores foram considerados em operação em todas as simulações. As figuras abaixo mostram o comportamento do perfil de tensão do sistema com a variação do carregamento do sistema (1, 0,6 e 0,3 [p.u]). As figuras 5.2, 5.4 e 5.5 mostram o perfil de tensão ao longo do alimentador em cada fase e as figuras 5.3, 5.5 mostram o sistema em coordenadas com a média das tensões no sistema, apresentando a cor **vermelha** para tensões próximas de 1,05 e a cor **azul** para tensões próximas de 0,95.

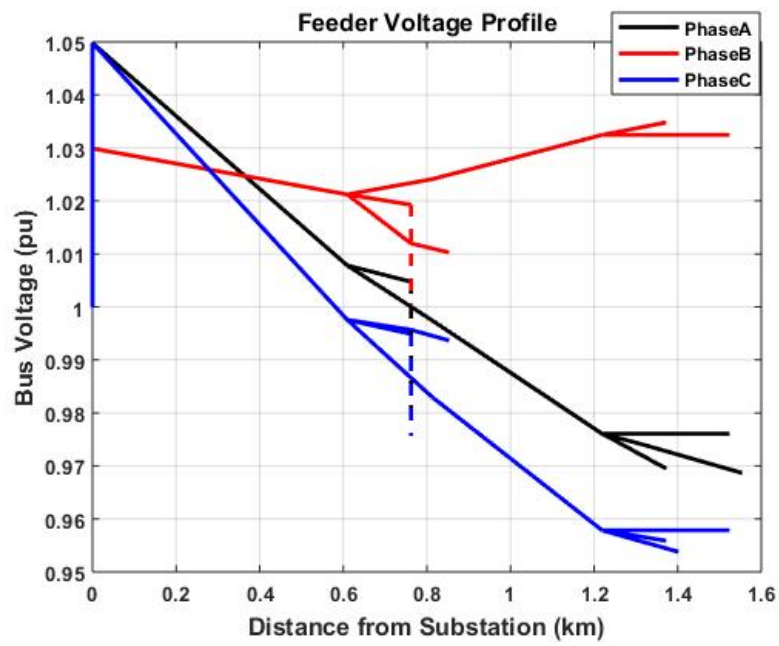


Figura 5.2: Perfil de Tensão ao Longo do Alimentador (Carregamento 1,0 p.u. e LTC fixo)

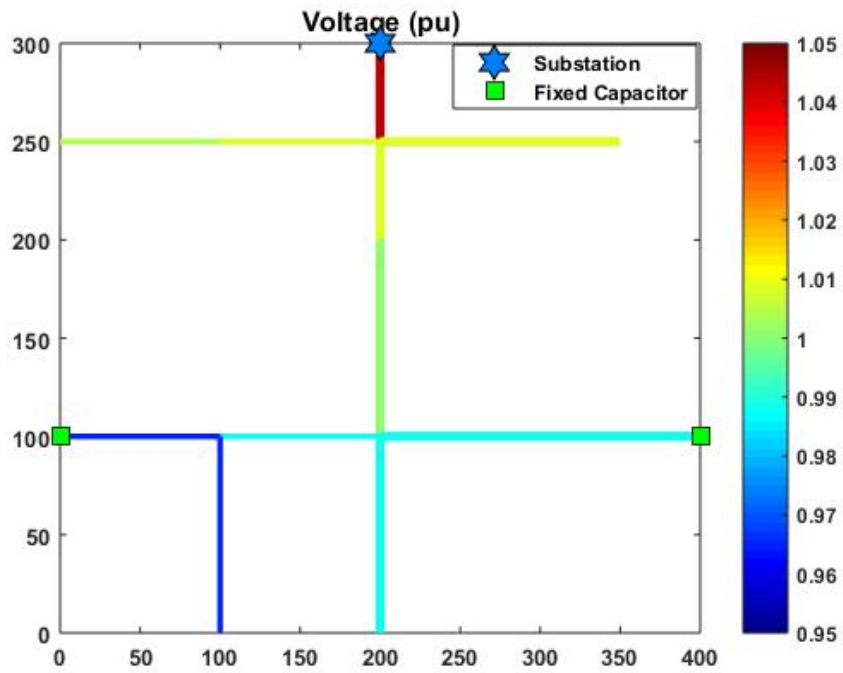


Figura 5.3: Nível de Tensão do sistema IEEE 13 barras (Carregamento 1,0 p.u. e LTC fixo)

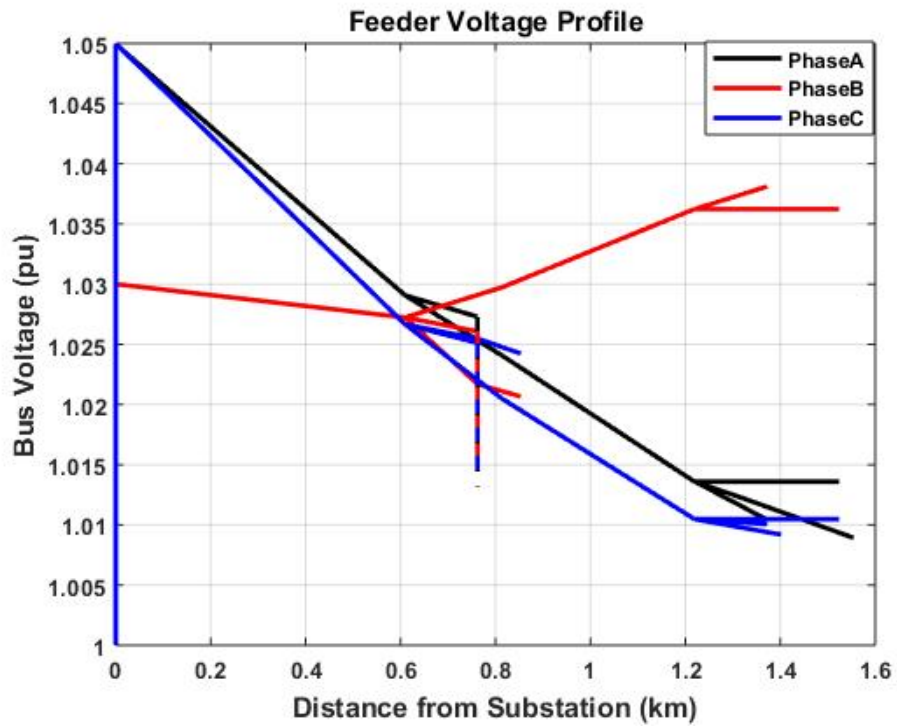


Figura 5.4: Perfil de Tensão ao Longo do Alimentador (Carregamento 0,6 p.u. e LTC fixo)

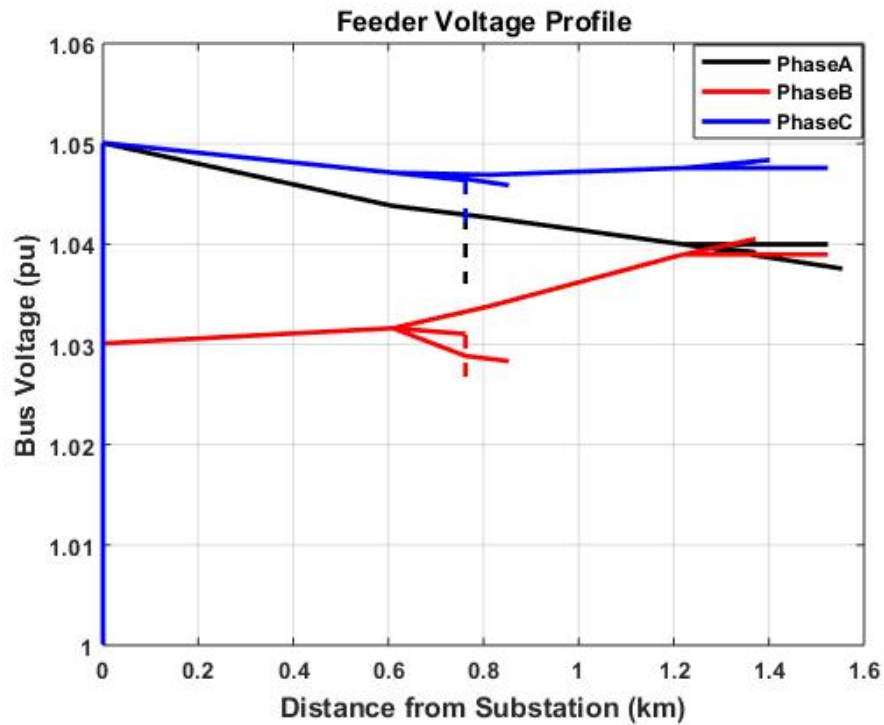


Figura 5.4: Perfil de Tensão ao Longo do Alimentador (Carregamento 0,3 p.u. e LTC fixo)

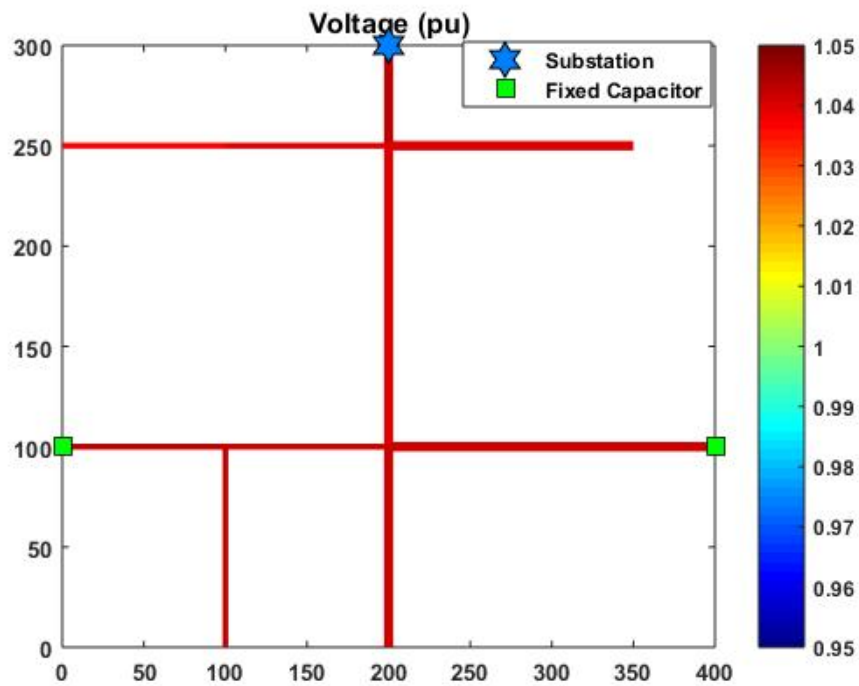


Figura 5.5: Nível de Tensão do sistema IEEE 13 barras (Carregamento 0,3 p.u. e LTC fixo)

5.2.1.2 Variação do Carregamento e Atuação do Regulador

Neste seção, foi realizado o mesmo processo do item anterior, porém com a diferença na atuação do controle do regulador de tensão. Conseqüentemente, o regulador irá selecionar a melhor posição do tap do transformador de acordo com o carregamento do sistema.

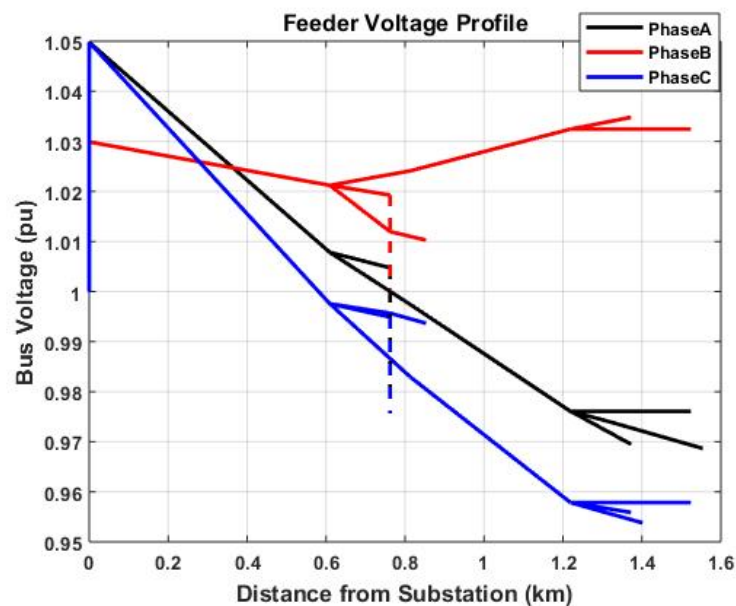


Figura 5.6: Perfil de Tensão ao Longo do Alimentador (Carregamento 1,0 p.u.)

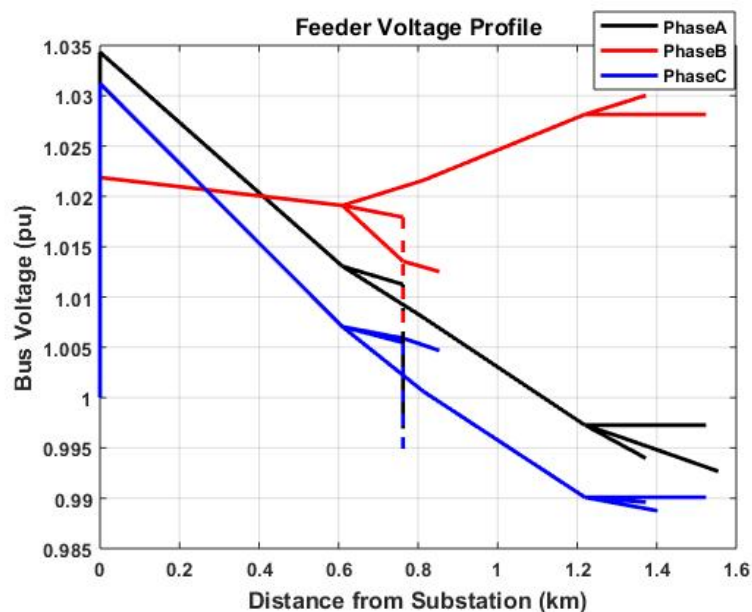


Figura 5.7: Perfil de Tensão ao Longo do Alimentador (Carregamento 0,6 p.u.)

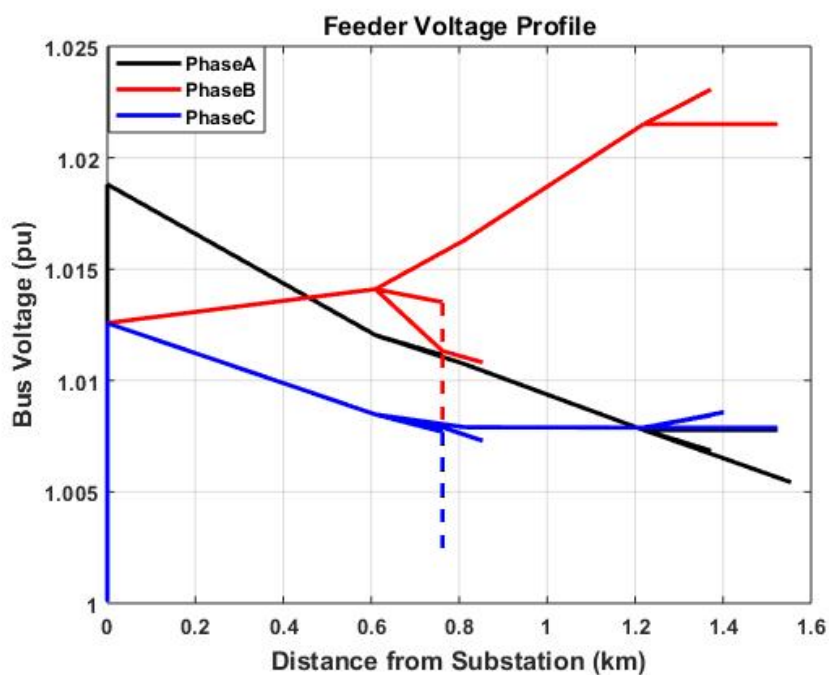


Figura 5.8: Perfil de Tensão ao Longo do Alimentador (Carregamento 0,3 p.u.)

No caso do carregamento igual a 1 [pu], foi obtido o mesmo resultado em ambas as simulações. Já nos casos do carregamento do sistema igual a 0,6 [pu] e 0,3 [pu], houve mudança no tap, diminuindo o nível de tensão no regulador. Na próxima seção (5.2.2) será analisada a capacidade de hospedagem deste sistema frente a sobretensões em ambos os casos.

5.2.1.2 Variação do Carregamento e Capacitor Desligado

A seguir, são apresentadas os níveis de tensão com a variação do carregamento do sistema de distribuição 13 barras com os capacitores desligados e os reguladores setados nos valores de: fases A e C em 1,05 e B em 1,03.

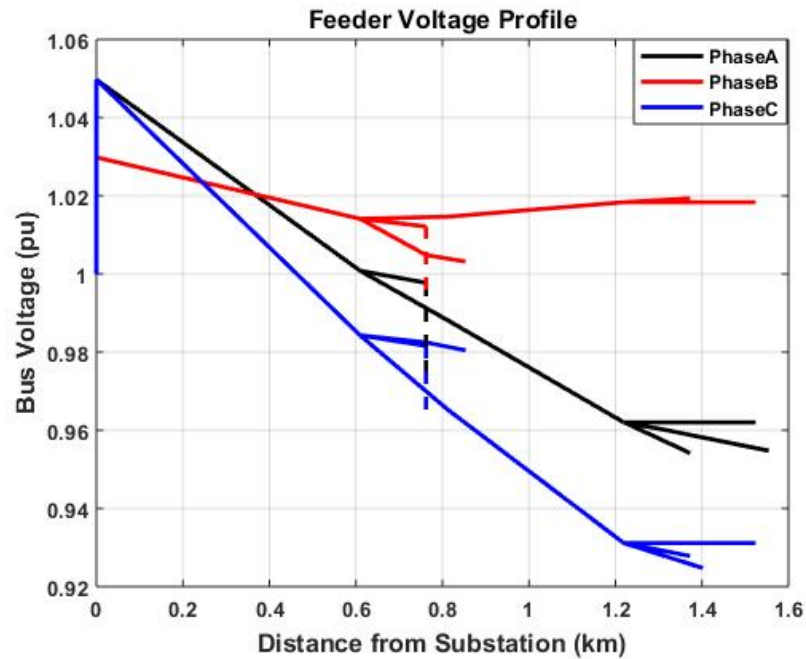


Figura 5.9: Perfil de Tensão ao Longo do Alimentador (Carregamento 1 p.u e Capacitor OFF)

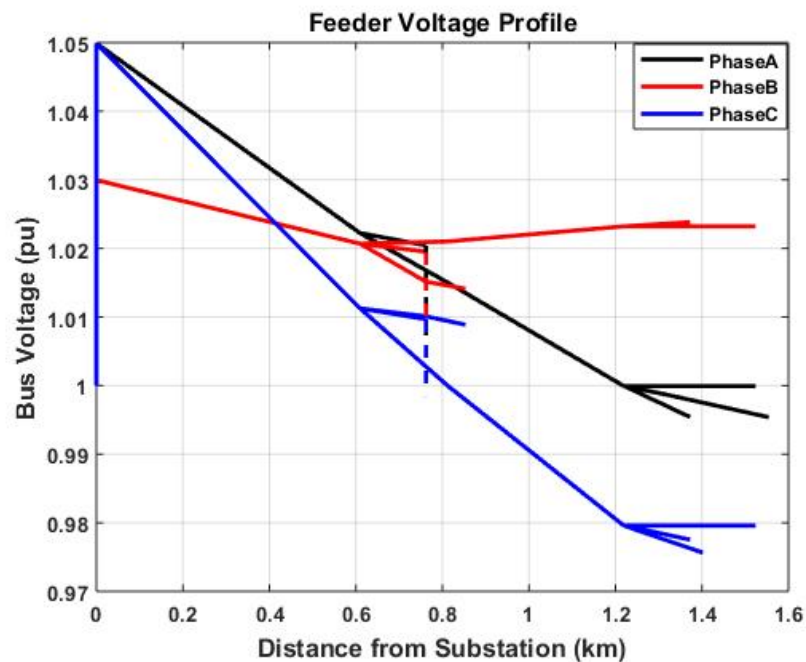


Figura 5.10: Perfil de Tensão ao Longo do Alimentador (Carregamento 0,6 p.u e Capacitor OFF)

Conforme podemos observar na figura 5.10, os capacitores são fundamentais para manter o nível de tensão nos níveis permitidos entre 0,95 e 1,05 [pu]. Neste caso, com o capacitor fora de operação, o nível de tensão da fase C ficou abaixo de 0,93 [pu]. Desta forma, o capacitor é essencial em casos de alto carregamento para manter a tensão nos níveis permitidos por norma.

5.2.2 Cálculo da Capacidade de Hospedagem

Inicialmente, para o estudo do cálculo da capacidade de hospedagem deste sistema foram realizados dois estudos. O primeiro visa o cálculo da capacidade de hospedagem de uma barra do sistema com a variação do carregamento (análise pontual). A segunda análise será feita com a inclusão de perfis de carga residenciais e também da geração solar considerando o período de um dia (24 horas).

Em ambos os casos, serão adicionados geradores distribuídos (PVs) em várias barras do sistema. A adição destes geradores será da seguinte forma: geradores trifásicos em barras trifásicas, e geradores monofásicos em barras bifásicas e monofásicas. O critério de parada estabelecido foi a ultrapassagem do valor de 1,05 na tensão.

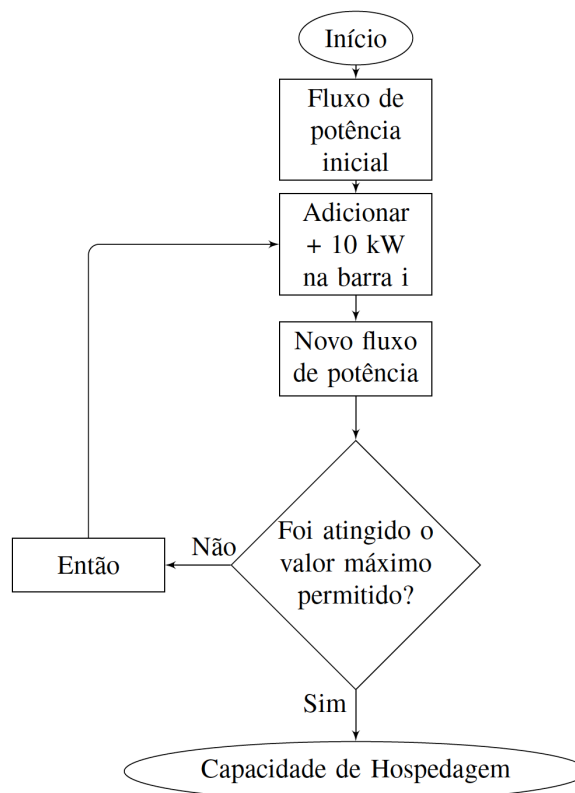


Figura 5.11: Fluxograma

5.2.2.1 Capacidade de Hospedagem Pontual

Neste primeiro momento, foi analisada a capacidade de hospedagem variando o carregamento do sistema (1, 0,6 e 0,3 [pu]). Além disso, foi considerado que os reguladores estavam setados e fixos nos valores de 1,05 nas fases A e C e 1,03 na fase B e que os capacitores estavam ligados. Esta primeira análise visa mostrar os pontos do sistema que aceitam quantidade maiores de geração distribuída sem a influência da atuação do controle do regulador de tensão. As Tabelas 5.4 e 5.5 apresentam a potência máxima dos geradores em cada uma das barras do sistema.

Tabela 5.4: Geradores Trifásicos em Barras Trifásicas

Barras	671	675	680	632
Carregamento				
0,3 pu	180 kW	170 kW	180 kW	370 kW
0,6 pu	2970 kW	2370 kW	2460 kW	3590 kW
1 pu	5750 kW	3350 kW	4860 kW	7230 kW

As figuras 5.13 e 5.14 abaixo exemplificam a adição dos geradores trifásicos na barra 675 com o carregamento de 0,3 e 0,6 [pu]. Além disso, foi possível observar no caso de 0,6 [pu] a ocorrência de fluxo reverso. Este fato é demonstrado na figura 5.14.

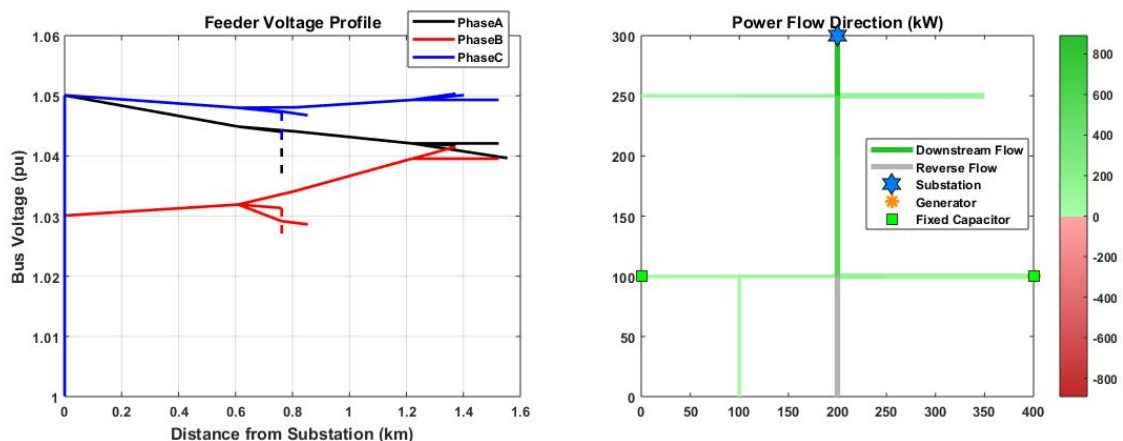


Figura 5.12: Perfil de Tensão e Fluxo de Potência (Carregamento 0,3 pu)

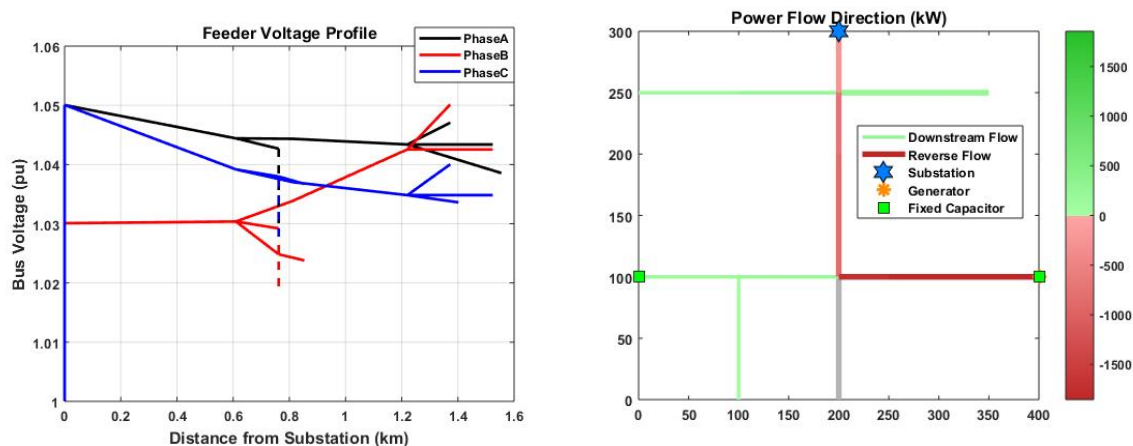


Figura 5.13: Perfil de Tensão e Fluxo de Potência (Carregamento 0,6 p.u)

Tabela 5.5: Geradores Monofásicos em Barras Bifásicas ou Monofásicas (Sobretensão)

Barras	645.2	646.2	646.3	692.1	692.3	611.3	652.1
Carregamento							
1 pu	690 kW	710 kW	890 kW	1730 kW	460 kW	470 kW	900 kW
0,6 pu	550 kW	560 kW	480 kW	790 kW	360 kW	360 kW	460 kW
0,3 pu	290 kW	290 kW	90 kW	60 kW	50 kW	40 kW	60 kW

Podemos notar com as tabelas 5.4 e 5.5 que o nível do carregamento do sistema influencia diretamente na quantidade de GD que pode ser adicionada sem ocorrer o problema de sobretensão no sistema em análise. Quanto maior o carregamento, maior será a quantidade de GD que pode ser inserida no sistema. Além disso, também podemos observar que os pontos mais distantes do sistema apresentam valores menores de geração. Isto ocorre pois os pontos mais distantes da barra swing apresentam maiores variações. Foi possível observar também que em caso de alto carregamento do sistema, os geradores trifásicos foram capazes de suprir o sistema e injetar o excedente para o sistema a montante. Este fato pode ser observado na figura 5.14.

Com relação a inserção de geradores monofásicos, além do problema de sobretensão, houve casos em que ocorreu o problema de subtensão (valores de tensão abaixo de 0,95). Isto ocorreu no caso de alto carregamento 1 [pu]. A elevação de uma das fases com a inserção da GD provocou a queda em uma outra fase, atingindo valores inadequados. Este fato é mostrado na tabela 5.6 abaixo e na figura 5.15:

Tabela 5.6: Geradores Monofásicos em Barras Bifásicas ou Monofásicas (Subtensão)

Barras	645.2	646.2	646.3	692.1	692.3	611.3	652.1
1 pu	150 kW	150 kW	620 kW	1230 kW	300 kW	280 kW	1310 kW

A figura 5.15 a seguir demonstra a inserção de um gerador monofásico de 280 kW, localizado na barra 611 (fase C) e a ocorrência de subtensão (menor que 0,95) no sistema com a inserção do gerador.

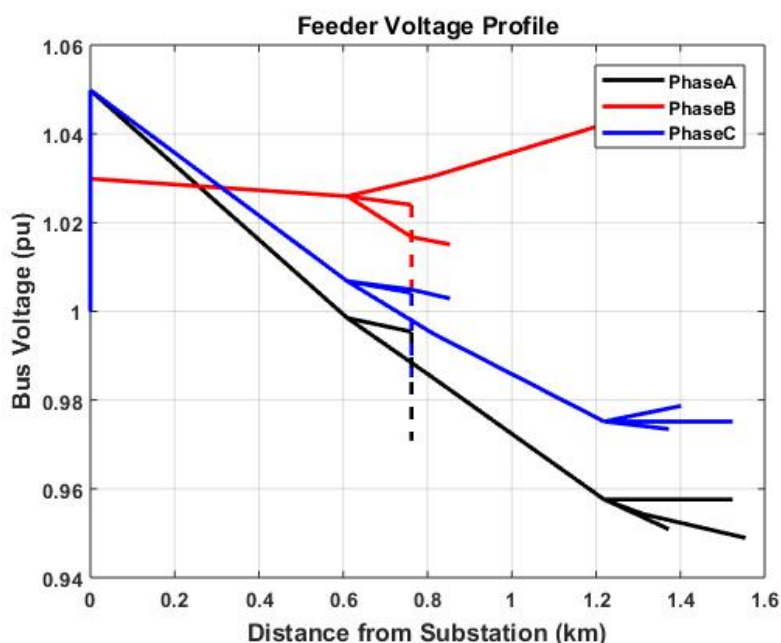


Figura 5.14: Subtensão com a Inserção do Gerador Monofásico na barra 611 (Carregamento 1 [p.u.])

Comparando as Tabelas 5.5 e 5.6, podemos notar que, no caso de alto carregamento (1 [pu]), a inserção dos geradores monofásicos resultou em problemas de subtensão antes da sobretensão, ou seja, a elevação de uma das fases fez com que outra fase diminuísse o seu valor, com valores abaixo dos permitidos pela norma. Apenas a barra 652 não apresentou este fato, ocorrendo o problema de sobretensão antes da subtensão.

5.2.2.2 Capacidade de Hospedagem Diária

A segunda análise realizada visa acrescentar perfis de carga residenciais para mostrar como a capacidade de hospedagem varia ao longo de um dia. Neste caso, o regulador irá setar a melhor posição de acordo com o nível de carregamento do sistema. O perfil de carga foi

retirado de (JARDINI et al., 2000) e a figura 5.16 abaixo mostra o comportamento desta grandeza ao longo de um dia:

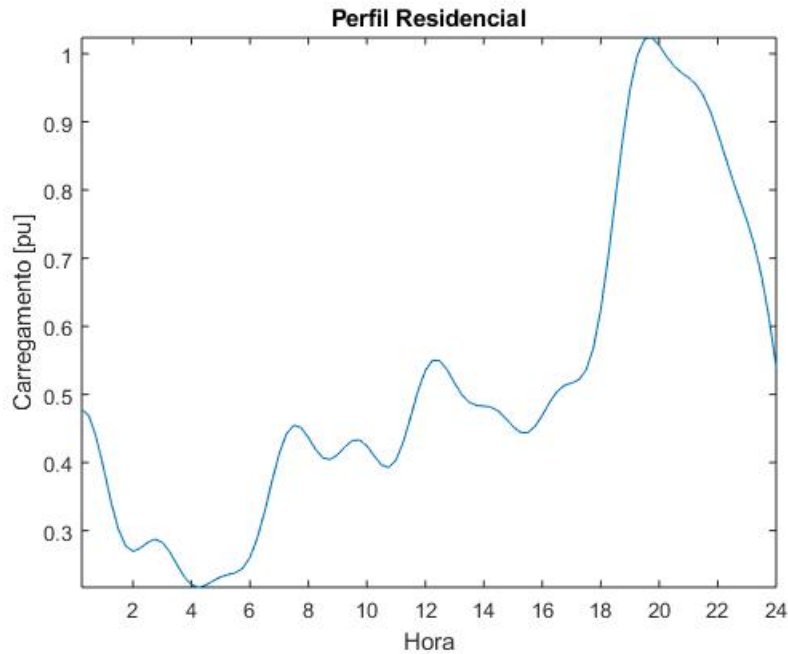


Figura 5.15: Perfil de Carga Residencial

Assim, foi realizado o fluxo de potência para cada valor deste período, com um total de 96 valores para um período de 24 horas (valores de 15 em 15 minutos). Neste caso, o controle do regulador atuou e posicionou o tap no valor mais adequado para a simulação de acordo com o carregamento do sistema. As figuras 5.17, 5.18 e 5.19 abaixo mostram o comportamento dos taps de cada fase no período analisado.

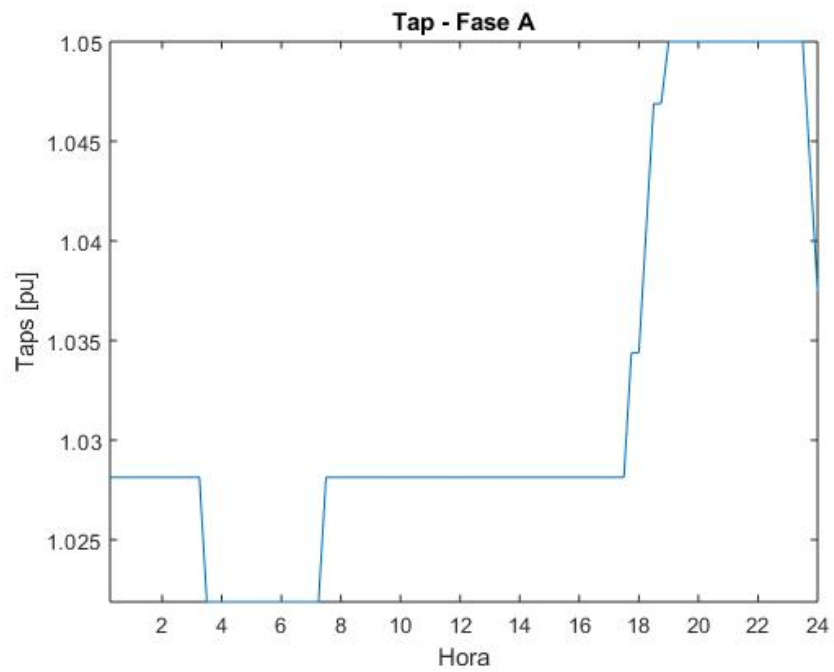


Figura 5.16: Tap Fase A

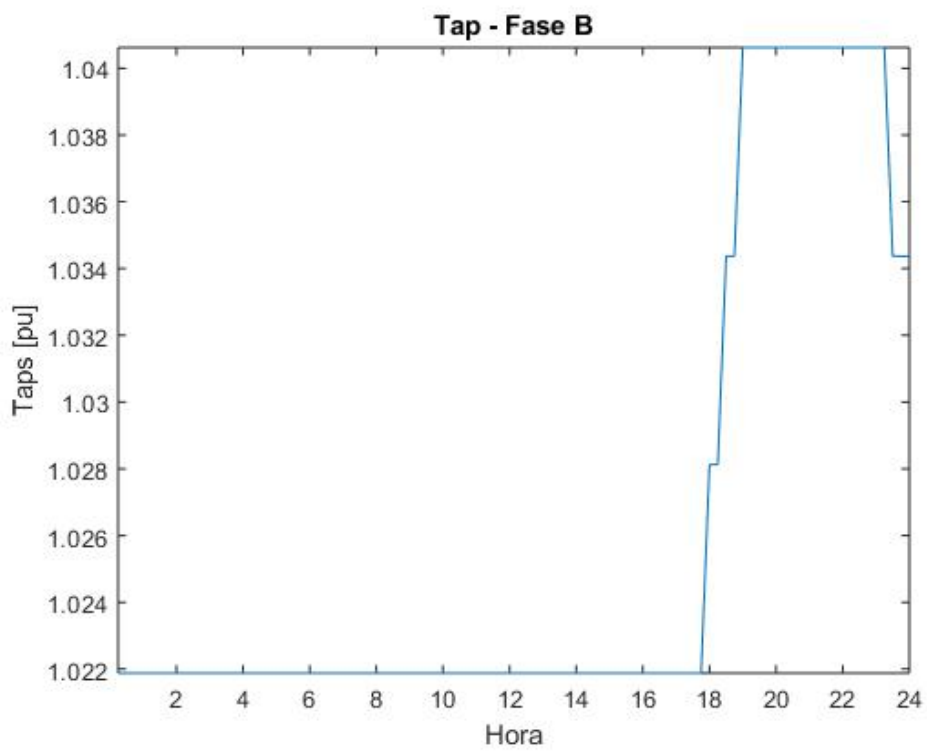


Figura 5.17: Tap Fase B

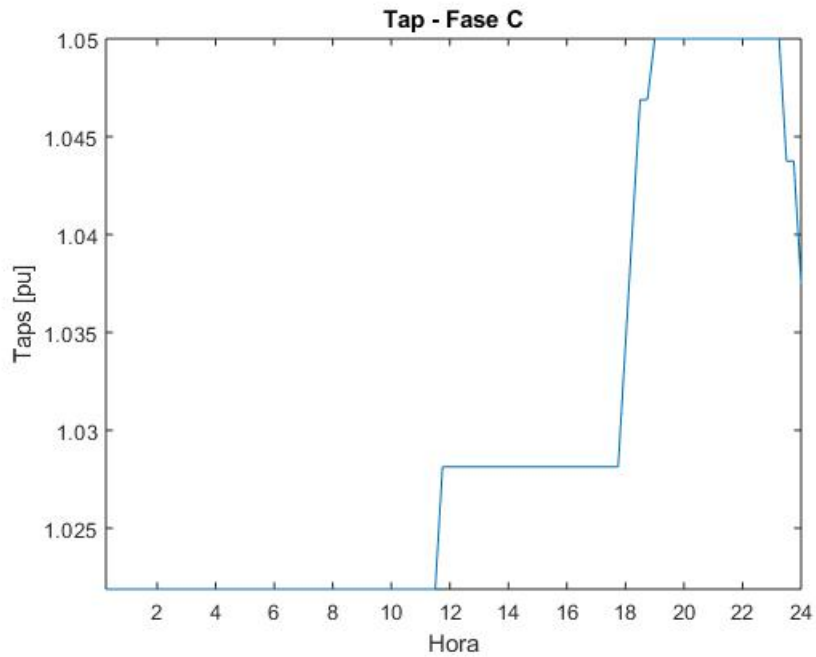


Figura 5.18: Tap Fase C

Com os dados acima, foi traçado a curva da capacidade de hospedagem diária, conforme mostrado nas figuras 5.20 e 5.21. Para esta análise, escolheu-se uma barra trifásica (675) e uma monofásica (611). Os dados desta simulação podem ser encontrados no Apêndice B.

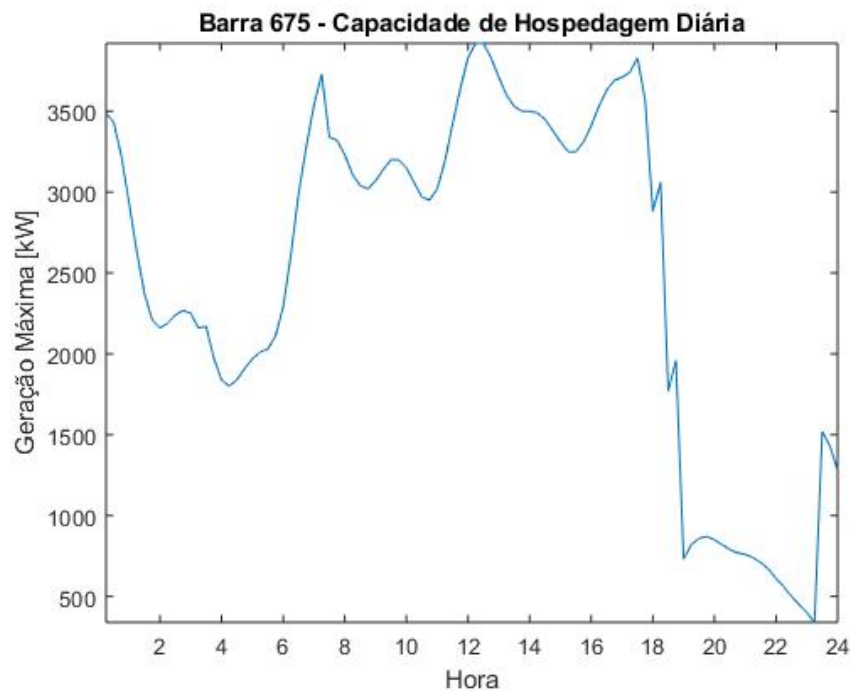


Figura 5.19: Capacidade de Hospedagem frente a Sobretensão da Barra 675

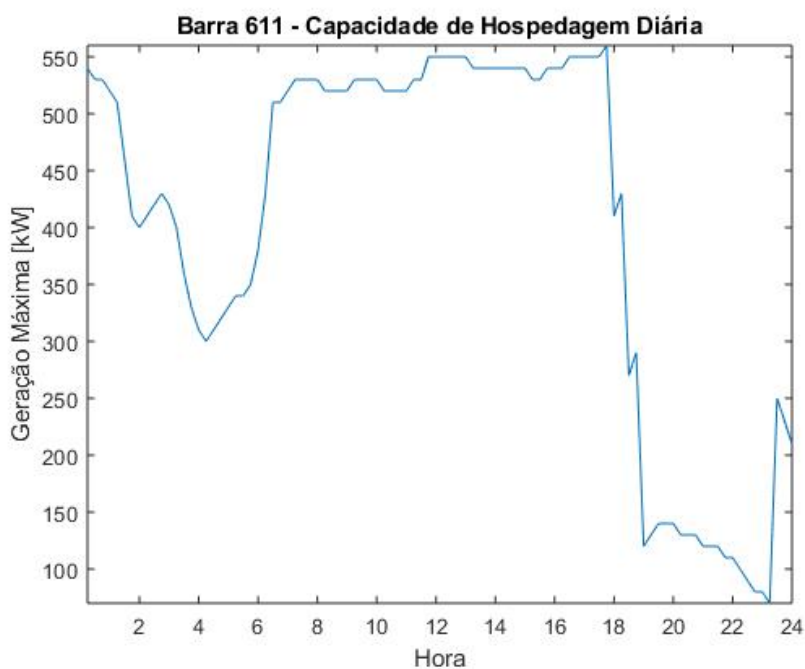


Figura 5.20: Capacidade de Hospedagem frente a Sobretensão da Barra 611

Para um período de vinte e quatro horas, foi encontrado uma capacidade de hospedagem diária mínima e máxima de 340 e 3920 kW para a barra 675. Já para a barra 611, encontrou-se valores de mínimo e máximo de 70 e 560 kW.

Uma outra característica observada é que a capacidade de hospedagem é bem sensível ao nível de carregamento do sistema e também a posição do tap do regulador. Pequenas alterações nestes fatores podem ocasionar uma grande diferença no valor da capacidade de hospedagem. Conforme mostrado na tabela B.1 no Apêndice B, uma pequena alteração no regulador e no carregamento do sistema, tem-se uma capacidade de hospedagem bem diferente. Este fato pode ser observado analisando o passo 93 e 94, na qual obteve-se uma capacidade de hospedagem de 340 e 1530 kW respectivamente, apenas com pequenas mudanças nos valores do carregamento e dos taps na fases B e C.

As tabelas 5.7 e 5.8 abaixo mostram os valores de máximo e mínimo da capacidade de hospedagem diária das barras do sistema e o nível de penetração respectivo:

Tabela 5.7: Geradores Trifásicos em Barras Trifásicas

Barras	671	675	680	632
Máximo [kW]	4650	3920	4390	7740
Mínimo [kW]	610	340	620	980
NP Máximo [%]	129	108	122	215
NP Mínimo [%]	17	9	17	27

Tabela 5.8: Geradores Monofásicos em Barras Bifásicas ou Monofásicas

Barras	645.2	646.2	646.3	692.1	692.3	611.3	652.1
Máximo [kW]	890	700	890	1800	560	560	930
Mínimo [kW]	80	80	120	520	70	70	370
NP Máx. [%]	25	19	25	50	15	15	26
NP Mín. [%]	2	2	3	14	2	2	10

Onde: Nível de penetração (NP) é potência ativa total requerida pelo sistema em função da potência ativa proveniente do PV, dado em porcentagem.

Agora, vamos acrescentar a geração PV de acordo com o perfil de geração. Assim, serão considerados os fatores mencionados no capítulo 4 no modelo do *PVSystem*. São eles: curva da irradiância em função de um valor base, temperatura do painel por hora, curva da potência em função da temperatura do painel e a curva de eficiência em função da potência de entrada. Essas características são mostradas na figura 5.22 abaixo:

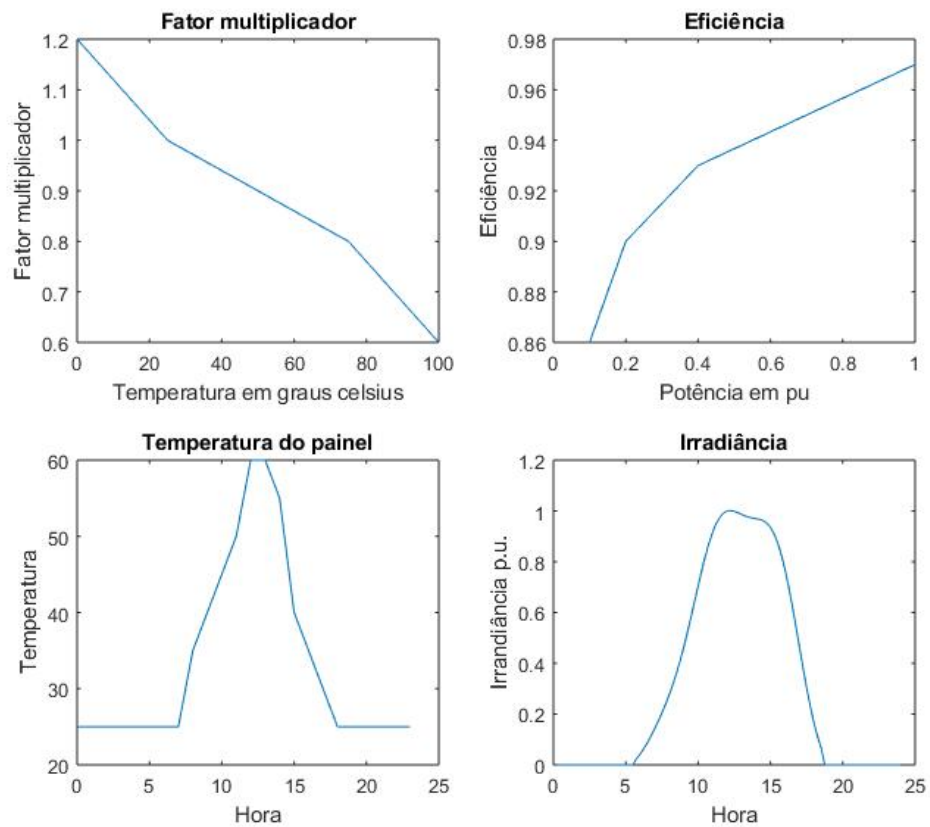


Figura 5.21: Características do Sistema PV

Para efeito de análise, foi considerado que o PV gera a partir das 8 horas até as 17 horas. De fato o PV consegue gerar em uma faixa maior de horário, mas os valores encontrados são muito pequenos para colocar nesta análise. Desta forma, temos a seguinte curva da capacidade de hospedagem diária com a inserção de um PV monofásico na barra 611 na fase C, dado em kWp:

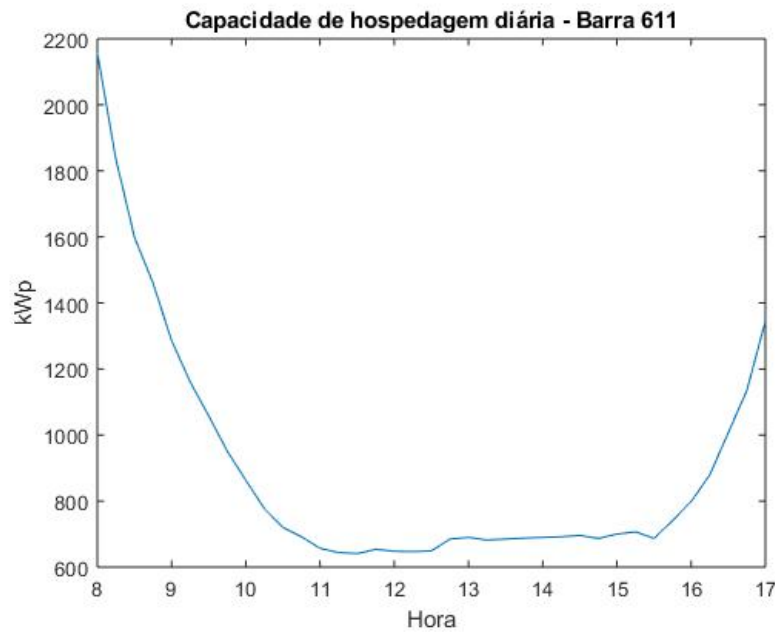


Figura 5.22: Capacidade de Hospedagem Diária

Com um gerador solar fotovoltaico, os valores de mínima capacidade de hospedagem são observados nos períodos de máxima geração, no período entre 11 e 15 horas. Neste caso, a máxima geração ocorreu em um período que o sistema apresenta um carregamento entre 0,4 e 0,55 [p.u]. Em um sistema qualquer, a capacidade de hospedagem diária mínima estará localizada no período de baixo carregamento e alta geração solar.

Esta seção mostrou como o valor da capacidade de hospedagem frente a sobretensões varia de acordo com o nível do carregamento do sistema, mudança na posição dos taps dos reguladores de tensão e também a presença de bancos de capacitores. Foi possível verificar que pequenas alterações no tap dos reguladores provocaram uma grande alteração no valor da capacidade de hospedagem, aumentando em 35% o seu valor. A próxima seção irá abordar a capacidade de hospedagem do mesmo sistema com relação a distorções harmônicas.

5.3 CAPACIDADE DE HOSPEDAGEM DO SISTEMA 13 BARRAS FRENTE A DISTORÇÕES HARMÔNICAS

A fim de avaliar a capacidade de hospedagem frente a distorções harmônicas, alguns parâmetros devem ser previamente analisados. Nesta seção, serão abordados os conceitos de distorção de tensão inicial, modelo da carga e do PV em análise harmônica e outros fatores que influenciam o sistema na capacidade de hospedagem harmônica. As cargas serão compostas por uma parte linear e outra não-linear. As partes não lineares serão compostas por

iluminação (lâmpadas fluorescentes), aquecedor/refrigerador e outros (sendo esta um composição de outras cargas residenciais)(LIU et al., 1999). O espectro harmônico destas cargas são mostrados na tabela 5.9 a seguir:

Tabela 5.9: Espectro Harmônico das Cargas

Ordem Harmônica	Fluorescente		Aquecedor/Refrigerador		Outros	
	Mag. [%]	Ângulo [°]	Mag. [%]	Ângulo [°]	Mag. [%]	Ângulo [°]
1	100	0	100	0	100	0
2	0	0	0	0	0	0
3	20	314,16	54,2	2,2	0,7	-70,8
4	0	0	0	0	9,5	-132,4
5	10,7	380,2	15,2	112,3	0,2	-240,5
6	0	0	0	0	8,3	-7,6
7	2,1	178,9	6,9	153,4	0	35
8	0	0	0	0	0,5	-212,8
9	1,4	304,4	4,3	-93,5	0	0
10	0	0	0	0	0	0
11	0,9	81	3,6	-12,4	0	0
12	0	0	0	0	0	0
13	0,6	223,6	2,9	96,7	0	0
14	0	0	0	0	0	0
15	0,5	328,2	2,5	-181,2	0	0

Foram considerados os harmônicos da segunda até a décima quinta ordem, com as respectivas magnitudes e ângulos, dados em porcentagem da magnitude fundamental e graus, respectivamente.

5.3.1 Distorção de Tensão Inicial (Background Distortion)

O nível de distorção harmônica do sistema irá influenciar diretamente no valor da capacidade de hospedagem do sistema (SAKAR et al., 2018). Quanto maior for o valor da distorção inicial do sistema, menor será a área até atingir o limite máximo permitido por norma. A figura 5.24 abaixo mostra o comportamento desta grandeza:

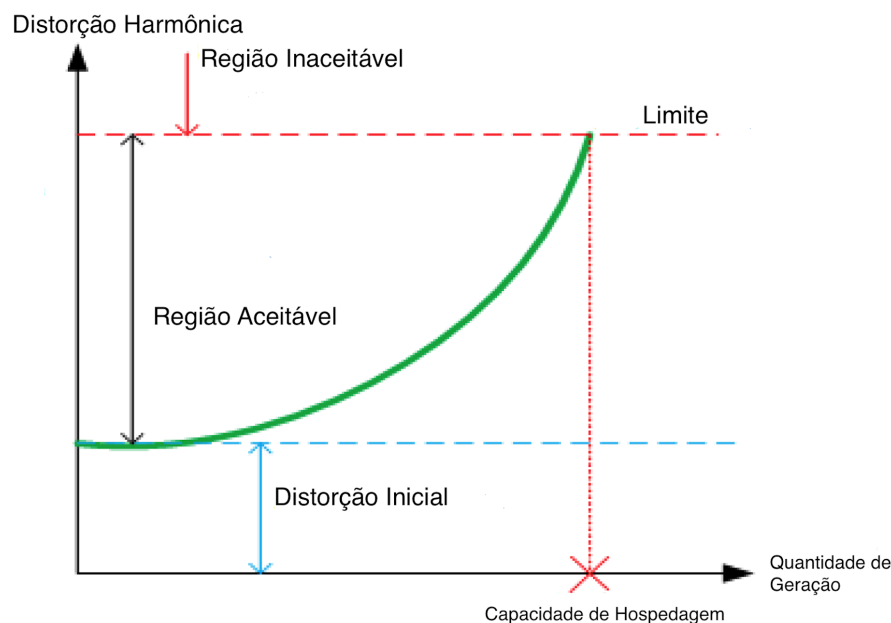


Figura 5.23: Capacidade de Hospedagem Harmônica (D. BRAGA et al., 2018)

Para analisar a influência do tipo de carga no valor da distorção harmônica inicial, simulou-se o sistema 13 barras com 10 % de cada tipo de carga separadamente, ou seja, 10 % da carga correspondia a parte não-linear. Além disso, simulou-se as 3 partes juntas (10 % de cada), resultando em 30 % não linear. Nesta situação, foram considerados que os capacitores estavam ligados e as cargas em sua potência nominal (1 [p.u]). As tabelas abaixo mostram os valores das distorções harmônicas individuais e total para cada caso:

Tabela 5.10: 10 % Fluorescente

Trifásico	Máx. A Indv. [%]	Máx. B Indv. [%]	Máx. C Indv. [%]	Máx. Total [%]
675	1,20	0,99	1,32	1,37
692	1,16	0,98	1,28	1,33
633	0,66	0,60	0,72	0,74
634	0,80	0,70	0,83	0,87
680	1,16	0,98	1,28	1,33
671	1,16	0,98	1,28	1,33
632	0,63	0,57	0,69	0,71
Bifásico				
684	1,18	x	1,31	1,37
646	x	0,71	0,59	0,73
645	x	0,70	0,60	0,72
Mono.				
652	1,20	x	x	1,40
611	x	x	1,34	1,22

Tabela 5.11: 10 % Aquecedor/Refrigerador (A/R)

Trifásico	Máx. A Indv. [%]	Máx. B Indv. [%]	Máx. C Indv. [%]	Máx. Total [%]
675	3,25	2,69	3,57	3,63
692	3,15	2,65	3,48	3,53
633	1,80	1,61	1,95	1,97
634	2,18	1,89	2,24	2,29
680	3,15	2,65	3,48	3,53
671	3,15	2,65	3,48	3,53
632	1,71	1,54	1,87	1,89
Bifásico				
684	3,20	x	3,56	3,62
646	x	1,92	1,61	1,94
645	x	1,91	1,61	1,93
Mono.				
652	3,24	x	x	3,30
611	x	x	3,63	3,70

Tabela 5.12: 10 % Outros

Trifásico	Máx. A Indv. [%]	Máx. B Indv. [%]	Máx. C Indv. [%]	Máx. Total [%]
675	0,76	0,68	0,55	0,88
692	0,73	0,66	0,53	0,85
633	0,36	0,29	0,19	0,39
634	0,44	0,27	0,19	0,48
680	0,73	0,66	0,53	0,85
671	0,74	0,66	0,53	0,85
632	0,36	0,29	0,19	0,39
Bifásico				
684	0,73	x	0,54	0,80
646	x	0,19	0,31	0,41
645	x	0,19	0,30	0,40
Mono.				
652	0,74	x	x	0,80
611	x	x	0,55	0,63

Tabela 5.13: 10 % de cada (total de 30 %)

Trifásico	Máx. A Indv. [%]	Máx. B Indv. [%]	Máx. C Indv. [%]	Máx. Total [%]
675	4,15	3,46	4,59	4,70
692	4,02	3,40	4,48	4,58
633	2,31	2,07	2,51	2,55
634	2,79	2,43	2,88	2,94
680	4,02	3,40	4,48	4,58
671	4,02	3,40	4,48	4,58
632	2,20	1,98	2,41	2,45
Bifásico				
684	4,09	x	4,58	4,69
646	x	2,47	2,07	2,51
645	x	2,45	2,07	2,49
Mono.				
652	4,14	x	x	4,28
611	x	x	4,68	4,80

Podemos observar, através das tabelas acima, que o aquecedor/refrigerador é a carga que apresentou valores maiores de distorção harmônica. Esta simulação teve o intuito somente de mostrar a diferença nos valores obtidos para cada carga harmônica e sua respectiva porcentagem. Para o estudo estudo de caso, será utilizado uma outra porcentagem para cada carga na análise harmônica.

5.3.2 Modelo da Carga em Análise Harmônica

Conforme mencionado no capítulo 4, as cargas em análise harmônicas contém uma parte série e uma paralela e é possível definir a porcentagem de cada parte através da função $\%SeriesRL$. Este modelo é apresentado novamente na figura 5.25 abaixo:

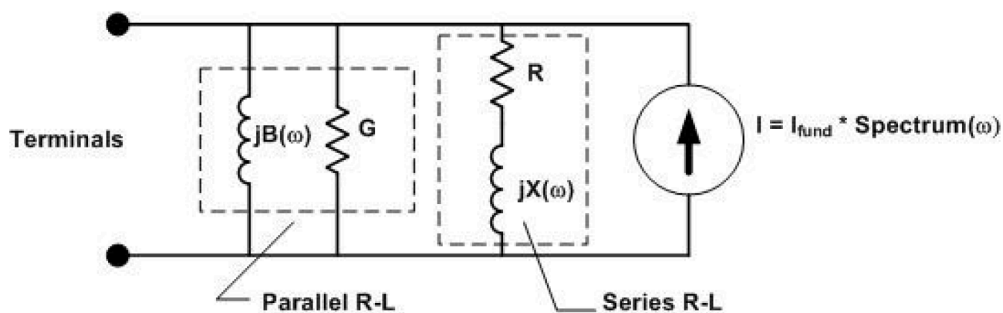


Figura 5.24: Modelo da Carga em Análise Harmônica

Desta forma, podemos representar as cargas de quatro formas: apenas série, apenas paralelo, modelo padrão 50/50 (metade série e metade paralelo) e rejeitando a admitância. Para demonstrar em números a diferença entre os modelos, simulou-se o sistema contendo 10 % de cada espectro (fluorescente, iluminação e outros). A tabela 5.14 abaixo apresenta os resultados obtidos na barra 675 na fase C:

Tabela 5.14: Valores de DIT e DTT em função do modelo adotado

Ordem	50/50	Série	Paralelo	NeglectY
3	4,59	4,55	4,48	6,75
4	0,28	0,46	0,18	1,31
5	0,60	0,92	0,42	0,82
6	0,56	0,70	0,45	0,67
7	0,50	1,82	0,29	0,77
8	0,04	0,06	0,03	0,06
9	0,11	0,18	0,09	0,07
11	0,14	0,15	0,13	0,14
13	0,05	0,05	0,05	0,05
15	0,02	0,02	0,02	0,01
DTT	4,70	5,05	4,54	7,00

O modelo definido como "Padrão" é 50 % série e 50 % paralelo e as magnitudes de tensão apresentadas neste modelo estão entre o modelo série RL e o paralelo RL conforme esperado. No caso em que rejeita a admitância (NeglectY = yes), as tensões harmônicas previstas diferem em menos do que um fator de 2. Como o DTT é calculado pela raiz quadrada da soma dos quadrados; geralmente há uma diferença ainda menor nos valores de

DTT. Curiosamente, o modelo padrão 50/50 vem em média para todos os casos e isso sugere que deve ser uma boa opção. Os principais fatores na determinação da distorção são as características das linhas de alimentação, o transformador da subestação e os bancos de capacitores.

Mais adiante será mostrado como o modelo da carga impacta nos valores da distorção harmônica através do escaneamento da impedância através da frequência.

5.3.3 Modelo do PV em Análise Harmônica

O conteúdo harmônico causado pelos PVs pode variar de acordo com os fabricantes, conforme mencionado anteriormente. Este é um dado relativamente difícil de conseguir com os fabricantes, já que cada um tem o seu modelo e algoritmo implementado.

Para definir a produção de harmônicos gerados pelos PVs, foram retirados dois exemplos de medições reais da literatura (KETUT DARTAWAN, RICARDO AUSTRIA, 2013). O primeiro exemplo é considerado um PV na qual apresenta uma distorção harmônica total de corrente menor do que 3 %, representando um caso típico. Já o segundo exemplo, o PV apresenta uma distorção harmônica total de corrente ligeiramente maior do que 6 % e, assim, é considerado uma representação de pior caso. Os valores de ambos os espectros são mostrados nas tabelas 5.15 e 5.16 abaixo:

Tabela 5.15: PV Tipo 1 – Caso Típico

Ordem h	Mag. %	Ordem h	Mag. %	Ordem h	Mag. %
1	100	11	0,18	21	0,04
2	1,88	12	0,04	22	0,18
3	1,04	13	0,24	23	0,26
4	0,78	14	0,06	24	0,10
5	1,66	15	0,04	25	0,50
6	0,16	16	0,12	26	0,20
7	0,52	17	0,06	27	0,04
8	0,16	18	0,04	28	0,10
9	0,04	19	0,12	29	0,06
10	0,16	20	0,08	30	0,02

Tabela 5.16: PV Tipo 2 – Pior Caso

Ordem h	Mag. %	Ordem h	Mag. %	Ordem h	Mag. %
1	100	11	0,67	21	0,49
2	1,12	12	0,79	22	0,40
3	3,25	13	0,45	23	0,21
4	0,26	14	1,05	24	0,35
5	3,46	15	0,30	25	1,33
6	0,12	16	0,50	26	0,19
7	1,12	17	1,45	27	0,61
8	0,82	18	0,58	28	1,12
9	0,48	19	1,13	29	0,89
10	0,84	20	0,71	30	0,67

Desta forma, os PVs são modelados como uma fonte de corrente e injetam correntes harmônicas de acordo com o espectro mostrados acima. Foram considerados os harmônicos de segunda até a trigésima ordem.

5.3.4 Elementos Capacitivos

Indubitavelmente, a presença de capacitores no sistema distribuição impacta diretamente no valor da capacidade de hospedagem. Isto está diretamente relacionado com a mudança da impedância harmônica equivalente, na qual o capacitor amplifica o valor em ordens menores.

Para mostrar esta diferença, realizou-se a simulação do sistema 13 barras com e sem a presença dos capacitores no sistema. Conforme mencionado, anteriormente, o sistema tem dois capacitores, um monofásico conectado a barra 611 e um trifásico conectado na barra 675. Desta forma, pode-se avaliar o aumento da distorção harmônica de tensão com a presença deste componente no sistema. Neste caso, foi simulado com as cargas apresentadas em (LIU et al., 1999).

Tabela 5.17: Sistema com Capacitores Ligado

Trifásico	Máx. A Indv. [%]	Máx. B Indv. [%]	Máx. C Indv. [%]	Máx. Total [%]
675	3,33	2,52	4,13	4,43
692	3,21	2,47	4,02	4,31
633	1,51	1,14	1,98	2,12
634	1,50	1,14	1,97	2,11
680	3,21	2,47	4,02	4,31
671	3,21	2,47	4,02	4,31
632	1,52	1,15	1,99	2,12
Bifásico				
684	3,29	x	4,15	4,45
646	x	2,06	1,13	2,21
645	x	2,03	1,14	2,17
Mono.				
652	3,34	x	x	3,76
611	x	x	4,27	4,58

Tabela 5.18: Sistema com Capacitores Desligados

Trifásico	Máx. A Indv. [%]	Máx. B Indv. [%]	Máx. C Indv. [%]	Máx. Total [%]
675	2,07	1,36	2,55	2,83
692	1,99	1,35	2,49	2,77
633	0,93	0,63	1,21	1,37
634	0,92	0,63	1,21	1,37
680	1,99	1,35	2,49	2,77
671	1,99	1,35	2,49	2,77
632	0,63	0,64	1,22	1,38
Bifásico				
684	2,05	x	2,58	2,86
646	x	1,26	0,69	1,46
645	x	1,24	0,67	1,43
Mono.				
652	2,1	x	x	2,47
611	x	x	2,66	2,94

Através dos resultados apresentados nas tabelas 5.17 e 5.18 acima, temos que o nível de distorção harmônica com a presença dos capacitores aumentou consideravelmente, apresentando um aumento de aproximadamente 60%. É importante ressaltar que os capacitores não criam harmônicos mas alteram a impedância equivalente do sistema.

5.3.5 Análise da Impedância Frente a Variação da Frequência

A análise da impedância é baseada na varredura da frequência, uma ferramenta que é eficiente para detectar pontos ressonantes, seja ele série ou paralelo. No OpenDSS, utilizou-se uma fonte de corrente monofásica unitária para realizar a varredura da frequência, e seu espectro foi ajustado do 1º ao 40º harmônico, com um passo de 5 Hertz. Desta forma, para ter apenas a resposta desta fonte de corrente, nenhuma outra corrente harmônica foi considerada na análise de varredura de frequência.

A Figura 5.24 abaixo ilustra os diferentes resultados que podem ser obtidos conforme o modelo escolhido:

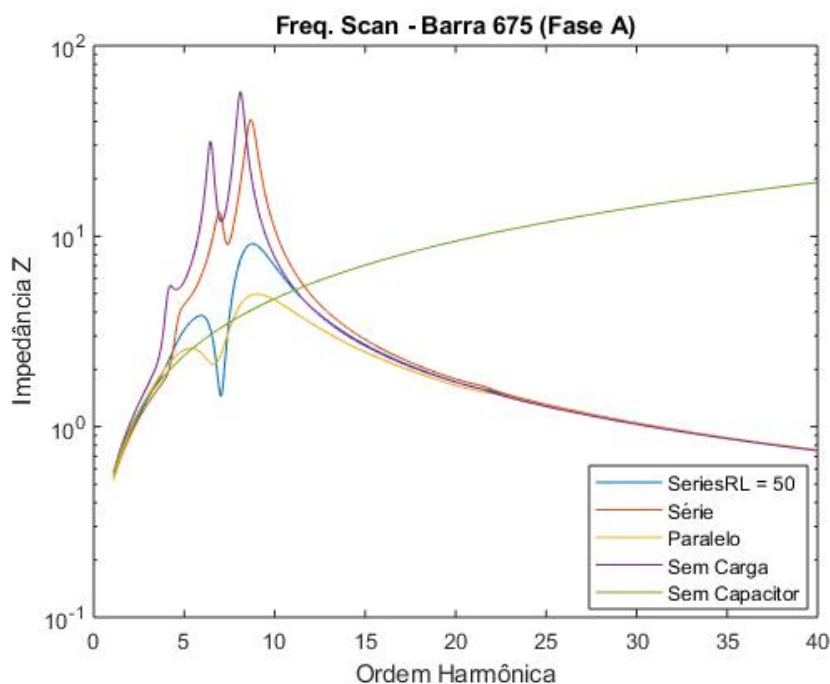


Figura 5.25: Análise da Impedância de Acordo com o Modelo Escolhido

A maior e mais acentuada ressonância ocorre sem carga para amortecimento. Este modelo inclui apenas as resistências das linhas e transformadores. Podemos observar também que a próxima ressonância mais acentuada acontece quando as cargas são representadas apenas pela parte série R-L, proveniente apenas dos valores da potência ativa e reativa

especificados.

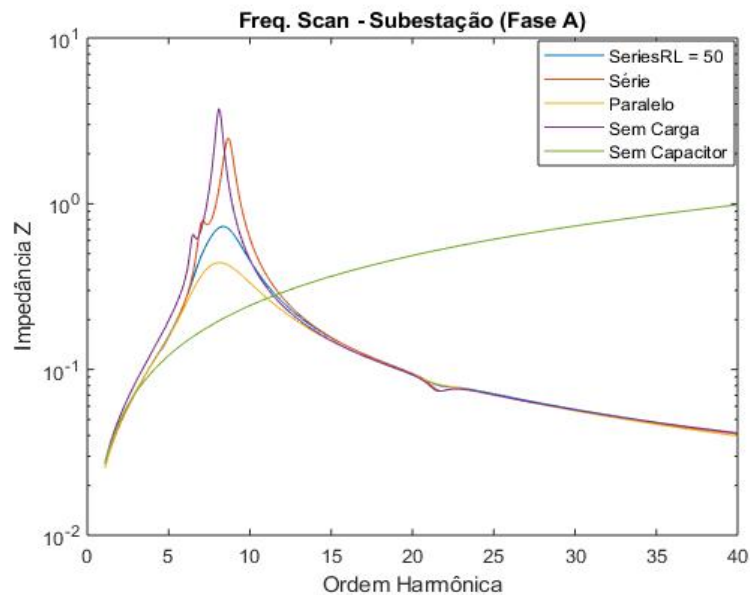


Figura 5.26: Análise da Impedância de Acordo com o Modelo Escolhido

É interessante notar que em frequências onde o sistema não é ressonante, os resultados não são particularmente sensíveis ao modelo da admitância shunt. É somente nas frequências próximas às ressonâncias que existem diferenças significativas entre os modelos. Além disso, também podemos notar que o sistema sem a presença dos capacitores apresenta um comportamento bem diferente dos demais, onde a impedância aumenta de acordo com o aumento da frequência do sistema por conta da indutância.

5.3.6 Estudo de caso

Conforme apresentado anteriormente, vários fatores influenciam diretamente o valor da capacidade de hospedagem com relação as distorções harmônicas. Diante deste fato, temos as seguintes condições iniciais para a realização do estudo. Primeiramente, foi adotado o modelo padrão 50/50 para a representação da carga na análise harmônica. Além disso, os capacitores foram considerados em operação e as cargas em sua potência nominal. Este cenário será considerado o nosso “*background distortion*” inicial. Os espectros utilizados são o fluorescente, aquecedor/refrigerador (A/R) e outros, na qual também foram apresentados anteriormente. A composição das cargas foi utilizado conforme mostrado em (LIU et al., 1999). A tabela 5.19 abaixo mostra a composição de cada uma das carga do sistema 13 barras.

Tabela 5.19: Composição das cargas (LIU et al., 1999).

Cargas	Modelo	$\phi A [kW]$	$\phi A [kV Ar]$	$\phi B [kW]$	$\phi B [kV Ar]$	$\phi C [kW]$	$\phi C [kV Ar]$
634	Y-PQ	160	110	120	90	120	90
	Carga Harmônica: None						
645	Y-PQ			170	125		
	Carga Harmônica: 60% outros						
646	D-Z			230	132		
	Carga Harmônica: 20% Fluorescente, 20% A/R, 20% outros.						
652	Y-Z	128	86				
	Carga Harmônica: 10% Fluorescente, 10% A/R, 20% outros.						
671	D-PQ	385	220	385	220	385	220
	Carga Harmônica: 30% Fluorescente, 60% outros.						
675	Y-PQ	485	190	68	60	290	212
	Carga Harmônica: 10% Fluorescente, 10% A/R, 10% outros.						
692	D-I					170	151
	Carga Harmônica: 15% Fluorescente, 20% A/R, 15% outros.						
611	Y-I					170	80
	Carga Harmônica: 15% Fluorescente, 20% A/R, 15% outros.						
632	Y-PQ	17	10	66	38	117	68
	Carga Harmônica: nenhuma - Carga Distribuída						

Na tabela 5.19 acima, são definidas o modelo das cargas (PQ – potência constante, Z – impedância constante e I – corrente constante), ligação das cargas (Y – estrela e D – Delta), potências ativa e reativa em cada uma das fases e a porcentagem da carga harmônica na composição geral das cargas.

Com as premissas definidas, agora serão inseridos os PVs no sistema. Dois espectros serão utilizados, conforme mostrados na seção 5.3.3. Um deles representando o caso de um PV típico, e outro um PV com grau de poluição harmônica superior, representando um pior caso.

Primeiramente, foi realizada uma simulação para avaliar o conteúdo harmônico presente no sistema devidos as cargas já presentes no mesmo. A tabela 5.20 abaixo mostra os valores máximos do DIT em cada fase e DTT de cada barra do sistema.

Tabela 5.20: Distorção Inicial de Tensão do Sistema

Trifásico	Máx. A Indv. [%]	Máx. B Indv. [%]	Máx. C Indv. [%]	Máx. Total [%]
675	3,33	2,52	4,13	4,43
692	3,21	2,47	4,02	4,31
633	1,51	1,14	1,98	2,12
634	1,50	1,14	1,97	2,11
680	3,21	2,47	4,02	4,31
671	3,21	2,47	4,02	4,31
632	1,52	1,15	1,99	2,12
Bifásico				
684	3,29	x	4,15	4,45
646	x	2,06	1,13	2,21
645	x	2,03	1,14	2,17
Mono.				
652	3,34	x	x	3,76
611	x	x	4,27	4,58

Assim, será aplicada a mesma metodologia apresentada no fluxograma na seção 5.2.2. Desta vez, o critério de parada poderá acontecer de duas formas: quando o DIT ultrapassar 5 % ou o DTT for maior que 8%. Neste caso, foram selecionadas 4 barras para análise: 675, 671, 680 e 634. Os seguintes fatores serão analisados: com e sem a presença da distorção inicial do sistema e também a aplicação dos dois tipos de PV.

5.3.6.1 Distorção Inicial do Sistema (Background Distortion)

Conforme comentado anteriormente, quanto maior for a distorção inicial do sistema, menor será a área até atingir o limite permitido por norma. Desta forma, simulou-se o sistema com e sem a presença da distorção inicial e com a inserção dos dois tipos de PV separadamente.

Sem a presença da distorção inicial, não houve problema com relações às distorções harmônicas totais e individuais com a inserção dos dois tipos de PV nas barras selecionadas. Agora, com a presença da distorção inicial de tensão, o PV caso típico também não encontrou problemas, tendo uma penetração maior do que 100 % do sistema. Já analisando o PV tipo 2 (pior caso), foi obtido o seguinte resultado conforme mostrado na tabela 5.21 abaixo:

Tabela 5.21: Inserção do PV Tipo 2 com Distorção Inicial

Barra	Nível de Penetração [%]
675	50
671	40
680	45
634	55

Onde: Nível de penetração é potência ativa total requerida pelo sistema em função da potência ativa proveniente do PV, dado em porcentagem.

Uma outra análise realizada foi a influência no valor da capacidade de hospedagem de um ponto quando os outros já possuem PVs instalados. Assim, foi colocado um total de 500 kW em cada barra (total de 1.5 MW) e a outra barra foi analisada. Foram obtidos os seguintes resultados, conforme mostra a tabela 5.22 abaixo:

Tabela 5.22: Local Dependência

Barra	kW
671	500
680	400
675	300
634	1900

Nas barras 671, 680 e 675 o critério de parada foi por conta da distorção individual de tensão que atingiu valores superiores a 5 % na fase C. Já a barra 634 a parada foi devida a distorção harmônica total de tensão, ultrapassando o valor de 8 %. Isto ocorreu pois os valores individuais de tensão na barra 634 apresentam valores menores do que nas outras barras.

5.4 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este capítulo apresentou os estudos de caso sobre a capacidade de hospedagem do sistema 13 barras com relação a sobretensões e distorções harmônicas. Primeiramente, foram apresentados os parâmetros da rede sem a inserção de GD, e os fatores que influenciam diretamente no sistema, como por exemplo, nível de carregamento, banco de capacitores e o regulador de tensão. Após esta análise, realizou-se a inserção de GDs em ambos os casos até encontrar o valor máximo permitido pelo sistema, sendo o critério de parada para a sobretensão o valor de 1,05 [pu]. Já com relação aos harmônicos, o critério de parada foi o valor das distorções individuais e total, com máximos de 5 e 8 %, respectivamente.

Atualmente, podemos dizer que o problema de sobretensão no sistema de distribuição é mais comum que o de harmônicos, e que dentre estes dois fatores, certamente será o limite inferior da capacidade de hospedagem. O momento mais crítico será o de baixo carregamento e alta geração.

O próximo capítulo traz as considerações finais sobre o trabalho e algumas perspectivas para trabalhos futuros.

6. CONCLUSÕES

6.1 CONSIDERAÇÕES GERAIS

Esta dissertação teve por objetivo analisar a capacidade de hospedagem de um sistema de distribuição e os principais parâmetros que influenciam na obtenção deste valor. Com a elevada inserção de geração distribuída na rede, este termo será amplamente utilizado no futuro, ainda mais em um contexto de redes ou cidades inteligentes.

No primeiro estudo de caso, foi analisada a capacidade de hospedagem frente à sobretensão. Além disso, simulou-se o sistema de diversas formas, como por exemplo, variação do carregamento do sistema, reguladores de tensão setados em um valor pré-estabelecido, capacitores em operação ou desligado. Pode-se perceber que o nível do carregamento do sistema influencia diretamente no valor da capacidade de hospedagem do sistema, visto que o perfil de tensão em caso de baixo carregamento apresenta valores de tensão maiores que no caso de alto carregamento. Também foi possível observar que a inserção de geradores monofásicos no sistema em casos de alto carregamento podem causar problemas de subtensão, pois a elevação de tensão em uma fase, resultou em redução em outra. Em geral, os pontos mais distantes do sistema apresentam uma capacidade de hospedagem inferior aos pontos mais próximos da subestação/barra swing. Por fim, foram acrescentados perfis de carga e de PV para analisar a capacidade de hospedagem diária, mostrando os valores mínimos e máximos nas barras do sistema.

No outro estudo de caso, analisou-se a capacidade de hospedagem frente a distorções harmônicas. Com o avanço da tecnologia e o maior uso de equipamentos com eletrônica de potência, os harmônicos voltaram a chamar a atenção, pois valores elevados podem comprometer o funcionamento da rede elétrica. Em geral, os PVs emitem uma quantidade pequena de harmônicos na rede, mas com a presença de outros equipamentos em conjunto e com a presença de capacitores, pode haver problemas. Diante deste contexto, pode-se observar que os capacitores e o modelo da carga tem uma grande influência no valor desta grandeza. Os capacitores aumentaram em torno de 60% por cento o valor da distorção de tensão e o modelo influencia nos pontos de ressonância, apresentando valores maiores no caso onde rejeita-se a admitância ou modelo composto apenas da parte série. Assim, tendo em mente fazer um estudo conservador, uma boa sugestão é adotar o modelo paralelo ou o metade série e metade paralelo. Além disso, pode-se observar a influência da distorção inicial proveniente do sistema, na qual todas as cargas estavam em sua potência nominal. Quanto

menor for a distorção inicial de um sistema, maior será a quantidade de geração que pode ser inserida no sistema sem ultrapassar os limites máximos estabelecidos por norma.

6.2 SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

Entende-se por capacidade de hospedagem a quantidade máxima de geração distribuída que pode ser inserida em uma rede elétrica até que algum indicador ou parâmetro de qualidade de energia seja violado. Esta dissertação abordou a capacidade de hospedagem com relação a sobretensão e distorções harmônicas utilizando o método analítico. Como propostas para trabalhos futuros sugere-se:

- Análise de outros índices e parâmetros de qualidade de energia, como por exemplo, fator de equilíbrio, capacidade máxima permitida nas linhas e nos transformadores, fator de potência, dentre outros.
- Utilização da abordagem estocástica, criando vários cenários afim de encontrar uma melhor aproximação da realidade.
- Avaliar o sistema com a inserção de GDs em múltiplas localidades e verificar o impacto no sistema.
- Criação de um índice global para a avaliação do sistema frente a elevada inserção de geração distribuída frente a sobretensões e distorções harmônicas em conjunto.
- Avaliar como a capacidade de hospedagem varia com a implementação de inversores inteligentes (Volt-Var, Volt-Watt) e o uso de baterias.
- Avaliar como a capacidade de hospedagem varia com a utilização de filtros ativos e passivos na rede elétrica.
- Avaliar a capacidade de hospedagem de outros sistemas, tanto na transmissão quanto na distribuição.
- Internacionalização das normas vigentes para padronizar os parâmetros limites de qualidade de energia.

7. TRABALHOS PUBLICADOS E APRESENTADOS

BRAGA, M. D. et al. **Harmonic Hosting Capacity Approach in a Radial Distribution System due to PV Integration Using OpenDSS.** 13th IEEE International Conference on Industry Applications (INDUSCON). São Paulo: IEEE Conferences, 2018

MINAMI, J. P. O. S.; SOUZA, P. V. G.; BONATTO, BENEDITO DONIZETI; **BRAGA, M. D.**; RIBEIRO, P. F.; **Aspectos Econômicos da Inserção de Geração Fotovoltaica Considerando Diferentes Cenários.** XII CBQEE. Conferência Brasileira sobre Qualidade de Energia Elétrica, 2017

BRAGA, M. D.; MARCONDES, W. A.; OLIVEIRA, T. E. C.; RIBEIRO, P. F.; BONATTO, B. D.; **Considerações Sobre A Qualidade De Energia Em Um Prédio Universitário Com Geração Fotovoltaica.** XII CBQEE. Conferência Brasileira sobre Qualidade de Energia Elétrica, 2017

REFERÊNCIAS

- ABSOLAR_2017. Energia Solar Fotovoltaica: Panorama, Oportunidades e Desafios. **Seminário Desafios da Geração de Energia Elétrica no Brasil**, p. 30, 2017.
- ABSOLAR_2018. Geração Distribuída Solar Fotovoltaica : Benefícios Líquidos ao Brasil Nosso Trabalho. 2018.
- ACKERMANN, T.; ANDERSSON, G.; SÖDER, L. Distributed generation: a definition. **Electric Power Systems Research**, v. 57, n. 3, p. 195–204, 2001.
- ALVES, E.; JUNIOR, A. **Breve Avaliação do Cenário Regulamentar da Geração Distribuída no Brasil**. XIV SEGeT - Simpósio de Excelência em Gestão e Tecnologia. **Anais...Resende: 2017**
- ANEEL. **RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 482, DE 17 DE ABRIL DE 2012**, 2012.
- ANEEL. **Geração distribuída**. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/geracao-distribuida>>. Acesso em: 5 fev. 2019a.
- ANEEL. **RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 687, DE 24 DE NOVEMBRO DE 2015**.
- ANEEL. **Módulo 8 - Qualidade da Energia Elétrica**.
- BALDENKO, N.; BEHZADIRAFI, S. **Determination of photovoltaic hosting capacity on radial electric distribution feeders**. 2016 IEEE International Conference on Power System Technology (POWERCON). **Anais...Wollongong, Australia: IEEE, 2016**
- BARR, J.; MAJUMDER, R. Integration of Distributed Generation in the Volt / VAR Management System for Active Distribution Networks. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 6, n. 2, p. 576–586, 2015.
- BERTINI, D. et al. Hosting Capacity of Italian Distribution Networks. **CIREN 21st International Conference on Electricity Distribution**, n. 0930, p. 6–9, 2011.
- BLANCO, A. M. et al. **Web-based Platform for Exchanging Harmonic Emission Measurements of Electronic Equipment**. 2012 IEEE 15th International Conference on Harmonics and Quality of Power. **Anais...Hong Kong, China: 2012**
- BLANCO, A. M.; STIEGLER, R.; MEYER, J. Power quality disturbances caused by modern lighting equipment (CFL and LED). **2013 IEEE Grenoble Conference PowerTech, POWERTECH 2013**, 2013.
- BOLLEN, M. H. J.; RÖNNBERG, S. K. Hosting capacity of the power grid for renewable electricity production and new large consumption equipment. **Energies**, v. 10, n. 9, 2017.
- BOLLEN, M. H. J.; YANG, K. **Harmonics - Another Aspect of the Interaction between Wind-power Installations and the Grid**. In 22 nd International Conference on Electricity Distribution and International Conference on Electricity Distribution. **Anais...2013**
- BOLLEN, M.; HASSAN, F. **Integration of Distributed Generation in the Power System**. Integration of Distributed Generation in the Power System – A Power Quality Approach. **Anais...Wollongong, NSW, Australia: IEEE, 2008**
- CAMPELLO, L. D. et al. **Hosting capacity of a university electrical grid considering the inclusion of wind-turbines for different background distortions**. 2016 17th International

-
- Conference on Harmonics and Quality of Power (ICHQP). **Anais...IEEE**, 2016
- CHIRADEJA, P. **Benefit of Distributed Generation : A Line Loss Reduction Analysis**. 2005 IEEE/PES Transmission & Distribution Conference & Exposition: Asia and Pacific. **Anais...Dalian, China: IEEE**, 2005
- D. BRAGA, M. et al. **Harmonic Hosting Capacity Approach in a Radial Distribution System due to PV Integration Using OpenDSS**. 13th IEEE International Conference on Industry Applications (INDUSCON). **Anais...São Paulo, São Paulo: IEEE Conferences**, 2018
- DE OLIVEIRA, T. E. C.; RIBEIRO, P. F.; SANTOS, I. N. Determining the harmonic hosting capacity of PV sources for a university campus. **Proceedings of International Conference on Harmonics and Quality of Power, ICHQP**, v. 2016–Decem, p. 836–841, 2016.
- DUBEY, A.; SANTOSO, S. On Estimation and Sensitivity Analysis of Distribution Circuit ' s Photovoltaic. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 32, n. 4, p. 2779–2789, 2017.
- DUGAN, R. et al. **Electrical Power Systems Quality**. Second Edi. McGraw-Hill, 2004.
- DUGAN, R. C. **OpenDSS Manual Training Materials**.
- DUGAN, R. C.; MCDERMOTT, T. E. An open source platform for collaborating on smart grid research. **IEEE Power and Energy Society General Meeting**, n. Ivvc, p. 1–7, 2011.
- DUGAN, R. C.; MONTENEGRO, D.; BALLANT, A. **Reference Guide - The Open Distribution System Simulator (OpenDSS)**.
- EL-KHATTAM, W.; SALAMA, M. M. A. **Distributed generation technologies, definitions and benefits**. v. 71, n. August 2002, p. 119–128, 2004.
- ENEL. **Geração Distribuída**. Disponível em: <<https://www.eneldistribuicao.com.br/rj/GeracaoDistribuida.aspx>>. Acesso em: 5 fev. 2019.
- EPRI. **OpenDSS PV System Element Model Version 1**.
- EPRI. **Load Modeling in Harmonics Analysis with OpenDSS Revised Load Models (March 2013 and January 2015)**. n. January, p. 1–7, 2015.
- GARCIA, P. A. N. et al. Three-phase power flow calculations using the current injection method. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 15, n. 2, p. 508–514, 2000.
- HASHEMI, S. et al. Efficient Control of Energy Storage for Increasing the PV Hosting Capacity of LV Grids. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 9, n. 3, p. 2295–2303, 2018.
- IEEE. **IEEE 13 Node Test Feeder**, 1992. Disponível em: <<http://ewh.ieee.org/soc/pes/dsacom/testfeeders/>>
- INEE. **O que é geração distribuída**. Disponível em: <http://www.inee.org.br/forum_ger_distrib.asp>. Acesso em: 5 fev. 2019.
- ISMAEL, S. M. et al. State-of-the-art of hosting capacity in modern power systems with distributed generation. **Renewable Energy**, v. 130, p. 1002–1020, 2019.
- J. SMITH. **Modeling High-Penetration PV for Distribution Interconnection Studies**. Palo Alto, California.
- JAEGER, E. D. E.; MARTIN, B. **Hosting Capacity of LV Distribution Grids for Small Distributed Generation Units, Referring to Voltage Level and Unbalance**. 22nd International Conference on Electricity Distribution. **Anais...Stockholm: 2013**
- JARDINI, J. A. et al. Daily load profiles for residential, commercial and industrial low voltage consumers. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 15, n. 1, p. 375–380, 2000.

-
- JOTHIBASU, S.; SANTOSO, S. Sensitivity Analysis of Photovoltaic Hosting Capacity of Distribution Circuits. n. July, 2016.
- KERSTING, W. H. **Radial distribution test feeders**. 2001 IEEE Power Engineering Society Winter Meeting. Conference Proceedings. **Anais...**Columbus, OH, USA, USA: IEEE, 2001
- KETUT DARTAWAN, RICARDO AUSTRIA, L. H. AND M. S. Harmonic Issues That Limit Solar Photovoltaic. **World Renewable Energy Forum 2012**, p. 1–7, 2013.
- KLONARI, V. et al. Probabilistic Analysis Tool of the Voltage Profile in Low Voltage Grids. **23rd CIRED**, n. June, p. 15–18, 2015.
- LIU, Y. et al. Test Systems For Harmonics Modeling And Simulation - Power Delivery, IEEE Transactions on. v. 14, n. 2, p. 579–587, 1999.
- MULENGA, E.; BOLLEN, M. H. J. Impact of Service and Feeder Cable Upgrade on Hosting Capacity for Single Phase Connected Photovoltaics. **2018 18th International Conference on Harmonics and Quality of Power (ICHQP)**, p. 1–6, 2018.
- OLIVEIRA, T. E. C. DE et al. **Estudo da Capacidade de Hospedagem de Fontes de Geração Distribuída no Sistema Elétrico de um Campus Universitário**. Anais do CBQEE 2015 - XI Conferência Brasileira sobre Qualidade da Energia Elétrica. **Anais...**2015
- OLIVEIRA, T. E. C. **The Concept of Dynamic Hosting Capacity of Distributed Renewable Generation Considering Voltage Regulation and Harmonic Distortion**. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, 2018.
- ONS. **O sistema em números capacidade instalada no sin - 2018 / 2023**. Disponível em: <<http://ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-sistema-em-numeros>>. Acesso em: 5 fev. 2019.
- PALUDO, J. A. **Avaliação dos Impactos de Elevados Níveis de Penetração da Geração Fotovoltaica no Desempenho de Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica em Regime Permanente**. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade de São Paulo, São Carlos, 2014.
- PAPI, I. et al. A Benchmark Test System to Evaluate Methods of Harmonic Contribution Determination. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 34, n. 1, p. 23–31, 2019.
- PEREIRA, L. C. **Análise de Políticas Públicas de Incentivo as Fontes de Energia Renováveis Através de Um Modelo Econômico do Mercado Elétrico**. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, 2017.
- PEREZ, F. **Inserção e Controle de Armazenadores de Energia em Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica**. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, 2015.
- QUIROZ, J. E. et al. **PV-Induced Low Voltage And Mitigation Options**. 2015 IEEE 42nd Photovoltaic Specialist Conference (PVSC). **Anais...**New Orleans, LA, USA: IEEE, 2015
- RADATZ, P. Modelagem de Circuitos Elétricos no OpenDSS. 2017.
- RIBEIRO JUNIOR, L. C. **Inversores Inteligentes em Sistemas Fotovoltaicos para Controle Integrado de Funções Utilizando o OpenDSS**. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, 2018.
- RIBEIRO, P. F. et al. **Reflections about the Philosophy of Technology in the Emerging Smart Power Systems**. 2017 Ninth Annual IEEE Green Technologies Conference (GreenTech). **Anais...**Denver, CO, USA: IEEE, 2017
- RIBEIRO, P.; POLINDER, H.; VERKERK, M. J. **Philosophical Considerations on the**

-
- Design of Smart Grids.** 2012 IEEE Power and Energy Society General Meeting. **Anais...**San Diego, CA, USA: IEEE, 2012
- RÖNNBERG, S. K.; WAHLBERG, M.; BOLLEN, M. H. J. Harmonic emission before and after changing to LED and CFL - Part II: Field measurements for a hotel. **ICHQP 2010 - 14th International Conference on Harmonics and Quality of Power**, 2010.
- RYLANDER, M. et al. Application of new method for distribution-wide assessment of Distributed Energy Resources. **Proceedings of the IEEE Power Engineering Society Transmission and Distribution Conference**, v. 2016–July, 2016.
- SAKAR, S. et al. Integration of large- scale PV plants in non-sinusoidal environments: Considerations on hosting capacity and harmonic distortion limits. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 82, n. May 2017, p. 176–186, 2018.
- SALAMONI, I. T. Um programa residencial de telhados solares para o Brasil: diretrizes de políticas públicas para a inserção da geração fotovoltaica conectada à rede elétrica. 2009.
- SANTOS, I. N.; BOLLEN, M. H. J.; RIBEIRO, P. F. Exploring the Concept of Hosting Capacity for Harmonic Distortions Assessment. **2015 IEEE Power & Energy Society General Meeting**, p. 1–5, 2015.
- SCHWANZ, D. et al. A stochastic study of harmonic voltage distortion considering single-phase photovoltaic inverters. **Proceedings of International Conference on Harmonics and Quality of Power, ICHQP**, v. 2018–May, p. 1–6, 2018.
- SEGUIN, R. et al. **High-Penetration PV Integration Handbook for Distribution Engineers**.
- SEVERINO, M. M.; MARQUES, I.; CAMARGO, D. T. GERAÇÃO DISTRIBUÍDA : DISCUSSÃO CONCEITUAL E NOVA DEFINIÇÃO. v. 14, n. 61, p. 47–69, 2008.
- SHAYANI, R. A. et al. **Método para determinação do limite de penetração da geração distribuída fotovoltaica em redes radiais de distribuição**. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) - Universidade de Brasília, Brasília, 2010.
- SMITH, J. et al. **Power Quality Aspects of Solar Power**. Tech. Rep. JWG C4/C6.29: CIGRÉ, 2016.
- SUPPONEN, A. et al. Power quality in distribution networks with electric vehicle charging - A research methodology based on field tests and real data. **2016 11th International Conference on Ecological Vehicles and Renewable Energies, EVER 2016**, 2016.
- TANG, N. C.; CHANG, G. W. **A Stochastic Approach for Determining PV Hosting Capacity of a Distribution Feeder Considering Voltage Quality Constraints**. 2018 18th International Conference on Harmonics and Quality of Power (ICHQP). **Anais...IEEE**, 2018
- THE INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA) - PHOTOVOLTAIC POWER SYSTEMS PROGRAMME. The International Energy Agency (IEA) - Photovoltaic Power Systems Programme - 2018 Snapshot of Global Photovoltaic Markets. p. 1–16, 2018.
- TORQUATO, R. et al. A Comprehensive Assessment of PV Hosting Capacity on Low-Voltage Distribution Systems. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 33, n. 2, p. 1002–1012, 2018.
- ZAVODA, F. et al. **Power Quality and EMC Issues with Future Electricity Networks - JOINT WORKING GROUP C4.24/CIREC**. CIGRÉ, 2018.

APÊNDICE A – MOTIVAÇÃO FILOSÓFICA SOBRE O TEMA

O termo capacidade de hospedagem nada mais é do que a quantidade máxima de geração distribuída que pode ser inserida em um sistema elétrico até que algum indicador ou parâmetro de qualidade de energia seja violado, fazendo com que o sistema perca a sua segurança operativa e/ou estabilidade. Desta forma, com a elevada inserção de renováveis na rede, como por exemplo, solar e eólica, este termo será amplamente utilizado afim de avaliar as condições operativas da rede elétrica.

Além do ponto de vista técnico, é fundamental também avaliar os aspectos filosóficos sobre o assunto e como isto pode afetar a sociedade em geral (RIBEIRO et al., 2017), tanto os aspectos positivos quanto os negativos. Segundo (RIBEIRO; POLINDER; VERKERK, 2012), existem vários tipos de conhecimento envolvidos, na qual podemos destacar: aritmético, analítico, espacial, físico, histórico, social, ético, econômico, dentre outros. Diante deste cenário, serão avaliados os aspectos ambientais, políticos, econômicos e sociais com relação a alta inserção de geradores distribuídos no sistema.

Ponto de vista ambiental: O uso de geradores distribuídos é muito importante pois esta fonte de energia é renovável. Em geral, quanto menor for a utilização de energia não renovável, melhor. Redução da emissão de gás carbônico é uma das metas amplamente requeridas por vários países no Mundo. Além disso, com a utilização da geração distribuída, o sistema será mais eficiente, pois a geração estará mais próxima do consumidor final, reduzindo assim as perdas elétricas do sistema.

Ponto de vista político: Com relação às políticas que tangem a inserção de painéis na rede, caso não apresentem os estímulos corretos, elas podem promover a concentração desta tecnologia somente nas classes sociais com poder de investimento, o que seria mais um agravante do desequilíbrio social. Desta forma, faz-se necessário levar esta questão para o contexto de políticas públicas para que o seu benefício atenda a sociedade como um todo, e não somente às classes mais favorecidas. Atualmente, o modelo de negócio para pequenos geradores conectados à distribuidora ocorre através de obtenção de créditos de energia produzidos pelo consumidor. Desta forma, a energia gerada pelo consumidor é injetada na rede de distribuição e é transformada em créditos (em kWh). Estes créditos podem ser utilizados pelo consumidor nos meses seguintes, descontando do seu consumo final. Consequentemente, não existe troca monetária entre o consumidor e a distribuidora, apenas

uma troca entre a geração e o consumo. O modelo atual é simples e pode ser facilmente compreendido por pequenos consumidores. Entretanto, ele não engloba as questões acerca da manutenção da modicidade tarifária, e além disto, este modelo não está estruturado para um índice elevado de penetração de geração distribuídas, onde a saúde financeira das concessionárias de distribuição é colocada em risco. Este assunto será abordado no próximo ponto.

Ponto de vista econômico: Em um ambiente onde há uma grande quantidade de penetração de energia solar, pode ocorrer que a concessionária precise melhorar a sua rede para manter as condições operativas da rede elétrica. Outro impacto observado ao modificar o cenário da distribuição de energia elétrica é a queda na quantidade de energia vendida pela concessionária, uma vez que, apesar de ocorrer um aumento natural da demanda do seu mercado consumidor, parte dele seria atendido pela autogeração e comercialização local dos “prosumers”. Entretanto, a concessionária é obrigada a garantir a confiabilidade da distribuição de energia, conforme estabelecido em contrato de concessão junto à ANEEL. Desta forma, apesar de uma redução nas vendas, a concessionária não consegue reduzir seus investimentos, pois os prosumers autossuficientes querem ter a garantia de serem atendidos pela concessionária no caso de indisponibilidade (no caso de tempo chuvoso) ou falha da autogeração, resultantes das intermitências das fontes renováveis ou até mesmo de falha técnica do equipamento.

Ponto de vista social: A alta penetração de painéis solares no sistema de distribuição pode ocasionar um aumento dos níveis de distorção harmônica, gerado pelos inversores que fazem parte do conjunto deste sistema. Atualmente, não há preocupação pois o número de painéis instalados não é significativo. Entretanto, caso o aumento seja expressivo, poderá prejudicar o sistema. Neste aspecto, várias pessoas já têm instalado os painéis e não tiveram qualquer preocupação com este problema. Porém, futuramente, como isto será abordado? Pode-se chegar em um ponto que, por exemplo, uma pessoa não poderá mais instalar painéis pois a rede já está muito poluída? Qual será a responsabilidade das pessoas e da concessionária neste quesito? As distorções harmônicas no PAC são causadas pelas fontes harmônicas provenientes do sistema e também das instalações do lado cliente. Desta forma, (PAPI et al., 2019) aborda três fatores que influenciam neste quesito: responsabilidade da carga, do sistema e a compartilhada. Além disso, é importante frisar que essas responsabilidades podem variar com o tempo, pois fatores como topologia da rede,

quantidade de carga linear e fontes não lineares mudam as proporções destas responsabilidades.

É de suma importância que as novas tecnologias, além de promover melhorias no sistema elétrico, também promovam o aumento do bem-estar sócio econômico, criando um cenário que seja melhor para toda a sociedade, e não somente para uma classe específica.

APÊNDICE B – TABELA DA CAPACIDADE DE HOSPEDAGEM DIÁRIA DA BARRA 675

Tabela B.1: Capacidade de Hospedagem Diária da Barra 675

Passo	Hora	Carregamento [pu]	Tap A [pu]	Tap B [pu]	Tap C [pu]	kW Máx
1	00:15	0,48	1,028	1,022	1,022	3490
2	00:30	0,47	1,028	1,022	1,022	3430
3	00:45	0,44	1,028	1,022	1,022	3220
4	01:00	0,39	1,028	1,022	1,022	2930
5	01:15	0,34	1,028	1,022	1,022	2630
6	01:30	0,30	1,028	1,022	1,022	2370
7	01:45	0,28	1,028	1,022	1,022	2210
8	02:00	0,27	1,028	1,022	1,022	2160
9	02:15	0,27	1,028	1,022	1,022	2190
10	02:30	0,28	1,028	1,022	1,022	2240
11	02:45	0,29	1,028	1,022	1,022	2270
12	03:00	0,28	1,028	1,022	1,022	2250
13	03:15	0,27	1,028	1,022	1,022	2160
14	03:30	0,25	1,022	1,022	1,022	2180
15	03:45	0,23	1,022	1,022	1,022	1970
16	04:00	0,22	1,022	1,022	1,022	1840
17	04:15	0,22	1,022	1,022	1,022	1800
18	04:30	0,22	1,022	1,022	1,022	1840
19	04:45	0,23	1,022	1,022	1,022	1910
20	05:00	0,23	1,022	1,022	1,022	1970
21	05:15	0,24	1,022	1,022	1,022	2010
22	05:30	0,24	1,022	1,022	1,022	2030
23	05:45	0,24	1,022	1,022	1,022	2110
24	06:00	0,26	1,022	1,022	1,022	2290
25	06:15	0,29	1,022	1,022	1,022	2610
26	06:30	0,33	1,022	1,022	1,022	2990
27	06:45	0,37	1,022	1,022	1,022	3280
28	07:00	0,41	1,022	1,022	1,022	3540
29	07:15	0,44	1,022	1,022	1,022	3730
30	07:30	0,45	1,028	1,022	1,022	3340
31	07:45	0,45	1,028	1,022	1,022	3320
32	08:00	0,44	1,028	1,022	1,022	3230
33	08:15	0,42	1,028	1,022	1,022	3110
34	08:30	0,41	1,028	1,022	1,022	3040
35	08:45	0,40	1,028	1,022	1,022	3020
36	09:00	0,41	1,028	1,022	1,022	3070
37	09:15	0,42	1,028	1,022	1,022	3140
38	09:30	0,43	1,028	1,022	1,022	3200
39	09:45	0,43	1,028	1,022	1,022	3200
40	10:00	0,42	1,028	1,022	1,022	3150
41	10:15	0,41	1,028	1,022	1,022	3050
42	10:30	0,40	1,028	1,022	1,022	2970
43	10:45	0,39	1,028	1,022	1,022	2950
44	11:00	0,40	1,028	1,022	1,022	3020
45	11:15	0,43	1,028	1,022	1,022	3190
46	11:30	0,47	1,028	1,022	1,022	3420
47	11:45	0,51	1,028	1,022	1,028	3640
48	12:00	0,54	1,028	1,022	1,028	3830

Passo	Hora	Carregamento [pu]	Tap A [pu]	Tap B [pu]	Tap C [pu]	kW Máx
49	12:15	0,55	1,028	1,022	1,028	3920
50	12:30	0,55	1,028	1,022	1,028	3920
51	12:45	0,54	1,028	1,022	1,028	3830
52	13:00	0,52	1,028	1,022	1,028	3710
53	13:15	0,50	1,028	1,022	1,028	3600
54	13:30	0,49	1,028	1,022	1,028	3530
55	13:45	0,48	1,028	1,022	1,028	3500
56	14:00	0,48	1,028	1,022	1,028	3500
57	14:15	0,48	1,028	1,022	1,028	3490
58	14:30	0,48	1,028	1,022	1,028	3450
59	14:45	0,46	1,028	1,022	1,028	3380
60	15:00	0,45	1,028	1,022	1,028	3310
61	15:15	0,44	1,028	1,022	1,028	3250
62	15:30	0,44	1,028	1,022	1,028	3250
63	15:45	0,45	1,028	1,022	1,028	3310
64	16:00	0,47	1,028	1,022	1,028	3410
65	16:15	0,49	1,028	1,022	1,028	3530
66	16:30	0,50	1,028	1,022	1,028	3630
67	16:45	0,51	1,028	1,022	1,028	3690
68	17:00	0,52	1,028	1,022	1,028	3710
69	17:15	0,52	1,028	1,022	1,028	3740
70	17:30	0,54	1,028	1,022	1,028	3830
71	17:45	0,57	1,034	1,022	1,028	3570
72	18:00	0,62	1,034	1,028	1,034	2880
73	18:15	0,70	1,041	1,028	1,041	3060
74	18:30	0,79	1,047	1,034	1,047	1770
75	18:45	0,87	1,047	1,034	1,047	1960
76	19:00	0,95	1,050	1,041	1,050	730
77	19:15	1,00	1,050	1,041	1,050	820
78	19:30	1,02	1,050	1,041	1,050	860
79	19:45	1,02	1,050	1,041	1,050	870
80	20:00	1,01	1,050	1,041	1,050	850
81	20:15	1,00	1,050	1,041	1,050	820
82	20:30	0,98	1,050	1,041	1,050	790
83	20:45	0,97	1,050	1,041	1,050	770
84	21:00	0,97	1,050	1,041	1,050	760
85	21:15	0,96	1,050	1,041	1,050	740
86	21:30	0,94	1,050	1,041	1,050	710
87	21:45	0,91	1,050	1,041	1,050	670
88	22:00	0,88	1,050	1,041	1,050	610
89	22:15	0,85	1,050	1,041	1,050	560
90	22:30	0,82	1,050	1,041	1,050	500
91	22:45	0,79	1,050	1,041	1,050	450
92	23:00	0,75	1,050	1,041	1,050	400
93	23:15	0,72	1,050	1,041	1,050	340
94	23:30	0,67	1,050	1,034	1,044	1520
95	23:45	0,61	1,044	1,034	1,044	1430
96	00:00	0,54	1,038	1,034	1,038	1280