

Universidade Federal do Pará
Instituto de Tecnologia
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica

Avaliação do Desempenho das Funções de Controle *Volt-Watt* e *Volt-Var* em Inversores
Fotovoltaicos Integrados nas Redes de Distribuição

Tiago Machado Wanzeler

DM: 15 / 2018

UFPA / ITEC / PPGEE
Campus Universitário do Guamá
Belém-Pará-Brasil

2018

Folha em Branco

Universidade Federal do Pará
Instituto de Tecnologia
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica

Avaliação do Desempenho das Funções de Controle *Volt-Watt* e *Volt-Var* em Inversores
Fotovoltaicos Integrados nas Redes de Distribuição

Tiago Machado Wanzeler

DM: 15 / 2018

UFPA / ITEC / PPGEE
Campus Universitário do Guamá
Belém-Pará-Brasil
2018

Universidade Federal do Pará
Instituto de Tecnologia
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica

Tiago Machado Wanzeler

Avaliação do Desempenho das Funções de Controle *Volt-Watt* e *Volt-Var* em Inversores
Fotovoltaicos Integrados nas Redes de Distribuição

Dissertação submetida à Banca
Examinadora do Programa de Pós-
Graduação em Engenharia Elétrica da
UFPA para a obtenção do Grau de Mestre
em Engenharia Elétrica na área de Sistemas
de Energia Elétrica.

UFPA / ITEC / PPGEE
Campus Universitário do Guamá
Belém-Pará-Brasil

2018

Dados Internacionais de Catalogação na
Publicação (CIP) Sistema de Bibliotecas da
Universidade Federal do Pará

Gerada automaticamente pelo módulo Ficat, mediante os dados fornecidos
pelo(a) autor(a)

W244a Wanzeler, Tiago Machado

Avaliação do Desempenho das Funções de Controle Volt-Watt e Volt-Var em Inversores
Fotovoltaicos Integrados nas Redes de Distribuição / Tiago Machado Wanzeler. — 2018

104 f. : il. color

Dissertação (Mestrado) - Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica (PPGEE),
Instituto de Tecnologia, Universidade Federal do Pará, Belém, 2018.

Orientação: Prof. Dr. João Paulo Abreu Vieira

1. Inversor Inteligente. 2. Sobretensões. 3. Comutações Excessivas de Tape. 4. Controle
Volt-Watt. 5. Controle Volt-Var. I. Vieira, João Paulo Abreu, *orient.* II. Título

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ
INSTITUTO DE TECNOLOGIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA


**“AVALIAÇÃO DO DESEMPENHO DAS FUNÇÕES DE CONTROLE
VOLT-WATT E VOLT-VAR EM INVERSORES FOTOVOLTAICOS
INTEGRADOS NAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO”**

AUTOR: TIAGO MACHADO WANZELER

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO SUBMETIDA À BANCA EXAMINADORA APROVADA PELO COLEGIADO DO PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA, SENDO JULGADA ADEQUADA PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE EM ENGENHARIA ELÉTRICA NA ÁREA DE SISTEMAS DE ENERGIA ELÉTRICA.

APROVADA EM: 27/03/2018


BANCA EXAMINADORA:



Prof. Dr. João Paulo Abreu Vieira
(Orientador – PPGEE/UFPA)



Prof. Dr. Ubiratan Holanda Bezerra
(Avaliador Interno – PPGEE/UFPA)



Prof. Dr. Edson Ortiz de Matos
(Avaliador Externo ao Programa – FEEB/UFPA)

VISTO:

Prof.ª Dr.ª Maria Emília de Lima Tostes
(Coordenadora do PPGEE/ITEC/UFPA)

Dedicatória

Dedico este trabalho aos meus pais, Sr^a. Rozilene Machado e Sr^o Elizeu Wanzeler, pelo amor e dedicação prestados durante minha caminhada.

Agradecimentos

Primeiramente agradeço a Deus.

Aos meus pais, o Sr. Elizeu do Carmo Leão Wanzeler e a Sr^a. Rozilene Melo Machado, por todo amor, dedicação, incentivo, apoio e por nunca me deixarem faltar base para continuar e tornar esta conquista possível.

Ao meu orientador Prof. Dr. João Paulo Abreu Vieira pela orientação, disponibilidade, paciência e apoio prestado no desenvolvimento deste trabalho.

Ao meu amigo Vanderson Carvalho de Souza, pelo apoio indispensável durante esses dois anos de mestrado.

Ao excelente profissional Paulo Radatz pelo suporte prestado com o *software OpenDSS*.

Aos meus primos e amigos Jamila Loureiro e Leandro Loureiro, por quem tenho grande admiração, pelo acolhimento e apoio prestado durante minhas idas à Belém.

Aos meus amigos e colegas de trabalho da UFPA, em especial ao Sr. Wagner Costa e Luis Barbosa, pelo apoio e compreensão durante minhas ausências para assistir aulas em Belém.

Agradeço a todos meus amigos, em especial aos da turma de Eng. Elétrica 2011 e aos do CEAMAZON, aos quais expresso meu muito obrigado pela amizade.

Agradeço a Universidade Federal do Pará (UFPA) e ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica (PPGEE) por tornarem possível a realização deste estudo.

Finalmente, agradeço a todos os envolvidos direto ou indiretamente na elaboração desta dissertação.

“Sei o que é passar necessidade e sei o que é ter fartura. Aprendi o segredo de viver contente em toda e qualquer situação, seja bem alimentado, seja com fome, tendo muito, ou passando necessidade.”

Filipenses 4:12

Índice

Dedicatória	vi
Agradecimentos	vii
Índice	ix
Lista de Ilustrações	xii
Lista de Abreviaturas	xvi
Resumo	xviii
Abstract	xix
Capítulo 1	20
Introdução	20
1.1. Energia Fotovoltaica no Brasil e no Mundo	20
1.2. Motivação	29
1.3. Objetivo Geral	31
1.4. Objetivos Específicos	31
1.5. Revisão Bibliográfica	32
1.6. Estrutura da Dissertação	34
1.7. Trabalho Aceito para Publicação	35
Capítulo 2	36
Geração Fotovoltaica	36
2.1. Introdução	36
2.2. Tipos de Sistemas Fotovoltaicos	37
2.2.1. Sistemas Isolados (<i>Off-Grid</i>)	37
2.2.2. Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede (<i>Grid-Tie</i>)	38
2.3. Principais Componentes do Sistema Fotovoltaico	39
2.3.1. Painéis Fotovoltaicos	39
2.3.1.1. Células Fotovoltaicas	40
2.3.1.2. Características Elétricas dos Painéis Fotovoltaicos	41
2.3.1.3. Fatores que Afetam as Características Elétricas dos Painéis Fotovoltaicos	43
2.3.2. Inversores	44
2.4. Seguimento do Ponto de Máxima Potência	46

2.5. Modelo Fotovoltaico no <i>OpenDSS</i>	47
Capítulo 3	49
Problemas da Regulação de Tensão	49
3.1. Introdução	49
3.2. Regulação de Tensão em Redes de Distribuição Convencionais	50
3.3. Regulação de Tensão em Rede de Distribuição com Geração Distribuída Fotovoltaica	52
3.4. Reguladores de Tensão em Redes de Distribuição	54
3.4.1. Características Construtivas do Regulador de Tensão	57
3.4.2. Modelo do Regulador de Tensão no <i>OpenDSS</i>	59
Capítulo 4	61
Funções de Controle <i>Volt-Watt</i> e <i>Volt-Var</i>	61
4.1. Introdução	61
4.2. Função de Controle <i>Volt-Watt</i>	62
4.2.1. Modelo do Controle <i>Volt-Watt</i> Implementado no <i>OpenDSS</i>	63
4.3. Função de Controle <i>Volt-Var</i>	64
4.3.1. Modelo do Controle <i>Volt-Var</i> Implementado no <i>OpenDSS</i>	66
Capítulo 5	68
Resultados	68
5.1. Introdução	68
5.2. Estudo de Caso 01	70
5.2.1. Descrição do Sistema 01	71
5.2.2. Impacto da GD no Sistema 01	72
5.2.3. Efeito do Controle <i>Volt-Watt</i> no Sistema 01	74
5.2.4. Efeito do Controle <i>Volt-Var</i> no Sistema 01	76
5.3. Estudo de Caso 02	79
5.3.1. Descrição do Sistema 02	79
5.3.2. Impacto da GD no Sistema 02	80
5.3.2.1. Problema 01: Sobretensão	80
5.3.2.2. Problema 02: Comutações Excessivas de Tape	83
5.3.3. Efeito do Controle <i>Volt-Watt</i> na Operação do RT	83
5.3.4. Efeito do Controle <i>Volt-Var</i> na Operação do RT	88
5.3.4.1. Controle <i>Volt-Watt</i> / <i>Volt-Var</i> e as comutações de tape	92
Capítulo 6	94
Conclusão	94
6.1. Sugestões para Trabalhos Futuros	96
Referências Bibliográficas	98
Apêndice A – Códigos Utilizados no OpenDSS	103
A.1. Códido de Implementação do RT	103
A.2. Códido de Implementação do PVSystem	103

A.3. Código de Implementação do Controle <i>Volt-Watt</i>	103
A.4. Código de Implementação do Controle <i>Volt-Var</i>	103

Lista de Ilustrações

Figura 1. Geração de empregos ligados ás fontes de energias renováveis (Fonte: Adaptado de [4]).	21
Figura 2. Evolução global anual da capacidade instalada de energia FV 2000-2016 (Fonte: [7]).	22
Figura 3. “Top 10” dos países com maior número de instalações FV no fim de 2016 (Fonte: Adaptado de [7]).	22
Figura 4. Preços Médios de Leilões de Geração (Fonte: [3]).	24
Figura 5. Evolução da Competitividade do Mercado da Energia Solar (Fonte: [4]).	25
Figura 6. Potência Instalada por Setor (MW) - Micro e Mini GD até 09/10/2017 (Fonte: [3]).	26
Figura 7. Irradiação Normal Direta: (a) Brasil; (b) Alemanha; (Fonte: Adaptado de [13]).	27
Figura 8. Projeção Mundial Anual do Mercado de Energia Solar PV / 2017-2021 (Fonte: Adaptado de [7]).	28
Figura 9. “Top 20” - Contribuição Para o Mercado Mundial de Energia Solar PV / 2017-2021 (Fonte: [7]).	29
Figura 10. Esquema de funcionamento de um sistema <i>off-grid</i> (Fonte [29]).	37
Figura 11. Esquema de funcionamento de um sistema <i>grid-tie</i> (Fonte [29]).	38
Figura 12. Circuito equivalente de uma célula fotovoltaica (Fonte: Adaptado de [31]).	40
Figura 13. Corrente elétrica em função da diferença de potencial aplicada em uma célula de silício de 156 mm x 156 mm, sob condições padrão de ensaio (Fonte: [31]).	41
Figura 14. Curva característica I-V e curva de potência P-V para um módulo com potência nominal de 100 Wp [Fonte: [31]].	42
Figura 15. Efeito causado pela variação de irradiação solar sobre a curva característica I-V para um módulo fotovoltaico de 36 células de silício cristalino (c-Si) a 25 °C (Fonte: [31]).	43
Figura 16. Efeito causado pela variação de temperatura das células sobre a curva característica I-V par um módulo fotovoltaico de 36 células de silício cristalino (c-Si) sob irradiação de 1000 W/m ² (Fonte: [31]).	44
Figura 17. Diagrama simplificado para conexão do gerador fotovoltaico via inversor (Fonte: Adaptado [15]).	44

Figura 18. Tipos de inversores classificados de acordo com o princípio de funcionamento (Fonte: Adaptado de [31]).	45
Figura 19. (a) Inversor de um estágio e (b) Inversor de dois estágios (Fonte: Adaptado de [31])	46
Figura 20. Curvas I-V (preta) e P-V (cinza) de um gerador de seis módulos de 72 células em série, mostrando a ocorrência de máximos locais na curva de potência, em decorrência de sombreamentos parciais: (a) todos sem sombreamento e (b) com um dos módulos submetido a um fator de sombreamento de 50% (Fonte: [31]).	47
Figura 21. Diagrama de blocos simplificado do elemento <i>PVSystem</i> e do <i>InvControl</i> (Fonte: Adaptado de [23]).	48
Figura 22. Sobretensão causada pela GD (Fonte: Próprio Autor)	49
Figura 23. Sistema de distribuição convencional de duas barras (Fonte: Adaptado de [12]).	50
Figura 24. Diagrama fasorial (Fonte: [12])	51
Figura 25. Alimentador de distribuição de duas barras com planta FV (Fonte: Adaptado de [12])	53
Figura 26. Esquemático do <i>Step Voltage Regulator</i> (Fonte: Adaptado de [37]).	54
Figura 27. Mecanismo de Controle do RT (Fonte: [18]).	55
Figura 28. Variação de Tensão de um Alimentador Radial (Fonte: Adaptado de [18]).	56
Figura 29. Diagrama de bloco funcional do sistema de controle para transformadores com mudança automática de tape (Fonte: [12]).	57
Figura 30. Regulador de tensão monofásico (Fonte: [12]).	57
Figura 31. Esquema de tape de RT (Fonte: [12]).	58
Figura 32. Curva de Controle <i>Volt-Watt</i> (Fonte: Adaptado de [23]).	62
Figura 33. Curva de Controle <i>Volt-Var</i> : Potência Reativa disponível vs. Tensão no ponto de conexão.	65
Figura 34. Curva de Carga Diária.	69
Figura 35. Curva de Potência Normalizada para um Dia com Baixa Variabilidade Solar (Fonte: Próprio Autor).	70
Figura 36. Curva de Potência Normalizada para um Dia com Alta Variabilidade Solar (Fonte: Próprio Autor).	70
Figura 37. Alimentador de Duas Barras Utilizado no Estudo de Caso 01 (Fonte: Próprio Autor).	71
Figura 38. Saída de Potência Ativa: Rede em Baixa Tensão (Fonte: Próprio Autor).	72

Figura 39. Saída de Potência Ativa: Rede em Média Tensão (Fonte: Próprio Autor).	72
Figura 40. Tensão no ponto de conexão ao longo do dia: Rede em Baixa Tensão. (Fonte: Próprio Autor).....	73
Figura 41. Tensão no ponto de conexão ao longo do dia: Rede em Média Tensão. (Fonte: Próprio Autor).....	73
Figura 42. Sobretensão causada durante a atuação do sistema fotovoltaico (Fonte: Próprio Autor).....	73
Figura 43. Tensão (V2), com e sem o <i>Volt-Watt Control (VWC)</i> : Rede em Baixa Tensão	74
Figura 44. Saída de Potência Ativa do FV, com e sem o <i>Volt-Watt Control (VWC)</i> : Rede em Baixa Tensão (Fonte: Próprio Autor).	74
Figura 45. Tensão (V2), com e sem o <i>Volt-Watt Control (VWC)</i> : Rede em Média Tensão	74
Figura 46. Saída de Potência Ativa do FV, com e sem o <i>Volt-Watt Control (VWC)</i> : Rede em Média Tensão (Fonte: Próprio Autor).	74
Figura 47. Tensão V2 (BT e MT) com <i>Volt-Watt Control (VWC)</i> (Fonte: Próprio Autor).....	75
Figura 48. Saída de Potência Ativa do FV (BT e MT) com <i>Volt-Watt Control (VWC)</i> (Fonte: Próprio Autor).....	75
Figura 49. Tensão (V2), com e sem o <i>Volt-Var Control (VVC)</i> : Rede em Baixa Tensão.....	76
Figura 50. Saída de Potência Reativa do FV, com e sem o <i>Volt-Var Control (VVC)</i> : Rede em Baixa Tensão (Fonte: Próprio Autor).	76
Figura 51. Tensão (V2), com e sem o <i>Volt-Var Control (VVC)</i> : Rede em Média Tensão	77
Figura 52. Saída de Potência Reativa do FV, com e sem o <i>Volt-Var Control (VVC)</i> : Rede em Média Tensão (Fonte: Próprio Autor).	77
Figura 53. Tensão V2 (BT e MT) com <i>Volt-Var Control (VVC)</i> (Fonte: Próprio Autor).....	78
Figura 54. Saída de Potência Reativa do FV (BT e MT) e seus limites máximo e mínimo, com <i>Volt-Var Control (VVC)</i> (Fonte: Próprio Autor).	78
Figura 55. Alimentador de Quatro Barras Utilizado no Estudo de Caso 02 (Fonte: Próprio Autor).....	79
Figura 56. Saída de Potência Ativa: Dia Com Baixa Variabilidade (Fonte: Próprio Autor). ..	80
Figura 57. Saída de Potência Ativa: Dia Com Alta Variabilidade (Fonte: Próprio Autor).	80
Figura 58. Tensão V4 (Com e Sem o RT) ao longo do dia com BV (Fonte: Próprio Autor). .	81
Figura 59. Evolução do Tape do RT ao longo do dia com BV (Fonte: Próprio Autor).	81
Figura 60. Tensão V4 (Com e Sem o RT) ao longo do dia com AV (Fonte: Próprio Autor). .	82

Figura 61. Evolução do Tape do RT ao longo do dia com AV (Fonte: Próprio Autor).....	82
Figura 62. Tensão V4 (com e sem o VWC) ao longo do dia com BV (Fonte: Próprio Autor).	84
Figura 63. Evolução do Tape do RT (com e sem o VWC) ao longo do dia com BV (Fonte: Próprio Autor).....	84
Figura 64. Tensão V4 (com e sem o RT) ao longo do dia com BV e com o controle <i>Volt-Watt</i> implementado ao sistema FV (Fonte: Próprio Autor).	85
Figura 65. Saída de Potência Ativa do FV (com e sem o RT) ao longo do dia com BV e Controle <i>Volt-Watt</i> implementado ao sistema FV (Fonte: Próprio Autor).....	85
Figura 66. Tensão V4 (com e sem o VWC) ao longo do dia com AV (Fonte: Próprio Autor).	86
Figura 67. Evolução do Tape do RT (com e sem o VWC) ao longo do dia com AV (Fonte: Próprio Autor).....	86
Figura 68. Tensão V4 (com e sem o RT) ao longo do dia com AV e com o controle <i>Volt-Watt</i> implementado ao sistema FV (Fonte: Próprio Autor).	87
Figura 69. Saída de Potência Ativa do FV (com e sem o RT) ao longo do dia com AV e Controle <i>Volt-Watt</i> implementado ao sistema FV (Fonte: Próprio Autor).....	87
Figura 70. Tensão V4 (com e sem o VVC) ao longo do dia com BV (Fonte: Próprio Autor). 88	
Figura 71. Evolução do Tape do RT (com e sem o VVC) ao longo do dia com BV (Fonte: Próprio Autor).....	89
Figura 72. Tensão V4 (com e sem o RT) ao longo do dia com BV e com o controle <i>Volt-Var</i> implementado ao sistema FV (Fonte: Próprio Autor).	89
Figura 73. Saída de Potência Reativa do FV (com e sem o RT) e seus Limites (Máx. e Mín.) ao longo do dia com BV, com Controle <i>Volt-Var</i> implementado ao sistema FV (Fonte: Próprio Autor).....	90
Figura 74. Tensão V4 (com e sem o VVC) ao longo do dia com AV (Fonte: Próprio Autor). 90	
Figura 75. Evolução do Tape do RT (com e sem o VVC) ao longo do dia com AV (Fonte: Próprio Autor).....	91
Figura 76. Tensão V4 (com e sem o RT) ao longo do dia com AV e com o controle <i>Volt-Var</i> implementado ao sistema FV (Fonte: Próprio Autor).	91
Figura 77. Saída de Potência Reativa do FV (com e sem o RT) ao longo do dia com BV e Controle <i>Volt-Var</i> implementado ao sistema FV (Fonte: Próprio Autor).	92

Lista de Abreviaturas

FV	Fotovoltaico
BT	Baixa Tensão
MT	Média Tensão
ABSOLAR	Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica
EUA	Estados Unidos da América
REN	Resolução Normativa
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
MME	Ministério de Minas e Energia
GD	Geração Distribuída
PDE	Plano Decenal de Expansão de Energia
PNE	Plano Nacional de Energia
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica
OLTC	<i>On Load Tap Changer</i>
RT	Regulador de Tensão
GFV	Gerador Fotovoltaico
OpenDSS	<i>Open Distribution System Simulator</i>
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i>
STC	<i>Standard Test Conditions</i>
CC	Corrente Contínua
CA	Corrente Alternada
UPS	<i>Uninterruptible Power Supply</i>
MOSFET	<i>Metal Oxide Semiconductor Field Effect Transistor</i>
IGBT	<i>Insulated Gate Bipolar Transistor</i>
PWM	<i>Pulse-Width Modulation</i>

PMP	Ponto de Potência Máxima
SPPM	Seguimento de Máxima Potência
LDC	<i>Line Drop Compensator</i>
CI	Chave Inversora
VWC	<i>Volt-Watt Control</i>
VVC	<i>Volt-Var Control</i>
BV	Baixa Variabilidade Solar
AV	Alta Variabilidade Solar
EPRI	Electric Power Research Institute

Resumo

Esta dissertação aborda alguns dos principais problemas operacionais enfrentados pelos operadores de redes de distribuição devido à elevada integração de geradores fotovoltaicos (FV), tais como sobretensões e comutações excessivas de tape nos autotransformadores reguladores de tensão. Essas situações estão sendo continuamente estudadas, tendo em vista que podem causar problemas de qualidade de tensão e reparos em reguladores de tensão. O problema da sobretensão pode ser causado por uma injeção significativa de potência ativa da geração FV à rede. Paralelamente, as variações rápidas e significativas na potência ativa injetada pelo gerador FV, associadas com os transitórios de nuvens, podem resultar no aumento excessivo de comutações de tape no regulador de tensão, que podem acabar diminuindo a vida útil e aumentar a quantidade de manutenções realizadas nestes equipamentos. Neste contexto, surgiram as funções de controle *Volt-Watt* e *Volt-Var* presentes nos inversores FV inteligentes, que foram adicionadas em estudos recentes para mitigar as sobretensões. Este trabalho mostra como as funções de controle *Volt-Watt* e *Volt-Var* mitigam os problemas de sobretensão e regulação de tensão em redes de distribuição com presença de geradores FV. Simulações de fluxo de potência de séries temporais em alimentadores simples de BT e MT com presença da geração FV foram realizadas em cenários de alta e baixa variabilidade solar.

Palavras-Chaves: Inversor Inteligente, Sobretensões, Comutações Excessivas de Tape, Controle *Volt-Watt*, Controle *Volt-Var*, Regulador de Tensão, Alta Penetração FV, Sistemas de Distribuição.

Abstract

This dissertation addresses some of the major operational problems faced by distribution system operators due to the high integration of photovoltaic (PV) generators, such as overvoltages and excessive tap counts in step voltage regulators (SVR). These situations are continually being studied, since they can cause voltage quality problems and damage in SVRs. The overvoltage problem can be caused by a significant injection of active power from the PV generation to the network. Moreover, the rapid and significant variations in PV generator active power associated with cloud transients result in an increase of voltage regulator tap counts, which can affect the useful life of device. In this context, the smart inverters Volt-Watt and Volt-Var control functions have been added in recent studies to mitigate the overvoltages. This work shows how Volt-Watt and Volt-Var control functions mitigate the overvoltage and voltage regulation problems in distribution networks with PV generation. Time series power flow simulations on LV and MV single feeders with PV solar plant have been performed in high and low solar variability scenarios.

Keywords: Smart Inverter, Overvoltages, Excessive Tap Counts, Volt-Watt Control, Volt-Var Control, Voltage Regulator, High PV Penetration, Distribution Systems.

Capítulo 1

Introdução

1.1. Energia Fotovoltaica no Brasil e no Mundo

A energia solar fotovoltaica (FV) tem atributos que a tornam única. A produção rápida e massiva da tecnologia de sistemas fotovoltaicos faz com que a taxa de inovação no segmento seja muito maior que nos demais setores de energia [1]. A tendência pela geração de energia a partir de fontes renováveis tem ganhado cada vez mais espaço na matriz energética mundial. Isso decorre, em virtude do baixo impacto ambiental causado por essas fontes e a possibilidade da diversificação da matriz energética, entre outros fatores [2].

De acordo com [3] existem também as vantagens socioambientais, pois a energia solar é livre de carbono e, portanto, contribui para a redução de emissões de CO_2 na natureza, pelo uso de energia. A geração solar centralizada é complementar à hídrica e deve ser considerada junto com a operação dos reservatórios no processo de variações do armazenamento de energia na forma de estoque de água. As maiores irradiações solares no Brasil estão em áreas de baixo desenvolvimento econômico, em que o uso da terra e os impostos arrecadados podem contribuir para o desenvolvimento local. Além disso, a instalação de painéis FV com alturas acima de 2m pode criar condições favoráveis ao cultivo de hortaliças e legumes.

Pode-se também relacionar a crescente demanda pelo mercado da energia solar com a geração de empregos. Pois, o progresso da expansão e a exigência de conteúdo nacional proporcionam a geração de empregos e impostos em todas as áreas da cadeia produtiva do setor. O Brasil tem excelentes reservas de silício e lítio, principais matérias-primas dos sistemas FV e de baterias, respectivamente [3].

Segundo a Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica – ABSOLAR [4] a energia solar FV é a maior geradora de empregos renováveis do mundo, gerando cerca de 20 a

30 empregos diretos para cada MW instalado por ano, em diversas áreas como a instalação, fabricação, vendas, projetos, entre outros. Em 2016 nos Estados Unidos, 1 em cada 50 novos empregos foi gerado pelo setor solar fotovoltaico. Deixando a fonte solar fotovoltaica como segunda maior fonte geradora de empregos nos EUA. Com isso, o setor solar FV cresceu 17 vezes mais que a própria economia dos EUA. A Fig. 1 apresenta a relação da geração de empregos ligados diretamente às fontes de energias renováveis em 2016.

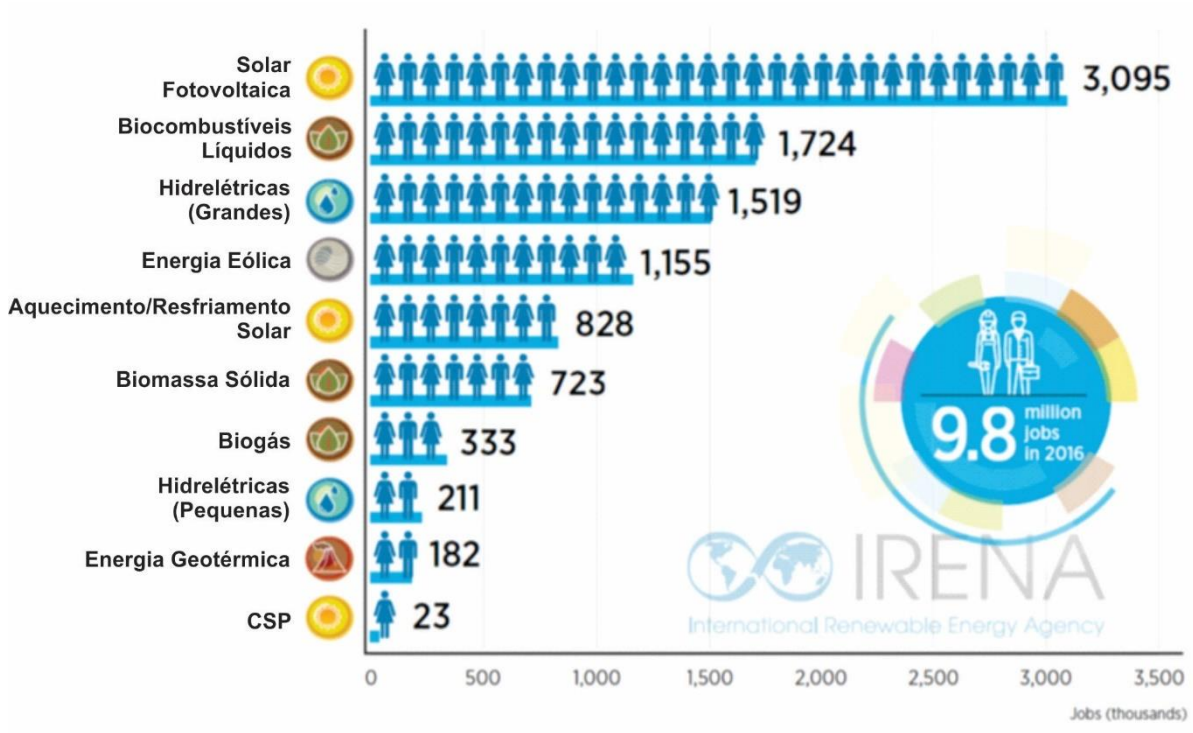


Figura 1. Geração de empregos ligados às fontes de energias renováveis (Fonte: Adaptado de [4]).

Esta forte tendência de exploração da energia solar em todos os continentes, iniciada em 2012, se consolidou em 2015 [5]. O “boom” deste tipo de geração de energia iniciou-se originalmente na Alemanha, considerado como país referência em energia solar fotovoltaica. Na Alemanha, foram instalados 47000 sistemas fotovoltaicos durante o ano de 2015 [6]. O país conta com mais de 1,5 milhão de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica. A maioria dos geradores fotovoltaicos em operação por lá está instalado em residências, sendo que a maior faixa de potência está entre 10 e 100 kWp com valor médio, em 2015, de 30,1 kWp [6].

Em termos de capacidade instalada, de acordo com a *Solar Power Europe* em [5] o mercado global de energia FV registrou no ano de 2015 a instalação de 50,6 GW, o que representa um crescimento de 25,6 % em relação a do ano de 2014, quando a potência instalada foi de 40,3 GW. Já em 2016, ainda de acordo com a *Solar Power Europe* em [7], a capacidade

instalada anual de energia solar cresceu cerca de 50% em relação a 2015, chegando a 76,6 GW conforma mostra a Fig. 2.

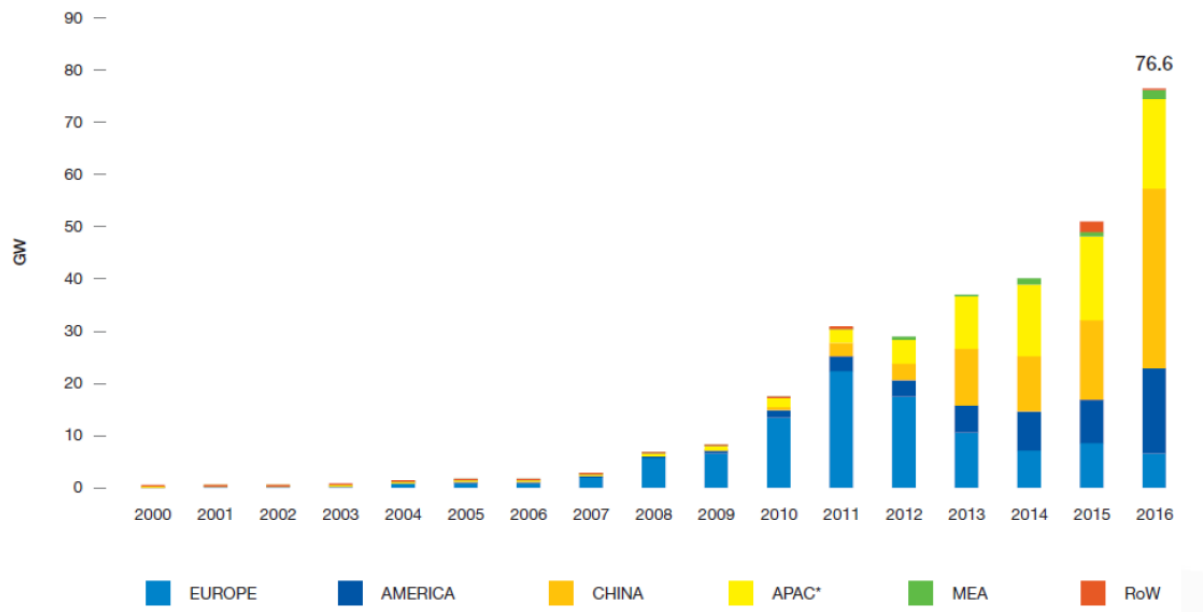


Figura 2. Evolução global anual da capacidade instalada de energia FV 2000-2016 (Fonte: [7]).

Entre países que impulsionaram o crescimento da energia solar em 2016, em primeiro lugar no *ranking*, destaca-se a China, com 25,3% do total. Seguido pelo Japão com 14,0% e USA com 13,8%, estes são responsáveis pela maior parcela de geração de energia solar do mundo. A Fig. 3 apresenta o *Top 10* dos países que contribuíram com o número de instalações FV instaladas pelo mundo.

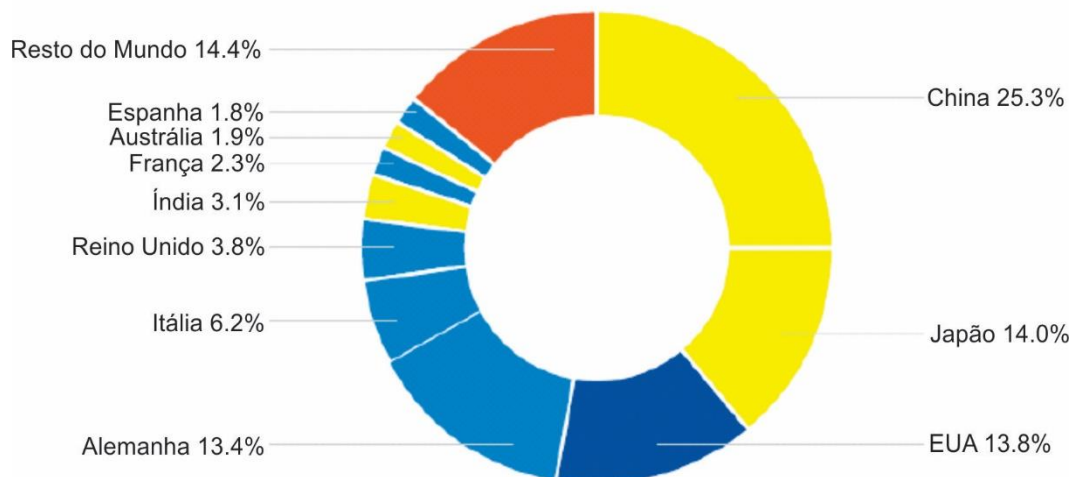


Figura 3. “Top 10” dos países com maior número de instalações FV no fim de 2016 (Fonte: Adaptado de [7]).

O Brasil ainda não figura no *ranking* mundial de capacidade instalada de energia solar. Entretanto, diversos outros países tiveram contribuição significativa em 2016 no que se refere

à capacidade instalada adicionada de fontes FV (ver Fig. 3), a Alemanha deixou de ser o país com a maior capacidade solar acumulada a partir de 2015 [5].

No Brasil, a expansão dos sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica ainda é muito tímida perto dos números apresentados por países como a China, por exemplo. Isso é decorrente, principalmente, da falta de incentivo governamental. No entanto, a partir de 2012, com a publicação da Resolução Normativa (REN) 482/2012 [8], que estabeleceu as condições gerais para o acesso de micro e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição, pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), essa modalidade de geração começou a se estruturar no país.

Em novembro de 2015, a REN 482 foi atualizada pela REN 687, e as alterações estão em vigor desde março de 2016. Entre as mudanças estão o aumento da potência instalada de minigeradores distribuídos, que passou de 1 MW para 3 MW em caso de fontes hídricas ou até 5 MW para cogeração qualificada e o aumento do prazo de validade dos créditos na conta de luz que passou de 3 anos para 5 anos. Além disso, foram criados a possibilidade de compartilhamento de geração, autoconsumo remoto, empreendimentos com múltiplas unidades, entre outros [9].

Segundo o Ministério de Minas e Energia – MME [3], em 09/10/2017 o Brasil contava com 438,3 MW de potência instalada de geração solar, correspondentes a 15,7 mil instalações conforme Tab. 1.

Tabela 1. Instalações Solares no Brasil

<i>Tipo de Registro na ANEEL</i>	<i>MW</i>			<i>Nº de Instalações</i>		
	2015	2016¹	2017²	2015	2016	2017
<i>Outorga e registro na ANEEL</i>	21,2	23,0	311,7	24	42	60
<i>Distribuída (Telhado)³</i>	10,8	61,7	126,6	1.250	7.811	15.609
Total	32,0	84,7	438,3	1.274	7.853	15.669

Ainda segundo o MME, até 2030, 2,7 milhões de unidades consumidoras poderão ter energia gerada por elas mesmas, entre residências, comércios, indústrias e no setor agrícola, o que pode resultar em 23,5 GW (48 TWh produzidos) de energia limpa e renovável, o equivalente à metade da geração da Usina Hidrelétrica de Itaipu.

No Brasil, em 2014 houve a primeira contratação de energia solar de geração pública centralizada, de 890 MW, ao preço médio de R\$ 215,50 (US\$ 88,20, pelo câmbio do dia do

¹ Dados de 30/12/2016

² Dados de 09/10/2017

³ Informação das Distribuidoras

leilão). Em 2015, mais dois leilões foram realizados, totalizando 2.653 MW contratados, com início de suprimento em 2017 e 2018. Os leilões foram realizados na modalidade de “energia de reserva”, e com o objetivo de promover o uso e o desenvolvimento da indústria solar no Brasil [3]. A Tab. 2 apresenta os dados sobre os leilões de geração de energia solar no Brasil.

Mês/Ano	Projetos Contratados	Capacidade Instalada (MW)	Energia Contratada (MWe)	Início de Suprimento	Período Contratado (anos)	Preço de Venda (R\$/MWh)	Preço de Venda (US\$/MWh)
10/2014	31	890	202	2017	21	215,5	88,2
08/2015	30	834	232	2017	21	301,6	84,3
11/2015	33	929	245	2018	21	297,4	78,2
Total	94	2.653	679				

Em reais, a geração solar apresenta o maior valor, em se considerando o preço médio do último leilão de cada fonte de energia. Em dólares (câmbio do dia do leilão), os preços de cavaco e do carvão mineral superam o da energia solar, conforme pode-se observar na Fig. 4.

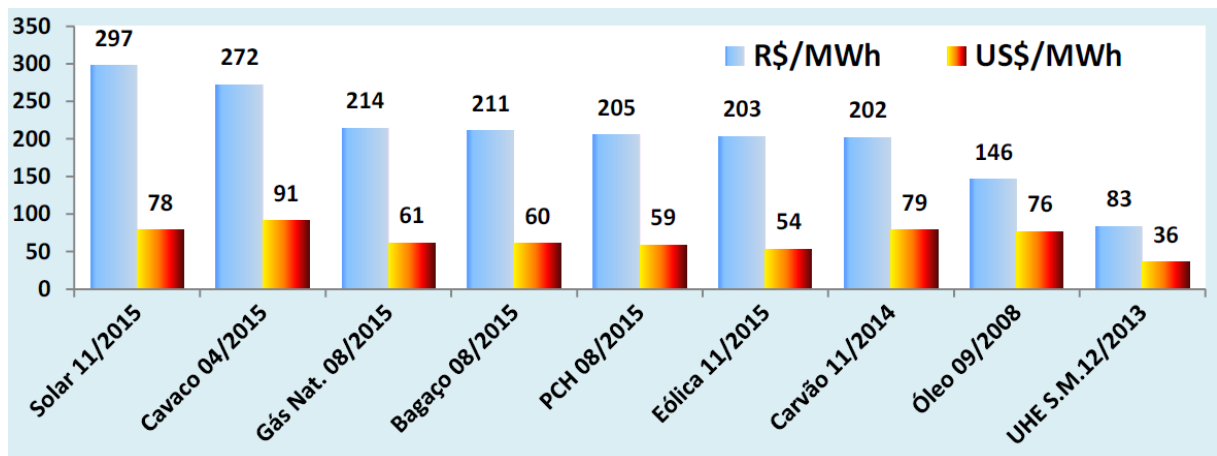


Figura 4. Preços Médios de Leilões de Geração (Fonte: [3]).

Neste contexto, a Geração Distribuída (GD), que é definida como a geração de energia elétrica próxima ao local de consumo, ou no próprio estabelecimento consumidor [3]. Em 2012, a ANEEL aprovou duas Resoluções Normativas, a n° 482 e a n° 517 [8 - 9], que estabelecem as condições gerais para a microgeração de energia elétrica, além do sistema de compensação de energia elétrica (*net metering*), atualmente em uso em diversos países. Segundo as novas regras, que começaram a valer em 1° de março de 2016, é permitido o uso de qualquer fonte renovável, além da cogeração qualificada, denominando-se microgeração distribuída a central geradora com potência instalada até 75 kW e minigeração distribuída aquela com potência acima de 75

kW e menor ou igual a 5 MW (sendo 3 MW para a fonte hídrica), conectadas na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras [10]. Se enquandram nestas modalidades os imóveis individuais, condomínios, cooperativas e consórcios. Para a microgeração, a distribuidora terá o prazo de 34 dias para conectar a instalação à rede, a contar do dia da solicitação [3].

Quando necessário, a energia excedente é cedida à distribuidora local, e posteriormente compensada com o consumo de energia elétrica dessa mesma unidade consumidora, ou de outra unidade consumidora de mesma titularidade. O saldo positivo de um mês poderá ser utilizado para abater o consumo em outro posto tarifário, ou na fatura do mês subsequente. Os créditos de energia gerados continuam válidos por 60 meses. Há ainda a possibilidade do consumidor utilizar esses créditos em outra unidade, desde que as duas unidades consumidoras estejam na mesma área de concessão e sejam do mesmo titular [3]. O processo promove apenas a troca de kWh entre o consumidor gerador e a distribuidora, não envolvendo a circulação de dinheiro.

Neste cenário de alta inserção das GDs, a forte tendência de crescimento mundial do mercado de geração de energia solar, o interesse neste mercado e poder de escolha dos consumidores fez alavancar a competitividade por esta forma de energia. Assim, podemos observar através da Fig. 5 a evolução da competitividade deste mercado com a redução do valor (US\$) pago por MWh.

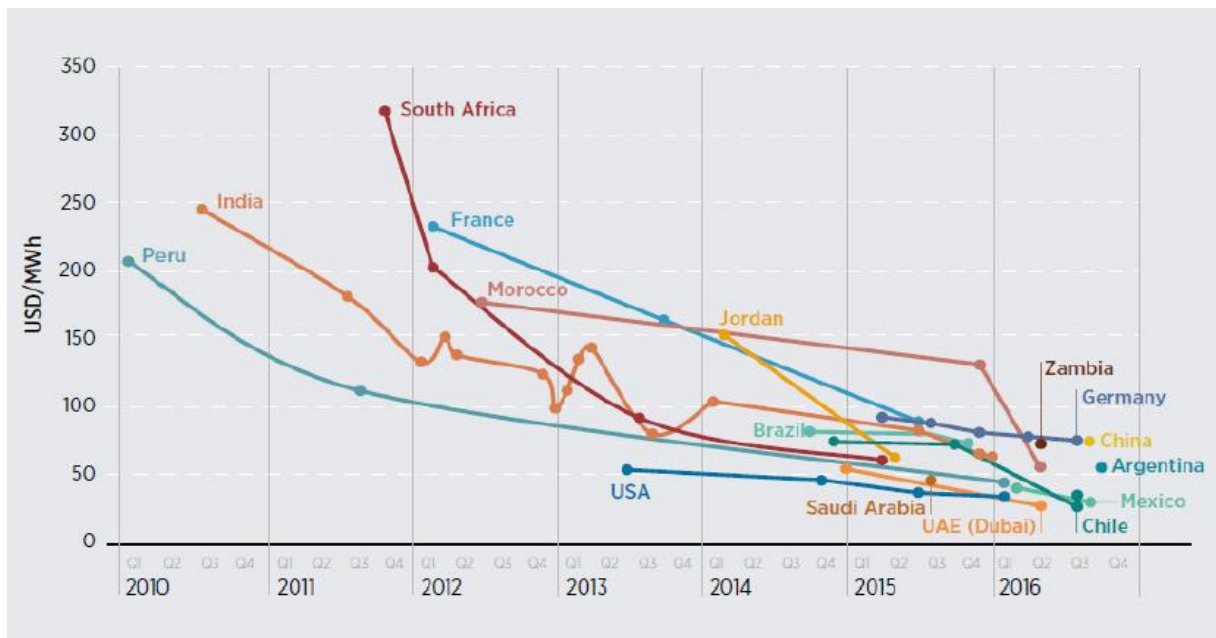


Figura 5. Evolução da Competitividade do Mercado da Energia Solar (Fonte: [4]).

De acordo com informações de revendedores, o preço do kW instalado de geração FV fica entre R\$ 7.000 e R\$ 13.000,00. A depender das condições locais de irradiação, da superfície de instalação e da tecnologia. Para consumos mensais entre 500 e 1.000 kWh, a necessidade de potência fica entre 4 e 10 kW. É recomendável contratar os serviços de empresa especializada. Considerando um indicador médio de 143 W/m², a potência instalada solar registrada em outubro/2017, equivale a um quadrado de 2.450 metros de lado (+40% de área de utilidades). A geração estimada é de 650 GWh (0,1% da oferta total de 2016 do Brasil) [3].

Segundo o MME em [3], no Brasil, considerando todas as fontes de micro e mini GD, o setor comercial detém a maior participação em potência (37%), o residencial a maior participação em nº de usuários (75%), e o industrial a maior potência média por usuário (81 kW), conforme pode-se observar na Fig. 6.

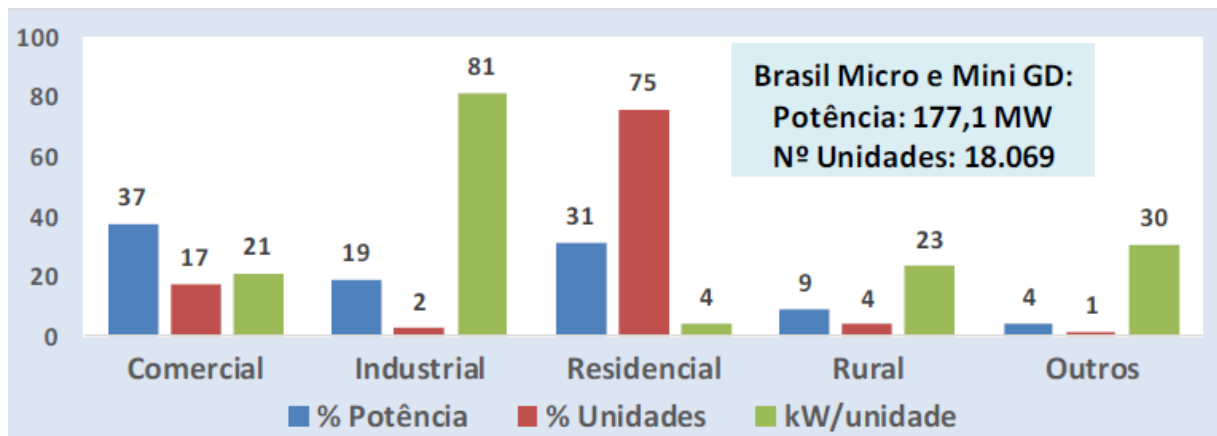


Figura 6. Potência Instalada por Setor (MW) - Micro e Mini GD até 09/10/2017 (Fonte: [3]).

O potencial brasileiro para energia solar é enorme. A região nordeste é a região de maior irradiação solar, com média anual compatível com as melhores regiões do mundo, como a cidade de Dongola, no deserto do Sudão, e a região de Dagget no deserto de Mojave, Califórnia [11]. Além de apresentar os maiores valores de irradiação solar global, com a maior média e a menor variabilidade anual entre todas as regiões geográficas. Os valores máximos de irradiação solar no país são observados na região central da Bahia (6,5kWh/m²/dia), incluindo, parcialmente, o noroeste de Minas Gerais. Há, durante todo o ano, condições climáticas que conferem um regime estável de baixa nebulosidade e alta incidência de irradiação solar para essa região semiárida [3].

A irradiação média anual brasileira varia entre 1.200 e 2.400 kWh/m²/ano, bem acima da média da Europa, mas há no mundo regiões com valores acima de 3.000 kWh/m²/ano, como Austrália, norte e sul da África, Oriente Médio, parte da Ásia Central, parte da Índia, sudoeste dos EUA, além de México, Chile e Perú [3]. Na Fig. 7 encontram-se os mapas de irradiação do

Brasil (Fig. 7(a)) e da Alemanha (Fig. 7(b)), respectivamente. Um comparativo entre esses dois países mostra o quão significativo é o potencial solar brasileiro. A maior irradiação da Alemanha (1300 kWh/m²), quarta no ranking entre os países que mais aproveitam o sol na geração de eletricidade, é muito próxima a menor registrada no Brasil (1000 kWh/m²) [12].

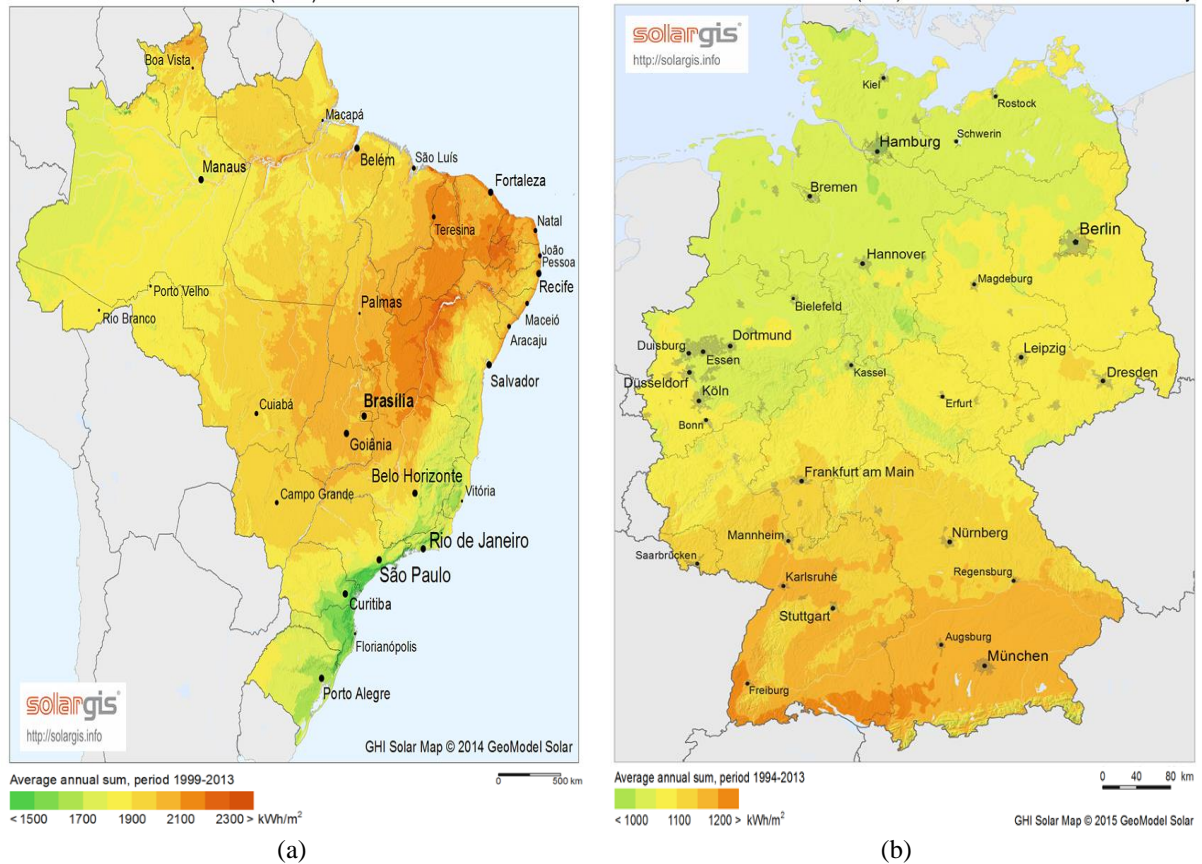


Figura 7. Irradiação Normal Direta: (a) Brasil; (b) Alemanha; (Fonte: Adaptado de [13]).

O Plano Decenal de Expansão de Energia – PDE 2026, estima que a capacidade instalada de geração solar chegue a 13 GW em 2026, sendo 9,6 GW de geração centralizada e 3,4 GW de geração distribuída. A proporção da potência solar chegará a 5,7% da total. Os estudos do Plano Nacional de Energia – PNE 2050, em elaboração pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), estimam em 78 GW a potência de micro e mini GD solar em 2050, o que poderá representar 9% da oferta total de energia elétrica do ano [3].

A *Solar Power Europe* em [7] apresentou alguns possíveis cenários mundiais de mercado para energia solar FV / 2017-2021. O cenário global mais provável (médio) assume o crescimento contínuo do mercado até 2021. Em um cenário de crescimento mais favorável, o mercado mundial assume quase uma nova capacidade de 425 GW até 2021. A Fig. 8 apresenta a projeção 2017-2021 de acordo com a *Solar Power Europe*, onde cerca de 1TW de energia

solar instalada será possível até 2021. Entretanto, considerando um cenário menos favorável teríamos uma potência total de energia solar instalada de 623,2 GW.

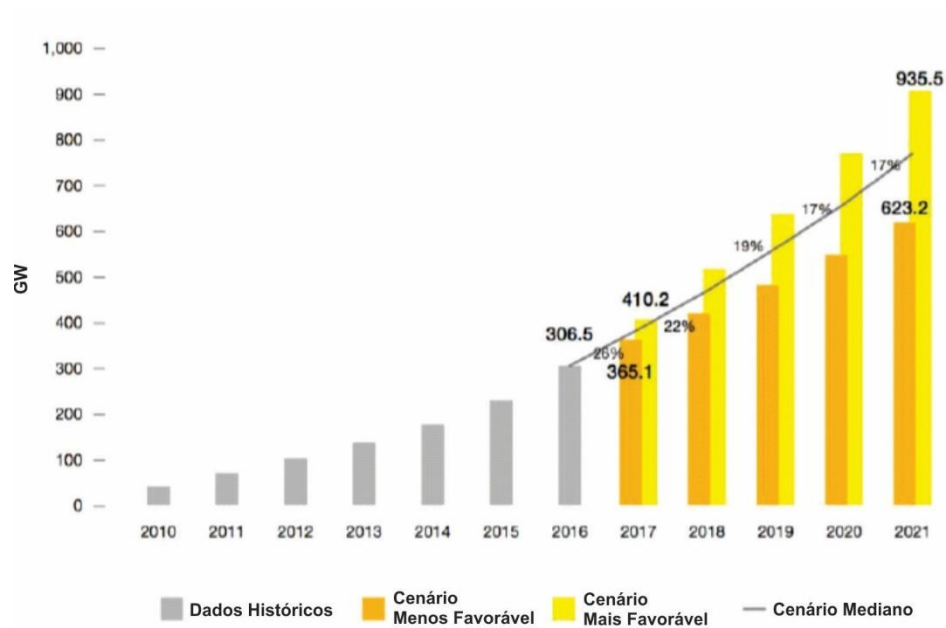


Figura 8. Projeção Mundial Anual do Mercado de Energia Solar PV / 2017-2021 (Fonte: Adaptado de [7]).

Mais países começam a adicionar volume solar notável, mas o crescimento em massa é realizado apenas por alguns mercados. A Fig. 9 apresenta o “Top 20” de países com as maiores contribuições na adição de potência instalada total mercado de energia solar FV, levando em consideração os cenários mais e menos favoráveis na projeção 2017-2021. Dando destaque para a China que permaneceria em 1º com uma contribuição de 160,4 GW em seu cenário mais favorável e 88,4 GW em um cenário menos favorável. Seguida pela Índia, que seria a 2ª maior potência em contribuição para o mercado mundial de energia solar FV com 88,4 GW e 49,8 GW em seus cenários mais e menos favoráveis, respectivamente. Ultrapassando os EUA, que nesta projeção, em 2021 ficariam com a 3ª maior contribuição, 81,0 GW e 47,2 GW em seus cenários mais e menos favoráveis, respectivamente.

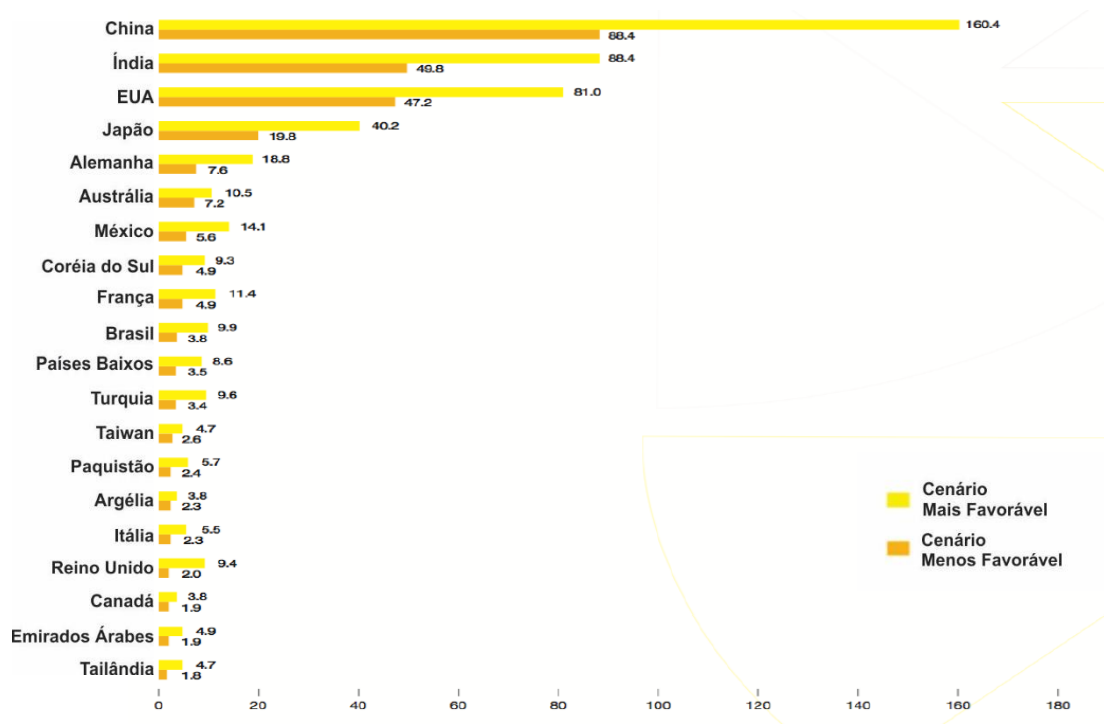


Figura 9. “Top 20” - Contribuição Para o Mercado Mundial de Energia Solar PV / 2017-2021 (Fonte: [7]).

1.2. Motivação

A crescente conexão de geradores fotovoltaicos à rede de distribuição leva a uma série de desafios, uma vez que tais redes convencionais foram projetadas e dimensionadas para alimentar as cargas com fluxo de energia unidirecional. Cada vez mais, os engenheiros das principais concessionárias de distribuição de energia elétrica do Brasil terão que lidar com a geração FV interferindo nas redes de distribuição. As principais preocupações dos engenheiros sobre os possíveis efeitos futuros em função dos altos níveis de penetração de fontes FV são [14]:

- A necessidade de reduzir os impactos transitórios causados pela passagem de nuvens sobre os painéis FV;
- A necessidade de incorporar algoritmos de regulação de tensão nos inversores FV;
- A necessidade de modelar adequadamente as fontes FV em ferramentas de planejamento e análise de sistemas de distribuição;
- Elevadas distorções harmônicas;

Os sistemas fotovoltaicos são dimensionados para o atendimento de cargas, que por sua vez são as forças que impulsionam o sistema para problemas iminentes. Então, a conexão

massiva de geradores fotovoltaicos distribuídos próximos às cargas pode acarretar em novos desafios para operação dos sistemas de potência, além de resultar em impactos que podem causar benefícios e/ou malefícios do ponto de vista da dos operadores do sistema de longo prazo. Atualmente, os operadores de redes de distribuição buscam manter o perfil adequado de tensão ao longo do alimentador com a ajuda habitual dos reguladores de tensão e banco de capacitores. Entretanto, o desafio do controle de tensão é intensificado quando a geração FV impacta na operação de reguladores de tensão [12 - 15].

As variações na potência ativa injetada pela geração FV, causadas por nuvens transitórias em dias nublados, resultam em rápidas e, por vezes, em significativas variações de tensão, prejudicando a qualidade da energia da rede. Quando o nível de penetração da geração FV é elevado, a intermitência da fonte solar pode resultar em comutações excessivas de tap em reguladores de tensão, alcançando até 400 comutações por dia, o que reduz drasticamente a vida útil do equipamento [12].

Em um futuro não muito distante, esse crescente aumento de conexões de geradores FV nas redes de distribuição do Brasil associado com a imprevisibilidade e a carência de inércia desse tipo de fonte introduzirá vários problemas na operação dessas redes. Dentre os problemas que podem surgir em decorrência da massiva conexão de geradores fotovoltaicos, pode-se destacar sobretensões, comutações excessivas de tap e a condição de *runaway* em reguladores de tensão, que poderá aumentar os custos de violações dos limites de tensão estabelecidos pelo PRODIST – Módulo 8 [16] e de manutenção em equipamentos reguladores de tensão, como LTCs, RT e capacitores chaveados automaticamente.

Atualmente, as normas técnicas das concessionárias de distribuição exigem o desligamento parcial ou total de geradores FV por meio da atuação da proteção de sobretensão do inversor. Essa prática tem sido necessariamente adotada nas redes de distribuição de baixa tensão devido ao valor baixo da relação X/R dos cabos. Entretanto, o desligamento dos geradores FV pode comprometer a gestão energética de consumidores que possuem tais fontes, uma vez que numa condição muito favorável de irradiação solar, o consumidor pode ter a sua produção excedente (geração maior que a carga) reduzida ou anulada. Os controles de fator de potência ou de potência reativa de geradores FV também podem ser utilizados para evitar sobretensões nas redes de distribuição [12].

A operação de geradores FV com fator de potência unitário ainda é padrão em muitos países. Entretanto, a exploração da capacidade que a fonte FV possui de injeção ou absorção de potência reativa e controle da injeção de potência ativa é uma opção a ser levada em consideração para mitigar alguns dos problemas mencionados. Esta dissertação aborda

utilização desse tipo de controle através das funções de controle *Volt-Watt* e *Volt-Var* presentes nos inversores FV inteligentes.

Vale salientar que as funções de controle *Volt-Watt* e *Volt-Var* são objetos de estudo do IEEE1547 e consideradas pelo EPRI (*Electric Power Research Institute*) como as melhores formas de se controlar as saídas de potências ativa e reativa dos geradores fotovoltaicos. Por fim, ressalta-se a importância do *software OpenDSS* juntamente com seu controle através do *Matlab* utilizando sua interface COM na plotagem dos gráficos e simulações realizadas neste trabalho, bem como sua contribuição para as recentes pesquisas sobre o tema, visto que este foi desenvolvido inicialmente para estudar os impactos da inserção das GDs nas redes de distribuição.

1.3. Objetivo Geral

O objetivo geral desse trabalho é mitigar as comutações excessivas de tape nos RTs e as sobretensões em redes de distribuição com alto nível de penetração FV. Para isso serão utilizadas as funções de controle *Volt-Watt* e *Volt-Var* presentes nos inversores FV inteligentes visando analisar os efeitos que estas funções de controle causam na operação dos RTs e como se comportam ao aliviar o problema de sobretensão em redes de distribuição de Baixa Tensão (BT) e Média Tensão (MT).

1.4. Objetivos Específicos

Os objetivos específicos dessa dissertação de mestrado são:

- Analisar o problema da sobretensão e comutações excessivas de tape dos RTs em redes de distribuição sob diferentes cenários de radiação solar;
- Analisar os efeitos da utilização das funções de controle *Volt-Watt* e *Volt-Var* no número de comutações de tape dos RTs em redes de distribuição;
- Analisar o desempenho das funções de controle *Volt-Watt* e *Volt-Var* em sistemas testes de BT e MT com alto nível de penetração FV, visando mitigar as sobretensões existentes;
- Analisar o efeito causado pela utilização das funções de controle *Volt-Watt* e *Volt-Var* na regulação de tensão redes de distribuição em MT com elevada conexão de geradores FV;

1.5. Revisão Bibliográfica

Uma série de estudos recentes têm sido publicados na literatura relacionados aos principais impactos causados pela elevada conexão de geradores FV na rede. Assim, nesta seção destaca-se alguns dos principais trabalhos que abordam os impactos da geração fotovoltaica no controle de redes de distribuição com alta penetração FV e soluções mitigadoras.

O trabalho [17] aborda alguns dos problemas que podem ser encontrados à medida que a GD penetra nos sistemas de distribuição. Tais problemas estão relacionados com a sobretensão da rede e de que forma a elevada inserção da GD no sistema impacta na operação dos dispositivos de controle de tensão, como os RTs. É demonstrado que na ausência de coordenação apropriada, a interação entre os reguladores de tensão pode vir a resultar em comutações excessivas de tape, causando um aumento nos custos de manutenção e diminuição da vida útil desses dispositivos.

Em [18] são analisados os impactos dos geradores fotovoltaicos sobre reguladores de tensão presentes em redes de distribuição. Tais simulações consideraram o aumento da injeção de potência ativa pelos geradores FV na rede de distribuição, devido à variação positiva nos níveis de radiação incidentes nos módulos fotovoltaicos. Logo, foi possível observar a reversão do fluxo de potência no alimentador em análise, considerando que a injeção de potência ativa por parte dos sistemas fotovoltaicos é suficientemente elevada para inverter o fluxo de potência e que, em determinadas condições leva o regulador a perder a capacidade de controlar a tensão na barra desejada, provocando a condição de *runaway*.

Em [19], é abordado de que forma os problemas de tensão causados por elevada penetração FV impacta na operação dos reguladores de tensão. Logo, é demonstrado a utilização de um algoritmo de otimização evolucionária (otimização por enxame de partículas) para tratar tais problemas. A função objetivo tem a finalidade de minimizar as perdas de potência e, conseqüentemente, aliviar o estresse mecânico do RT provocado por excessivas comutações de tape. Este trabalho apresenta uma solução mitigadora baseada no gerenciamento de potência reativa reserva disponível do inversor.

Oliver *et al* em [20], estudaram a sobretensão causada em decorrência da conexão de GFVs às redes de distribuição em BT. Os autores propuseram um esquema de controle que ajusta as potências ativa e reativa na saída dos inversores para mitigar o problema da sobretensão. Entretanto, no método proposto é priorizado o uso de energia reativa, enquanto a redução de potência ativa é realizada apenas como último recurso. A metodologia do esquema proposto é semelhante ao sistema de proteção dos geradores fotovoltaicos utilizado em [15].

Em [21], os autores estudaram as mudanças no perfil de tensão devido as mudanças rápidas de radiação solar associadas a transitórios de núvens em sistemas de distribuição com alta penetração FV. Além de caracterizar esse problema emergente de qualidade de energia, os autores apresentaram técnicas para mitigar essas rápidas variações de tensão causadas por transitórios de nuvens no sistema de distribuição. As abordagens investigadas têm como base a capacidade do inversor fotovoltaico na compensação rápida de potência reativa, usando apenas a reserva de reativo disponível, sem necessidade de sobredimensionar o inversor ou limitar a saída de potência ativa.

Em [22], os autores abordaram os impactos causados nos alimentadores de distribuição devido à elevada conexão de geradores FV. O principal problema apresentado é o aumento significativo da tensão no alimentador, o que força os dispositivos de controle de tensão existentes, como os OLTCs e os RTs, a operar continuamente. Levando a deterioração da vida útil destes dispositivos. Assim, uma estratégia de controle distribuído foi proposta com a finalidade de ajustar as potências ativa e reativa injetadas pelos inversores para prevenir ou aliviar os problemas de sobretensão, em alimentadores de distribuição de baixa tensão, causados pela integração massiva de geradores fotovoltaicos distribuídos. Pois, o controle de potência reativa convencional não coordenado pode levar o regulador a perder a capacidade de controlar a tensão na barra desejada (condição de *runaway*).

J. Smith em [23] apresenta em seu relatório um estudo de interconexão em sistemas de distribuição com alta penetração FV e aborda as principais funções de controle presentes nos inversores FV inteligentes, bem como seus modelos implementados no *Software Open Distribution System Simulator (OpenDSS)*. Logo, este relatório trás a utilização de uma série de estratégias de controle utilizando as funcionalidades dos inversores inteligentes, visando analisar e mitigar os efeitos causados pelo alto nível de penetração FV em redes de distribuição.

Meghasai *et al* em [24] demonstraram a utilização das funcionalidades de controle *Volt-Watt* e *Volt-Var* presentes nos inversores FV para mitigar as flutuações de tensão causadas pelo alto nível de penetração FV. No referido trabalho o alimentador teste *IEEE 13 Barras* foi escolhido para ser modelado e simulado no *software OpenDSS*, que pode ser controlado pelo *Matlab* através de sua interface COM.

Em [25] e [26], a função de controle *Volt-Var* foi utilizada para minimizar os efeitos causados pela elevada inserção dos geradores FV, agora em um sistema de distribuição real. Os autores concluíram que este método de controle pode fornecer suporte de tensão adequado para variações de tensão nos níveis primário e secundário resultantes das variações causadas pela inserção da geração FV. Além disso, foi apresentado que é possível aumentar a capacidade de

hospedagem de sistemas de distribuição sem flutuações excessivas de tensão se o controle apropriado fosse incorporado aos inversores fotovoltaicos utilizados.

Já em [27], os autores implementaram e analisaram a utilização das três principais funções de controle presentes nos inversores FV inteligentes, função *Volt-Watt*, função *Volt-Var* e a função dinâmica de corrente reativa, todas presentes nos inversores FV inteligentes.

1.6. Estrutura da Dissertação

Este trabalho de dissertação de mestrado está estruturado em seis capítulos:

- O Capítulo 1 apresenta uma contextualização geral sobre a situação energética fotovoltaica no Brasil e no mundo, apresentando os principais benefícios e avanços históricos da geração solar fotovoltaica. Além de apresentar os países que mais contribuem e que ainda contribuirão com a capacidade instalada de energia FV em todo o mundo. Para o Brasil que ainda não figura entre os primeiros no *ranking* mundial, são apresentados os principais avanços e perspectivas nesta área, visto que já possuímos legislações e incentivos fiscais. Neste capítulo é apresentado também os objetivos desta dissertação e é feita ainda uma revisão bibliográfica dos principais trabalhos relacionados ao tema apresentado.
- O Capítulo 2 aborda a geração de energia a partir de fontes fotovoltaicas e são apresentados os principais tipos e componentes de um sistema FV. Em seguida, é apresentada uma descrição sobre os inversores e painéis FV. Por fim, apresenta-se o modelo de um sistema FV implementado no *Software OpenDSS* através do seu elemento *PVSystem*.
- O Capítulo 3 apresenta uma abordagem teórica acerca do problema das variações de tensão causadas em redes de distribuição baseado no equacionamento do sistema sem e com a presença de geradores fotovoltaicos. Este capítulo apresenta também alguns dos aspectos construtivos dos reguladores de tensão. Bem como seu modelo implementado no *Software OpenDSS* através dos elementos *Transformer* e *RegControl*.
- O Capítulo 4 apresenta a abordagem teórica acerca das funções de controle presente nos inversores fotovoltaicos inteligentes, dando ênfase para as funções *Volt-Watt* e *Volt-Var* que serão objetos de estudo desta dissertação. Assim, são apresentados suas curvas de controle e seus modelos implementados no *OpenDSS*.

- O Capítulo 5 mostra os resultados referentes aos estudos de caso desenvolvidos nessa dissertação. Que envolvem a utilização das funções de controles *Volt-Watt* e *Volt-Var*, modeladas e implementadas no *Software OpenDSS* para analisar e mitigar dois dos principais problemas enfrentados pela alta inserção dos GFVs, sobretensão e comutações excessivas de tape. O estudos foram classificados da seguinte forma: a) *Estudo de Caso 01*: Em um primeiro momento, sem considerar o RT, sistemas testes de BT e MT foram implementados e simulados, visando mitigar as sobretensões existentes e determinar o melhor controle para estes cenários; b) *Estudo de Caso 02*: Em seguida, considerando o RT, um alimentador teste em MT foi implementado e simulado, visando reduzir o número de comutações e analisar o efeito causado pela utilização das funções de controle *Volt-Watt* e *Volt-Var* na operação dos RTs;
- Capítulo 6 apresenta as conclusões finais relativas a cada estudo de caso analisado no Capítulo 5, além de trabalhos futuros para dar continuidade a assuntos não explorados nessa dissertação.
- Por fim, são apresentados as referências bibliográficas citadas nessa dissertação.

1.7. Trabalho Aceito para Publicação

- T. M. Wanzeler, J. P. A. Vieira, P. Radatz, V. C. Souza, D. C. Pinheiro, *Assessing the Performance of Smart Inverter Volt-Watt and Volt-Var Functions in Distribution Systems with High PV Penetration*. VII Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos – SBSE 2018 (Artigo Aceito para Publicação). 2018.

Capítulo 2

Geração Fotovoltaica

2.1. Introdução

A cada ano muitos consumidores adquirem acesso à energia elétrica pelo mundo. O aumento da demanda de energia torna o sistema de potência cada vez mais solicitado, necessitando de reforços e construção de novas linhas de transmissão, por exemplo. As mudanças de paradigma com o surgimento de fontes renováveis fizeram emergir a importância da preservação ambiental e da diversificação das fontes de energia na matriz energética [15]. Isso traz um alívio para os problemas ambientais decorrentes da exploração de fontes de energia não renovável, por outro lado, a preocupação dos operadores de sistemas de distribuição só aumenta, principalmente, por conta da natureza estocástica da potência no barramento de saída do gerador FV e da alta relação R/X dos sistemas de distribuição, o que resulta em uma correlação direta entre variação da potência ativa gerada e, conseqüentemente, variação da tensão [28], o que força os dispositivos de controle de tensão existentes, como os OLTC e os RTs, a operar excessivamente.

Neste capítulo são apresentados e classificados os diferentes tipos de sistemas fotovoltaicos, os principais componentes utilizados na conversão de energia, bem como suas características construtivas e elétricas, além da classificação de diferentes modalidades de variabilidade e por fim, apresenta o modelo do gerador FV implementado no *OpenDSS* através do elemento *PVSystem*.

2.2. Tipos de Sistemas Fotovoltaicos

Um sistema de energia solar fotovoltaico, também chamado de sistema de energia solar ou, ainda, sistema fotovoltaico, é um sistema capaz de gerar energia elétrica através da irradiação solar. Existem dois tipos básicos de sistemas fotovoltaicos: Sistemas Isolados (*Off-Grid*) e Sistemas Conectados à Rede (*Grid-Tie*) [29].

2.2.1. Sistemas Isolados (*Off-Grid*)

Os sistemas isolados (*Off-Grid*) ou autônomos para geração de energia solar fotovoltaica são caracterizados por não se conectarem à rede elétrica. O sistema abastece diretamente os aparelhos que utilizarão a energia e são geralmente construídos com um propósito local e específico. Esta solução é bastante utilizada em locais remotos já que muitas vezes é o modo mais econômico e prático de se obter energia elétrica nestes lugares. São utilizados em casas de campo, refúgios, iluminação, telecomunicações, bombeio de água, etc. A energia produzida é armazenada em baterias que garantem o abastecimento em períodos sem sol [29-30].

Apesar deste tipo de sistema fotovoltaico não ser o foco de estudo desta dissertação, este pode ser observado através do esquema da Fig. 10 a seguir.

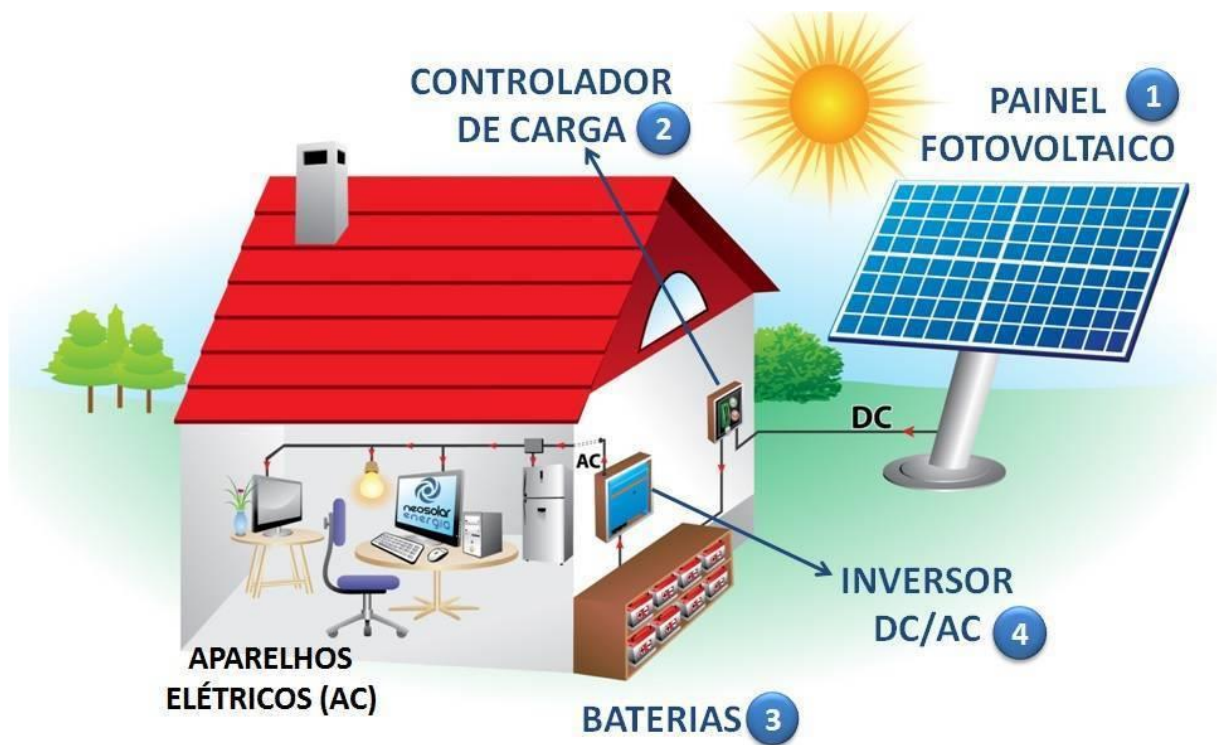


Figura 10. Esquema de funcionamento de um sistema *off-grid* (Fonte [29]).

2.2.2. Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede (*Grid-Tie*)

De acordo com [31], os sistemas fotovoltaicos de conexão à rede são caracterizados por estarem integrados à rede elétrica que abastece a população. Diferente dos sistemas isolados que atendem a um propósito específico e local, estes sistemas também são capazes de abastecer a rede elétrica com energia que pode ser utilizada por qualquer consumidor da rede. Os sistemas conectados têm uma grande vantagem com relação aos sistemas isolados por não utilizarem baterias e controladores de carga. Isso os torna cerca de 30% mais eficientes e também garante que toda a energia seja utilizada, ou localmente ou em outro ponto da rede. Sistemas de conexão à rede podem ser utilizados tanto para abastecer uma residência, ou então simplesmente produzir e injetar a energia na rede elétrica, assim como uma usina hidroelétrica ou térmica.

Para casas e empresas estes sistemas também são chamados de sistemas fotovoltaicos de auto-consumo. Se o proprietário do sistema produzir mais energia do que consome, a energia produzida fará com que o medidor “gire para trás”. Quando produzir menos do que consome, o medidor deverá “girar mais devagar”. Vale observar que o medidor deve ser apropriado para contabilizar o fluxo de energia nos dois sentidos. Do ponto de vista dos componentes, um sistema fotovoltaico *grid-tie* é composto por painéis solares e inversores. Os inversores *grid-tie*, além de transformar a corrente contínua em alternada, devem sincronizar o sistema com a rede pública [31]. A Fig. 11 mostra o esquema de funcionamento de um sistema FV conectado à rede.

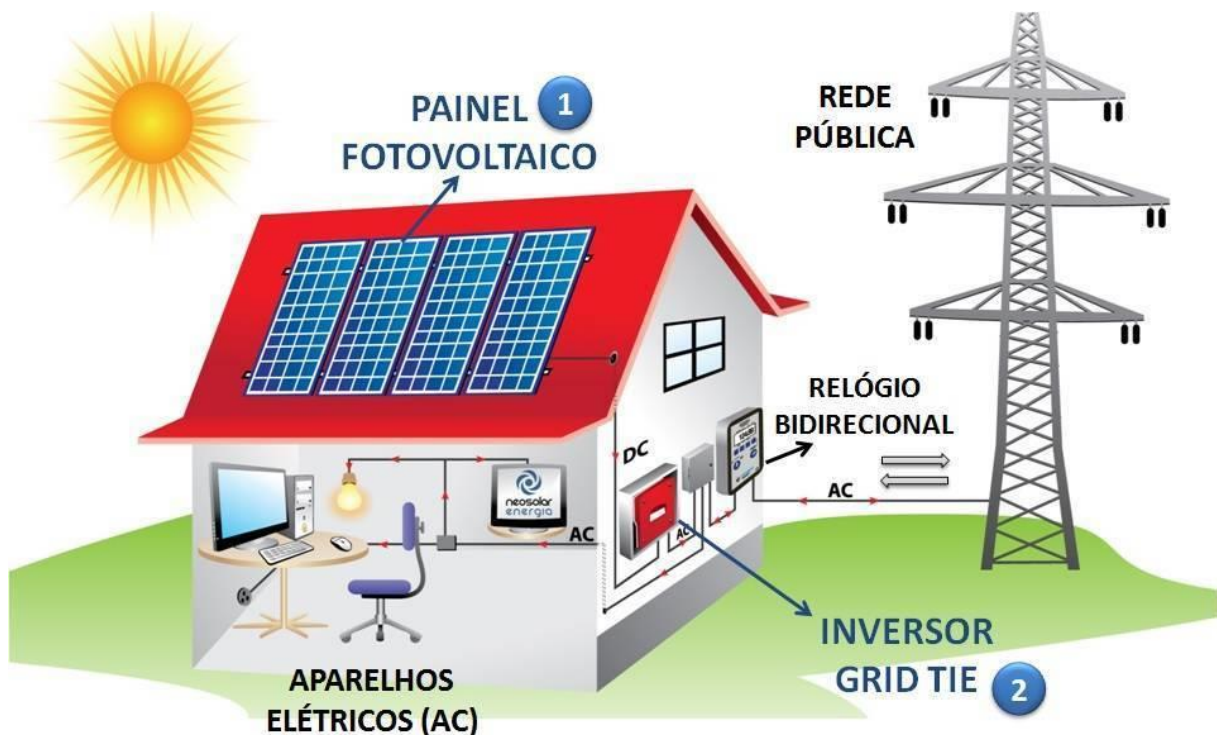


Figura 11. Esquema de funcionamento de um sistema *grid-tie* (Fonte [29]).

2.3. Principais Componentes do Sistema Fotovoltaico

Segundo [29], enquanto um sistema isolado necessita de baterias e controladores de carga, sistemas conectados à rede funcionam somente com painéis fotovoltaicos e inversores, já que não precisam armazenar energia. A seguir é apresentado uma breve descrição desses componentes utilizados nos sistemas fotovoltaicos *grid-tie* e *off-grid*.

Painéis Fotovoltaicos:

São o coração do sistema e geram a energia elétrica que abastece as baterias. Tem a propriedade de transformar a radiação solar em corrente elétrica contínua. Um sistema pode ter apenas um painel ou vários painéis interligados entre si.

Controladores de Carga:

São a válvula do coração e garantem o correto abastecimento das baterias evitando sobrecargas e descargas profundas, aumentando sua vida útil.

Inversores:

São o cérebro do sistema e tem a função de transformar corrente contínua (CC) em corrente alternada (AC), e levar a tensão, por exemplo, de 12V para 127V. Em alguns casos pode ser ligado a outro tipo de gerador ou à própria rede elétrica para abastecer as baterias.

Baterias:

São o pulmão do sistema e armazenam a energia elétrica para ser utilizada nos momentos em que o sol não esteja presente e não haja outras fontes de energia.

Destes quatro componentes, o Painel FV e o Inversor serão abordados com maiores detalhes neste capítulo.

2.3.1. Painéis Fotovoltaicos

O painel fotovoltaico é composto por células fotovoltaicas conectadas em série e/ou paralelo para produzir tensão e corrente suficientes para a utilização prática de energia, ao mesmo tempo em que promove a proteção das células [31]. O número de células conectadas em um módulo e seu arranjo série ou paralelo, depende da tensão de utilização e da corrente elétrica desejada. Devido as suas características elétricas, é necessário selecionar cuidadosamente as células ao serem reunidas no momento da fabricação do módulo. A incompatibilidade destas características resulta em módulos de baixa qualidade, devido ao efeito de *mismatch* (descasamento), onde células de menor corrente limitam o desempenho do conjunto, reduzindo a eficiência global do painel fotovoltaico [15].

Dependo do tipo de célula usada, os módulos podem ser rígidos ou flexíveis. Os módulos rígidos geralmente utilizam como base mecânica uma ou mais lâminas de vidro temperado, com baixo teor de ferro, para melhorar sua transmitância à radiação solar. Podem ainda ser moldurados com perfis de alumínio, para facilitar sua instalação em um painel, ou sem moldura, para ser utilizado como parte de uma construção ou como revestimento [12]. Entretanto, uma forma de classificação bastante utilizada é quanto ao material da célula utilizado em sua fabricação. Assim, para tal critério, classificam-se os painéis fotovoltaicos como: monocristalinos, policristalinos e filmes fino [32].

Atualmente, os módulos fotovoltaicos são produzidos em fábricas automatizadas com mínima interferência humana. A produção em série de painéis fotovoltaicos em grande quantidade tem permitido uma significativa redução nos preços e assegurando a manutenção de produtos de alta qualidade [31].

2.3.1.1. Células Fotovoltaicas

A célula fotovoltaica é um dispositivo gerador com características peculiares que a diferem das tradicionais fontes de energia [33]. A célula fotovoltaica é a principal estrutura de um painel fotovoltaico. O efeito fotovoltaico ocorre quando a célula é exposta a radiação solar e o aproveitamento desse efeito é consolidado por meio do campo elétrico da junção p-n e de um circuito elétrico externo [33]. Caso a célula não esteja conectada a uma carga, surgirá em seus terminais uma tensão denominada tensão de circuito aberto (V_{oc}). Por outro lado, se esta estiver conectada a uma carga, haverá circulação de corrente no circuito formado entre a carga e a célula. Com isso, é possível representar a célula a partir de seus parâmetros elétricos de saída (tensão e corrente) em função de fatores que influenciam na entrada [15]. A Fig. 12 apresenta o circuito equivalente de uma célula fotovoltaica.

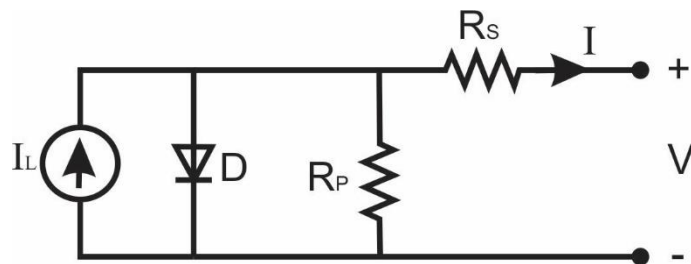


Figura 12. Circuito equivalente de uma célula fotovoltaica (Fonte: Adaptado de [31]).

A fonte de corrente I_L é a corrente fotovoltaica, que é a corrente elétrica originada devido ao efeito fotovoltaico. Esta possui grande influência nos parâmetros de saída do dispositivo fotovoltaico.

A Fig. 13, ilustra a curva I-V típica de uma célula fotovoltaica de silício, podendo ser observada a corrente de curto-circuito (I_{sc}), que é a máxima corrente que se pode obter na célula quando a tensão elétrica em seus terminais é igual a zero, a tensão de circuito aberto (V_{oc}), que é a tensão entre os terminais de uma célula quando não há corrente elétrica circulando e é a máxima tensão que uma célula pode produzir, o ponto de máxima potência (P_{MP}), que se localiza no “joelho” da curva I-V, é onde ocorre a máxima transferência de potência que pode ser entregue pela célula e está relacionada com o produto da tensão (V_{MP}) e da corrente (I_{MP}) no ponto de máxima potência [15].

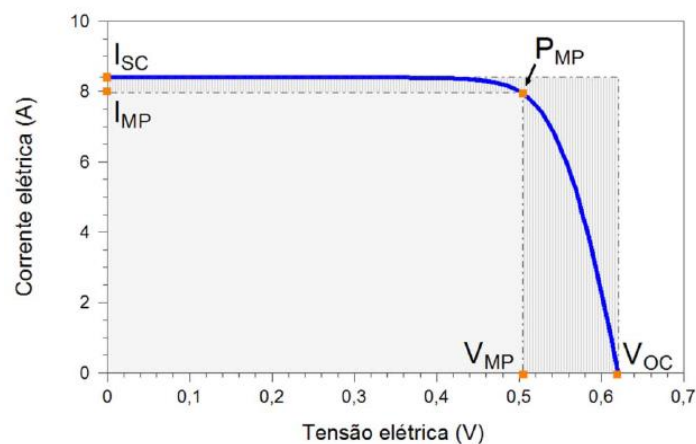


Figura 13. Corrente elétrica em função da diferença de potencial aplicada em uma célula de silício de 156 mm x 156 mm, sob condições padrão de ensaio (Fonte: [31]).

As condições padrão de ensaio (STC, do inglês *Standard Test Conditions*) são definidas para valores de 1000 W/m^2 , 25°C de temperatura e espectro solar AM 1,5.

2.3.1.2. Características Elétricas dos Painéis Fotovoltaicos

A potência nominal, a tensão e a corrente são as características elétricas mais importantes de um painel fotovoltaico, assim como em qualquer gerador elétrico [15]. A potência elétrica do módulo, geralmente, é identificada pela potência de pico (W_p). A definição da potência de pico é feita nas condições padrão de ensaio, considerando irradiância solar de 1000 W/m^2 sob uma distribuição espectral padrão para AM 1,5 e temperatura da célula de 25°C . Cabe ressaltar, que a maioria das grandezas elétricas utilizada para caracterizar um painel depende dessas condições de irradiância e temperatura [12].

Assim como para as células fotovoltaicas, pode-se medir em um módulo fotovoltaico a tensão de circuito aberto (V_{oc}) e a corrente de curto-circuito (I_{sc}). Entretanto, isoladamente, tais valores não dizem muito a respeito da potência real do módulo. Então, um dos ensaios mais completos para a determinação das características elétricas dos módulos fotovoltaico é a utilização da curva I-V [31]. A curva I-V para módulos é semelhante à curva I-V para células, contudo, os valores de tensão e corrente são maiores. O módulo é submetido a condições STC de ensaio e uma fonte de tensão variável realiza uma varredura entre uma tensão negativa de poucos *volts* até ultrapassar a tensão de circuito aberto do módulo. Enquanto ocorre esta varredura, são registrados pares de dados de tensão e corrente, permitindo o desenho de uma curva característica. Para cada ponto na curva I-V, o produto da corrente com a tensão indica a potência gerada para aquela determinada condição de operação. Assim, outra curva utilizada é a curva de potência em função da tensão, denominada curva P-V, que identifica o ponto com o máximo valor de potência. O ponto de máximo valor de potência é o P_{MP} com valores de tensão de máxima potência (V_{MP}) e corrente de máxima potência (I_{MP}) [15]. A Fig. 14 apresenta as curvas I-V e P-V para um painel fotovoltaico.

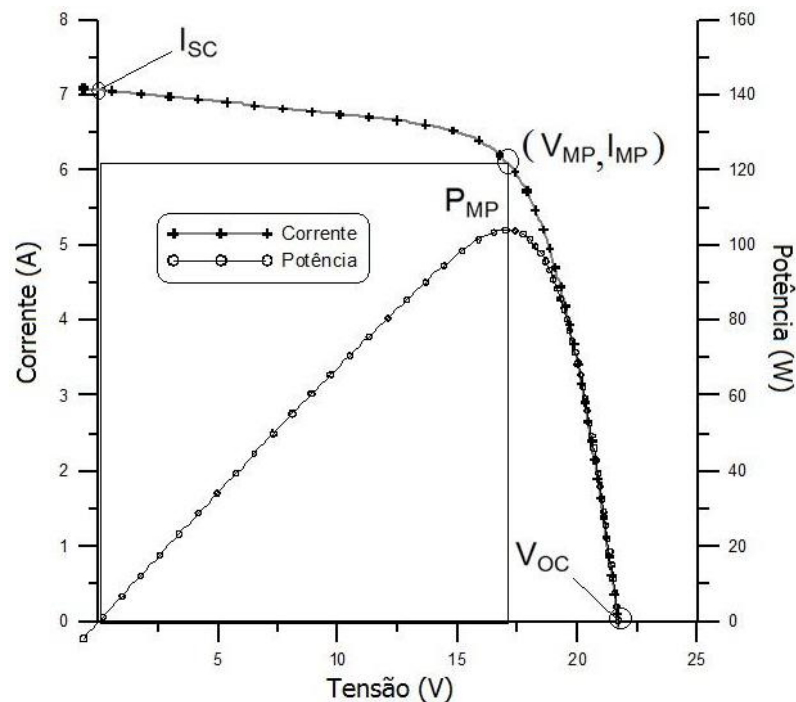


Figura 14. Curva característica I-V e curva de potência P-V para um módulo com potência nominal de 100 Wp [Fonte: [31].

Estes parâmetros (P_{MP} , V_{MP} , I_{MP} , V_{oc} e I_{sc}) especificam o painel fotovoltaico sob determinadas condições de radiação, temperatura de operação de célula e massa de ar.

2.3.1.3. Fatores que Afetam as Características Elétricas dos Painéis Fotovoltaicos

Segundo [31], de maneira semelhante ao que ocorre com as células fotovoltaicas, o desempenho dos painéis fotovoltaicos é fundamentalmente influenciado pela irradiância solar e pela temperatura das células.

Efeito da Irradiância Solar

A corrente elétrica gerada por um painel fotovoltaico aumenta com o aumento da irradiância solar. A corrente de curto-circuito tem um aumento linear com a irradiância. A Fig. 15 mostra a influência da variação do nível de irradiação solar nas curvas P-V e I-V, considerando a temperatura fixa em 25°C [31].

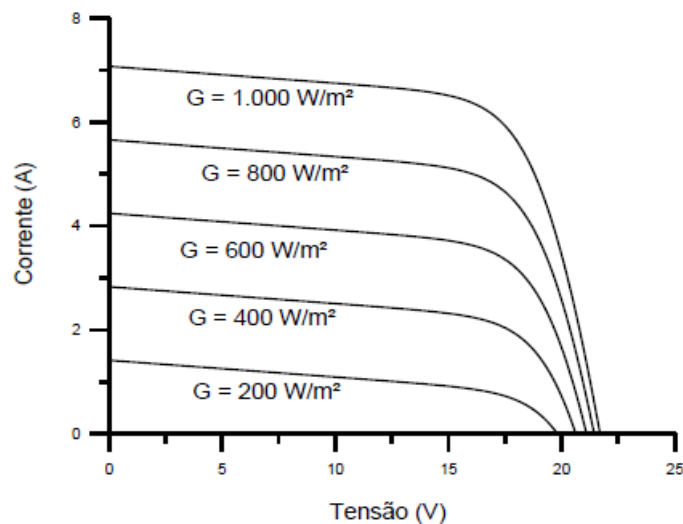


Figura 15. Efeito causado pela variação de irradiação solar sobre a curva característica I-V para um módulo fotovoltaico de 36 células de silício cristalino (c-Si) a 25 °C (Fonte: [31])

Efeito da Temperatura

A incidência de radiação solar e variação da temperatura ambiente implicam em uma variação de temperatura nas células que compõem os módulos. A Fig. 16 mostra curvas I-V para diversas temperaturas da célula. A corrente sofre uma elevação muito pequena que não compensa a perda causada pela diminuição da tensão [31].

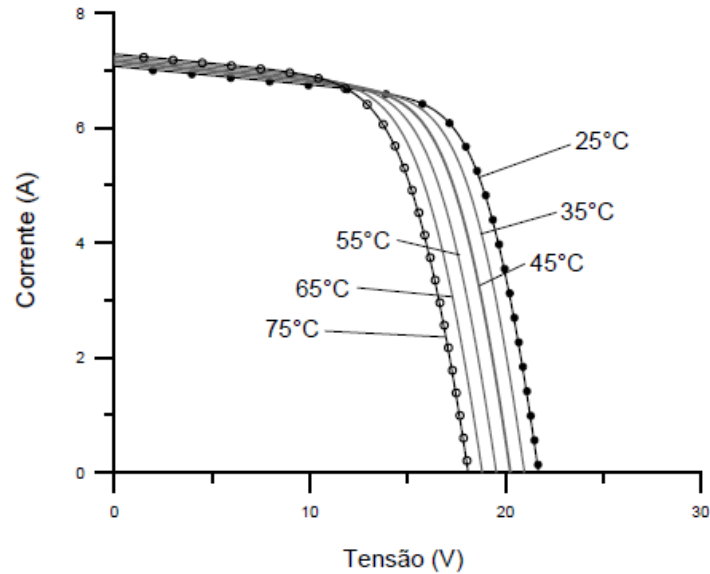


Figura 16. Efeito causado pela variação de temperatura das células sobre a curva característica I-V por um módulo fotovoltaico de 36 células de silício cristalino (c-Si) sob irradiação de 1000 W/m² (Fonte: [31]).

2.3.2. Inversores

Os inversores são dispositivos eletrônicos responsáveis pela conversão da energia elétrica em corrente contínua (CC) para energia elétrica em corrente alternada (CA). Esta alimentação em CC pode ter natureza diversa, como: baterias, células combustíveis ou módulos FV [12]. Como a energia gerada pelos módulos fotovoltaicos é em corrente contínua, é necessário a utilização de tal dispositivo para a conexão do gerador fotovoltaico com a rede. Além disso, a tensão de saída do inversor deve ser sincronizada com a tensão da rede. A Fig. 17 ilustra um diagrama simplificado da conexão do gerador fotovoltaico com a rede elétrica via conversor eletrônico de potência [15].



Figura 17. Diagrama simplificado para conexão do gerador fotovoltaico via inversor (Fonte: Adaptado [15]).

De acordo com [31], existe uma diversidade grande de tipos de inversores em função das peculiaridades de suas aplicações. Muitas vezes eles fazem parte de equipamentos maiores, como no caso de UPS (*No-Breaks*) e acionamentos eletrônicos para motores de indução.

No entanto, para sistemas FV, os inversores são enquadrados em duas categorias, a saber: inversores para sistemas FV conectados à rede e para sistemas autônomos. Embora os inversores dessas duas categorias compartilhem os mesmos princípios gerais de funcionamento,

eles possuem características específicas para atender às exigências das concessionárias de distribuição em termos de segurança e qualidade da energia [12]. De modo geral, os inversores com potências individuais menor ou igual a 5 kW têm saída monofásica. A partir dessa potência é mais comum a utilização de inversores com saída trifásica, ou inversores monofásicos em associação trifásica [31].

Quanto à classificação dos inversores, de acordo com [31], dependendo do princípio de operação, os inversores podem ser divididos em dois grandes grupos: comutados pela rede (comutação natural) e autocomutados (comutação forçada). A Fig. 18, mostra uma classificação dos inversores por princípio de operação.

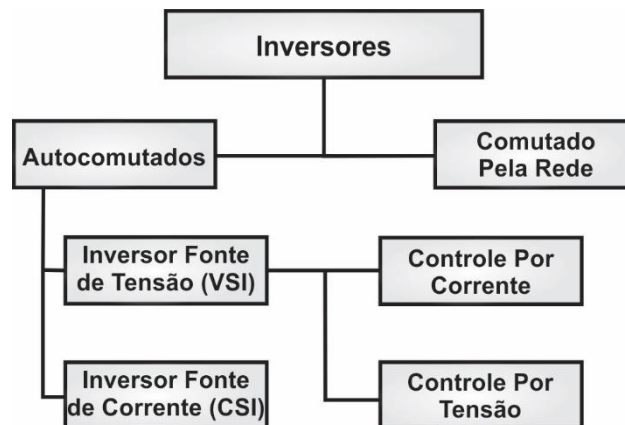


Figura 18. Tipos de inversores classificados de acordo com o princípio de funcionamento (Fonte: Adaptado de [31]).

Inversores Comutados Pela Rede

Como a troca do estado de condução para o estado de corte é controlada pelo circuito de potência, os inversores a tiristor são chamados de inversores de comutação natural ou inversores comutados pela rede.. Apesar de robusto e simples, sua baixa qualidade de tensão e corrente de saída (devido ao elevado conteúdo harmônico) requer o uso de redes de filtragem complexas, onerosas e que implicam perdas. Com o surgimento de novos dispositivos de chaveamento (MOSFET e IGBT), a utilização de inversores a tiristor foi sendo reduzida e hoje é restrita a unidades de potência elevada (acima de 100 kW) e acionadores (*drivers*) de motores elétricos de grande porte [31].

Inversores Autocomutados

Nos inversores autocomutados, os elementos de chaveamento são semicondutores que podem ser postos em estado de condução ou de corte em qualquer instante do ciclo através de um terminal de controle. Dependendo da velocidade de chaveamento e dos níveis de potência e tensão, são utilizados IGBTs ou MOSFETs nos inversores. Estes dispositivos operam com a

estratégia de controle de modulação por largura de pulso (PWM), o que permite um bom controle sobre a forma de onda e o valor da tensão de saída [31].

Os inversores autocomutados, de acordo com a Fig. 18, podem ser do tipo fonte de corrente (*Current Source Inverter*) ou fonte de tensão (*Voltage Source Inverter*). Na configuração fonte de tensão (a mais empregada em sistemas de conversão FV) o controle pode ser feito tanto por tensão quanto por corrente, isso depende da grandeza de saída tomada como referência. Devido à sua estabilidade diante de perturbações na rede e à facilidade no controle do fator de potência, o controle por corrente é adotado na maioria dos modelos para sistemas FV conectados à rede, em contrapartida, o controle por tensão é utilizado, principalmente, em inversores não conectados à rede [31].

Os inversores podem ainda ter um ou dois estágios, conforme a Fig. 19. A principal característica dos inversores de um estágio é a robustez e a alta eficiência, devido ao número reduzido de componentes. Por outro lado, no caso de um inversor sem transformador, a tensão CC de entrada deve ter um valor mínimo relativamente elevado, equivalente ao valor de pico da tensão CA da rede elétrica ou o dobro desta, isso vai depender da configuração da ponte inversora. A inclusão opcional de um transformador de alta frequência cria um isolamento galvânico entre os lados de corrente contínua e alternada [31].

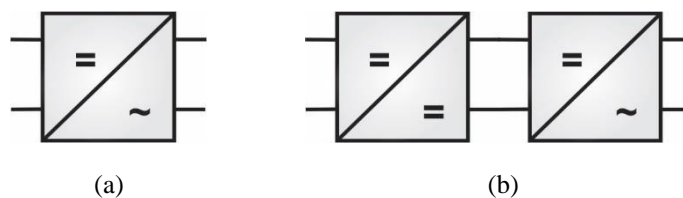


Figura 19. (a) Inversor de um estágio e (b) Inversor de dois estágios (Fonte: Adaptado de [31])

2.4. Seguimento do Ponto de Máxima Potência

Um gerador fotovoltaico submetido a uma irradiação solar uniforme (sem sombreamentos parciais) e sem células ou módulos defeituosos tem uma curva $P-V$ com formato semelhante ao apresentado na Fig. 20(a), na qual existe um único ponto com derivada nula, ou seja, onde atinge um máximo. Este ponto particular da curva é chamado P_{MP} – Ponto de Potência Máxima, no qual o produto da corrente pela tensão tem seu valor máximo [31].

Embora as variações de temperatura da célula sejam tipicamente mais lentas, da ordem de dezenas de segundos, a irradiância pode apresentar mudanças drásticas em questões de segundos, como resultado da passagem de nuvens. Da mesma forma, sombreamentos parciais provocados e edificações próximas, além de folhas ou sujeiras depositadas sobre a superfície

dos módulos, podem provocar distorções na curva característica do gerador fotovoltaico, inclusive com a ocorrência de máximos locais, como mostrado na Fig. 20(b) [31].

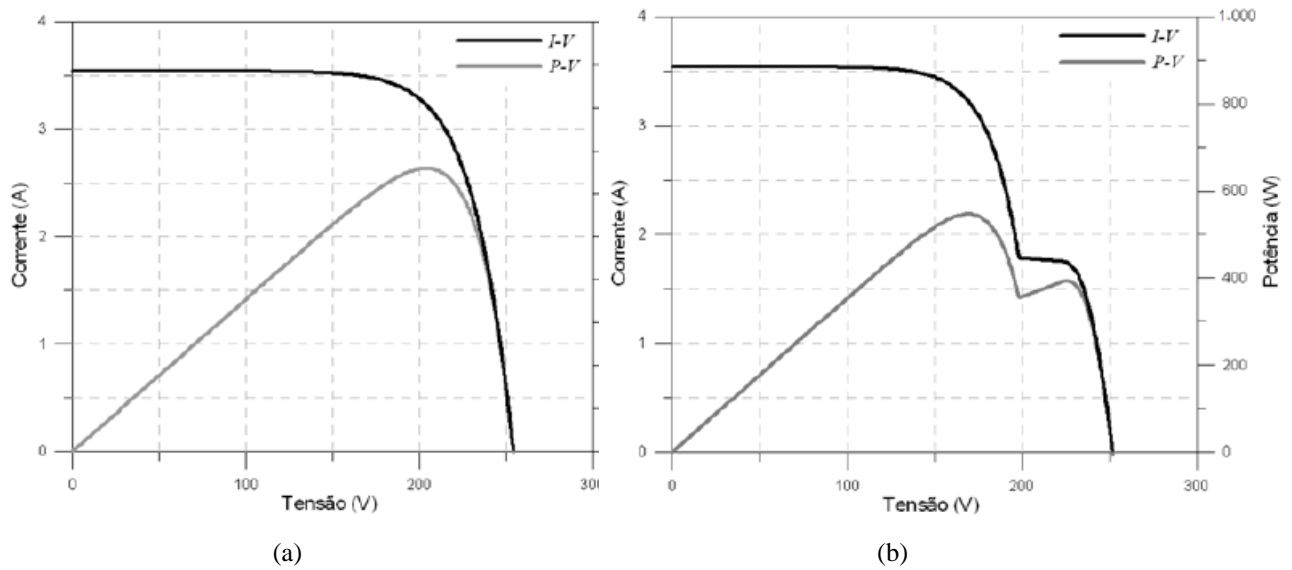


Figura 20. Curvas I-V (preta) e P-V (cinza) de um gerador de seis módulos de 72 células em série, mostrando a ocorrência de máximos locais na curva de potência, em decorrência de sombreamentos parciais: (a) todos sem sombreamento e (b) com um dos módulos submetido a um fator de sombreamento de 50% (Fonte: [31]).

Assim sendo, é conveniente que haja um mecanismo de controle eletrônico que observe continuamente as modificações na curva característica $I-V$ e atue sobre a eletrônica do inversor e/ou conversor $C/C-C/C$, de modo a manter o gerador fotovoltaico operando na tensão correspondente à tensão de máxima potência, maximizando a transferência de potência e evitando perdas nas células, que surgiriam se o acoplamento ocorresse em outra tensão que não a ótima. Este processo é chamado de seguimento de potência máxima (SPPM ou MPPT, em inglês), segundo informações retiradas de [31]. Por fim, vale ressaltar que um SPPM deve apresentar algumas características, como *precisão*, *eficácia* e *rapidez*.

2.5. Modelo Fotovoltaico no *OpenDSS*

Basicamente, um sistema fotovoltaico consiste em um ou mais módulos ou painéis de células solares que convertem a insolação do sol em corrente contínua (CC). Em seguida, um inversor CC/CA inverte a corrente contínua em um sinal de corrente alternada (CA) sincronizado com a rede [23]. No programa *OpenDSS*, a maioria desses componentes é representado de forma simplificada na classe do dispositivo *PVSystem*. A versão atual do modelo *PVSystem* é útil para simulações geralmente com etapas de tempo maiores do que 1s. O modelo pressupõe que o inversor possa encontrar o ponto de máxima potência (propriedade P_{MPP} do modelo no *OpenDSS*) do painel rapidamente. Isso simplifica a modelagem dos

componentes individuais (painéis FV e inversores) e é adequado para a maioria dos estudos de impacto de interconexão [23].

Um diagrama de blocos simplificado para todo o sistema FV implementado no *OpenDSS*, desde a célula solar até a rede é ilustrado na Fig. 21. O controle do inversor, que fornece os modos de controle de *Volt-Watt* e *Volt-Var* também é mostrado na figura, esse controle é modelado no *OpenDSS* através de um elemento de controle *InvControl* [23].

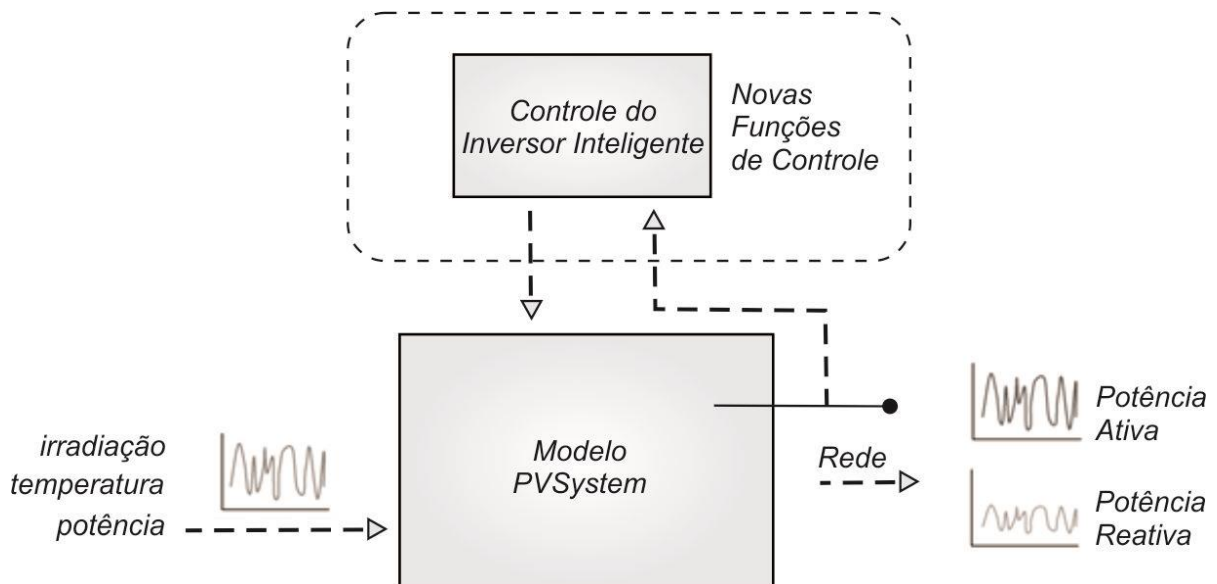


Figura 21. Diagrama de blocos simplificado do elemento *PVSystem* e do *InvControl* (Fonte: Adaptado de [23]).

Ainda de acordo com [23], o modelo do sistema fotovoltaico implementado através do *OpenDSS* usa objetos do tipo *XYcurve* para descrever certas características dos painéis e inversores FV. O usuário pode inserir curvas x-y como uma matriz de pontos ou como matrizes separadas de valores x e y. Os objetos *XYcurve* são interpolados linearmente entre pontos definidos para determinar o valor real. Para as curvas utilizadas no modelo do sistema FV, geralmente é suficiente inserir apenas 4 ou 5 pontos porque as curvas são relativamente suaves e monotônicas. Uma série de pontos também é usada para representar a curva de eficiência do inversor. Embora esta seja uma família de curvas dependendo da tensão do barramento CC, o modelo usa apenas uma única curva neste momento, usando uma curva próxima da tensão de operação típica de uma determinada matriz.

E o elemento *InvControl* funciona com objeto do elemento *PVSystem*, controlando-os de maneira a fornecer três funções principais do inversor avançado, função *Volt-Watt*, função *Volt-Var* e função dinâmica de corrente reativa [23]. Assim, um código de implementação de um sistema FV no *OpenDSS* com todas estas especificações pode ser observado no Apêndice A (A.1) deste trabalho.

Capítulo 3

Problemas da Regulação de Tensão

3.1. Introdução

Como mencionado nos capítulos anteriores, a crescente penetração da geração FV nas redes de distribuição causam grandes problemas tanto para as concessionárias quanto para os consumidores. A maioria deles está relacionado com problemas de tensão, esta dissertação aborda o problema da sobretensão e as consequentes comutações excessivas de tape causadas por esta elevada injeção de potência ativa na rede.

Além disso, a alta inserção de geradores distribuídos afeta significativamente o fluxo de potência e o perfil de tensão nos equipamentos tanto da concessionária quanto dos consumidores ao longo de um alimentador, podendo alterar a direção tradicional dos fluxos de potências ativa e reativa. A Fig. 22 apresenta uma sobretensão causada pela inserção da GD em um alimentador com cargas leves, com e sem a presença da geração distribuída .

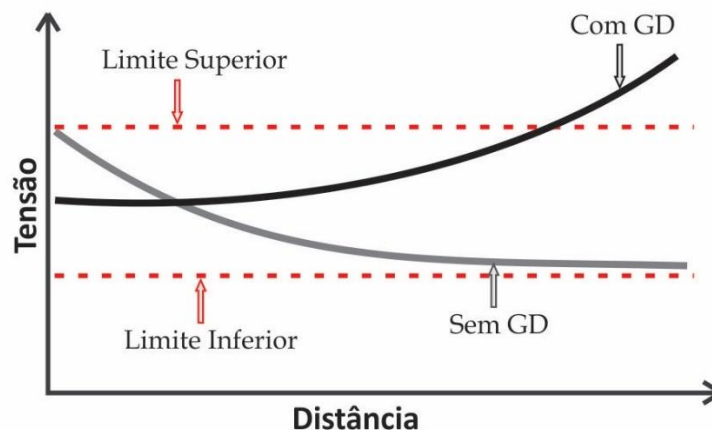


Figura 22. Sobretensão causada pela GD (Fonte: Próprio Autor)

Vale ressaltar que as tensões nas proximidades da GD são mais afetadas pela potência ativa injetada. Isso está diretamente relacionado com a relação X/R do alimentador de distribuição onde a GD está inserida.

Sendo assim, este capítulo apresenta uma abordagem teórica acerca do problema das variações de tensão causadas em redes de distribuição baseado no equacionamento do sistema sem e com a presença de geradores fotovoltaicos, respectivamente. Ao fim deste capítulo serão apresentados também os aspectos gerais dos Reguladores de Tensão, bem como seu modelo implementado no *OpenDSS*.

3.2. Regulação de Tensão em Redes de Distribuição Convencionais

De acordo com [12], tradicionalmente, as redes aéreas de distribuição são modeladas como redes passivas com topologia radial. Nesta configuração, os fluxos de potências ativa (P) e reativa (Q) fluem no sentido da maior para a menor tensão, portanto, da subestação para as cargas. A queda de tensão pode ser calculada analisando o sistema de distribuição mostrado na Fig. 23, composto por um barramento infinito com magnitude de tensão V_1 , pela linha de distribuição com impedância $Z = R + jX$ e pelo barramento onde há um equivalente de carga conectado, cuja tensão é V_2 .

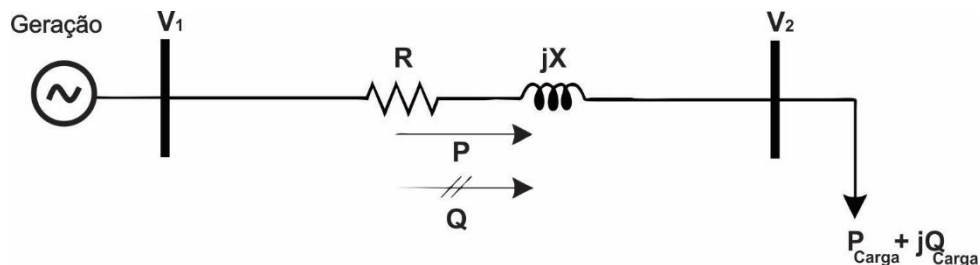


Figura 23. Sistema de distribuição convencional de duas barras (Fonte: Adaptado de [12]).

Aplicando a lei de *Kirchhoff's* das tensões, para a Fig. 23, a tensão no barramento infinito pode ser escrita pela Equação 1.

$$\bar{V}_1 = \bar{V}_2 + \bar{I}(R + jX) \quad (1)$$

Ainda de acordo com [12], representação em diagrama fasorial para a Equação 1 é mostrado na Fig. 23. O fasor de queda de tensão na resistência série (R) está em fase com a corrente, enquanto o fasor de queda de tensão através da reatância (X) está adiantado 90° em

relação à corrente. As linhas tracejadas representam as partes real e imaginária da queda de tensão na impedância de linha (Z).

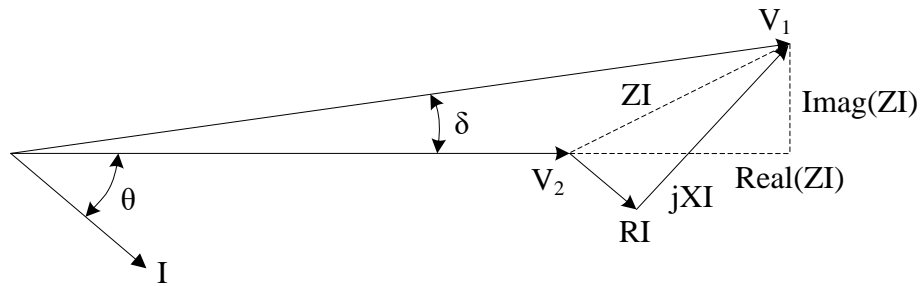


Figura 24. Diagrama fasorial (Fonte: [12])

A potência complexa que flui através da linha pode ser determinada pela Equação 2.

$$S = P + jQ = \bar{V}_1 \bar{I}^* \quad (2)$$

Portanto, a corrente que flui através da linha pode ser escrita pela Equação 3.

$$\bar{I} = \frac{P - jQ}{\bar{V}_1^*} \quad (3)$$

Substituindo a Equação 3 na Equação 1, a tensão V_1 pode ser escrita de acordo com a Equação 4.

$$\bar{V}_1 = \bar{V}_2 + \frac{P - jQ}{\bar{V}_1^*} (R + jX) \quad (4)$$

Assim, após alguma manipulação na Equação 4, a queda de tensão entre o barramento infinito e o barramento da carga, pode ser escrito como na Equação 5.

$$\Delta \bar{V} = \bar{V}_1 - \bar{V}_2 = \frac{RP + XQ}{\bar{V}_1^*} + j \frac{XP - RQ}{\bar{V}_1^*} \quad (5)$$

Segundo [34], para sistemas que são levemente carregados o ângulo entre a tensão da fonte e a tensão da carga, δ , conforme mostrado na Fig. 24, é muito pequeno, dessa forma, a queda de tensão é, aproximadamente, igual a queda da parte real e como a barra 1 é considerada

referência do sistema, o ângulo da tensão é zero, isto é, $\bar{V}_1 = |V_1| = V_1$. Portanto, a Equação 5 pode ser aproximada para Equação 6:

$$\Delta V = \bar{V}_1 - \bar{V}_2 \approx \frac{RP + XQ}{V_1} \quad (6)$$

De acordo com [35], a variação de tensão para um sistema de distribuição de grande porte pode ser determinada da mesma forma que na Equação 6. Para um sistema de n -barras, a variação de tensão entre os barramentos i^{th} e j^{th} pode ser escrita conforme a Equação 7.

$$\Delta V_{ij} \approx \frac{R_{ij}P_{ij} + X_{ij}Q_{ij}}{V_i} \quad (7)$$

3.3. Regulação de Tensão em Rede de Distribuição com Geração Distribuída Fotovoltaica

A conexão de geradores FV distribuídos em sistemas de distribuição pode afetar as condições normais do fluxo de potência na rede e provocar alterações no perfil de tensão ao longo do alimentador, uma vez que a rede deixa de ter um comportamento passivo e passar a ser ativa, ou seja, injeta potência na rede. A Fig. 25 mostra um alimentador de distribuição de duas barras com gerador FV conectado na extremidade do sistema por meio de um inversor equivalente [12].

Analisando o diagrama unifilar monofásico exposto na Fig. 25, é possível verificar o comportamento da rede elétrica em diferentes condições de injeção de potência pela planta FV. A primeira consideração, supõe que o gerador FV não gera potência ($P_{fv} = 0$) e que a carga seja indutiva. Nesse caso, a alimentação da carga é suprida pela subestação e a corrente fluirá pela linha no sentido direto, isto é, da barra 1 para a barra fv. A intensidade da corrente dependerá das potências P_{carga} e Q_{carga} demandadas. Sendo assim, quanto maior a potência exigida pela carga, maior será a queda de tensão na linha e, portanto, menor será a tensão da barra de carga, V_{fv} , em relação à tensão da subestação, 1 [12].

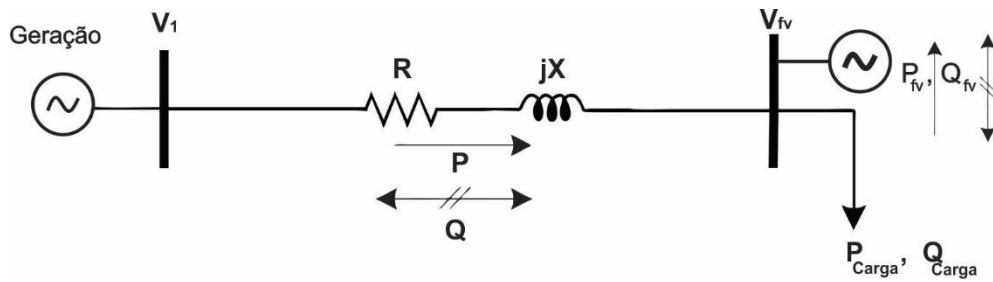


Figura 25. Alimentador de distribuição de duas barras com planta FV (Fonte: Adaptado de [12])

Com o sistema FV gerando potência, a corrente na linha passa a depender da diferença entre a potência gerada pela planta FV e a consumida pela carga. Desta maneira, quando a potência ativa gerada pelos painéis solares é menor que a consumida pela carga ($P_{fv} < P_{carga}$), a corrente de linha continua fluindo no sentido direto. No entanto, como o gerador FV alimenta parte da carga, a corrente na linha é inferior àquela do cenário sem suprimento de potência pela GD. Com isso, a tensão no ponto de acoplamento da planta FV sofre um aumento em relação ao primeiro caso [35-36].

O último caso, refere-se ao cenário onde a potência ativa gerada pela planta FV é superior à demandada pela carga ($P_{fv} > P_{carga}$), assim, a corrente na linha torna-se reversa, fluindo do gerador FV para a subestação, e a tensão na barra fv, pode se tornar maior que a tensão da barra de fornecimento V_1 . Por esse motivo, a Equação 6 passa a ser escrita como mostrado na Equação 8 [35-36].

$$\Delta V = V_{fv} - V_1 \approx \frac{R \cdot P + X \cdot Q}{V_{fv}^*} \quad (8)$$

Onde $P = P_{fv} - P_{carga}$, $Q = \pm Q_{fv} - Q_{carga}$, R e X são as resistências e reatâncias acumuladas no caminho da subestação até a barra do gerador FV e V_{fv} é magnitude de tensão na barra do gerador FV. Para um sistema de n -barras, ao se conectar uma planta FV no barramento j^{th} , a variação de tensão ΔV_{ji} no ponto de conexão da fonte FV pode ser escrita pela Equação 9 [35].

$$\Delta V_{ij} \approx \frac{R_{ij} (P_{fvj} - P_{cargaj}) + X_{ij} (\pm Q_{fvj} - Q_{cargaj})}{V_j} \quad (9)$$

3.4. Reguladores de Tensão em Redes de Distribuição

O Regulador de Tensão (RT) é um dos dispositivos utilizados pelas concessionárias de distribuição para preservar os níveis de tensão na rede. Os RTs mantêm as tensões de linha dentro de limites pré-determinados e assegura que estas sejam entregues aos consumidores respeitando padrões de qualidade [18]. O RT considerado (*Step Voltage Regulator*) é basicamente um autotransformador com tapes ou passos no enrolamento em série, como mostra a Fig. 26. Estes dispositivos são utilizados puramente para controle de tensão, não sendo empregado para transformação de tensão [37].

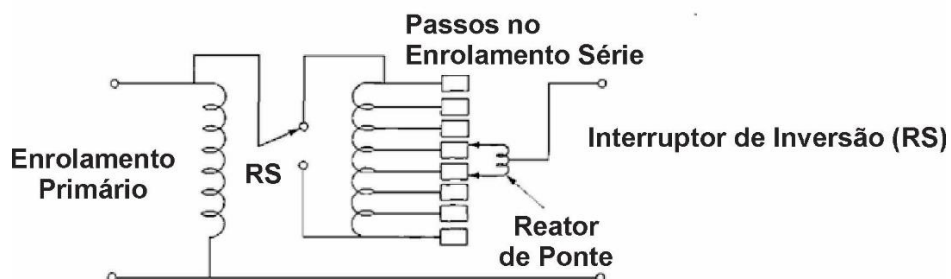


Figura 26. Esquemático do *Step Voltage Regulator* (Fonte: Adaptado de [37]).

A tensão induzida nos enrolamentos série pode ser adicionada ou subtraída da tensão nos enrolamentos do primário do transformador, dependendo da polaridade do enrolamento série. Um interruptor de inversão (*reversing switch - RS*) é usado para possibilitar a inversão de polaridade. Dessa forma, a magnitude da tensão na saída do enrolamento série varia de acordo com a posição do tape, o que pode acontecer com o transformador sob carga [18].

Tipicamente, um RT possui a capacidade de corrigir entre $\pm 10\%$ da tensão, por meio de 32 degraus, onde cada degrau representa $5/8\%$ de variação de tensão. A Fig. 27 mostra os principais elementos do mecanismo de controle do RT. Este é configurado para manter a tensão constante (respeitando uma faixa estreita) nos terminais do secundário ou em algum ponto ao longo do alimentador estabelecido pelas configurações (R e X) do LDC (*Line Drop Compensator*) [37].

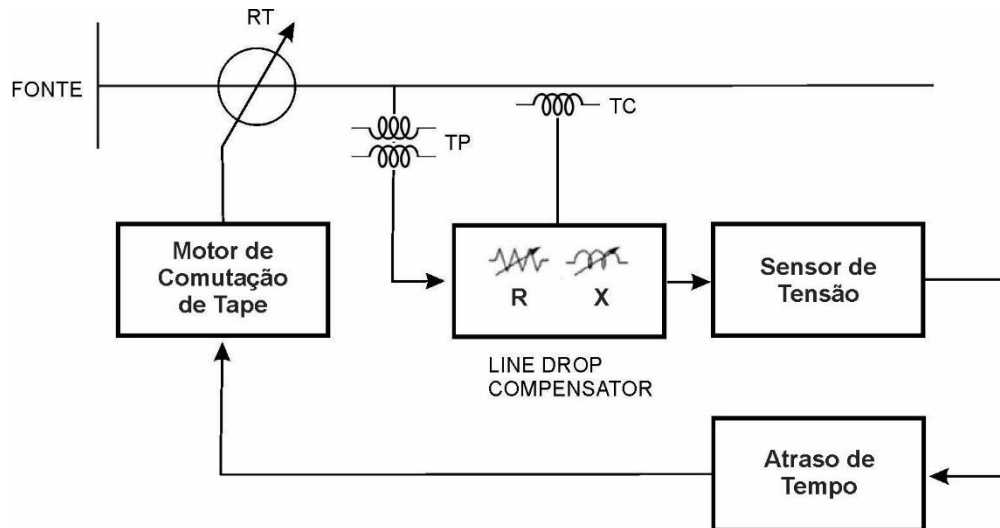


Figura 27. Mecanismo de Controle do RT (Fonte: [18]).

O sensor de tensão compara a tensão de entrada com um valor pré-definido. Se a tensão de entrada desviar do *setpoint* além da tolerância definida, o motor que promove a comutação de tape executa o mecanismo de comutação no sentido que leve a tensão de volta à faixa estabelecida. Esta faixa é conhecida como *bandwidth* e está em torno de $\pm 2\%$ do valor do *setpoint*. O atraso de tempo, o qual é ajustável, previne que o RT atue em variações de tensão temporárias ou auto-corrigíveis. Valores típicos de atraso de tempo para o primeiro movimento do tape variam entre 30 e 60 segundos [37].

A Fig. 28 ilustra a aplicação de RTs e capacitores *shunt* para regular o perfil de tensão ao longo de um alimentador. A Curva 1 mostra o perfil de tensão para uma distribuição de cargas razoavelmente homogênea ao longo do alimentador, sem os dispositivos de regulação de tensão. Percebe-se nesta situação que a tensão na maioria das barras do sistema se encontram abaixo do limite mínimo. A inclusão do RT (R_1) move o perfil de tensão para cima, conforme mostrado na Curva 2. O banco de capacitores (C), localizado a aproximadamente $2/3$ da distância entre alimentador e subestação, move o perfil de tensão para a Curva 3. A adição do RT suplementar (R_2) acerca de $1/3$ do comprimento do alimentador a partir da subestação torna possível a obtenção de um perfil de tensão dentro dos limites desejados ao longo de todo o alimentador, conforme verificado na Curva 4 [18].

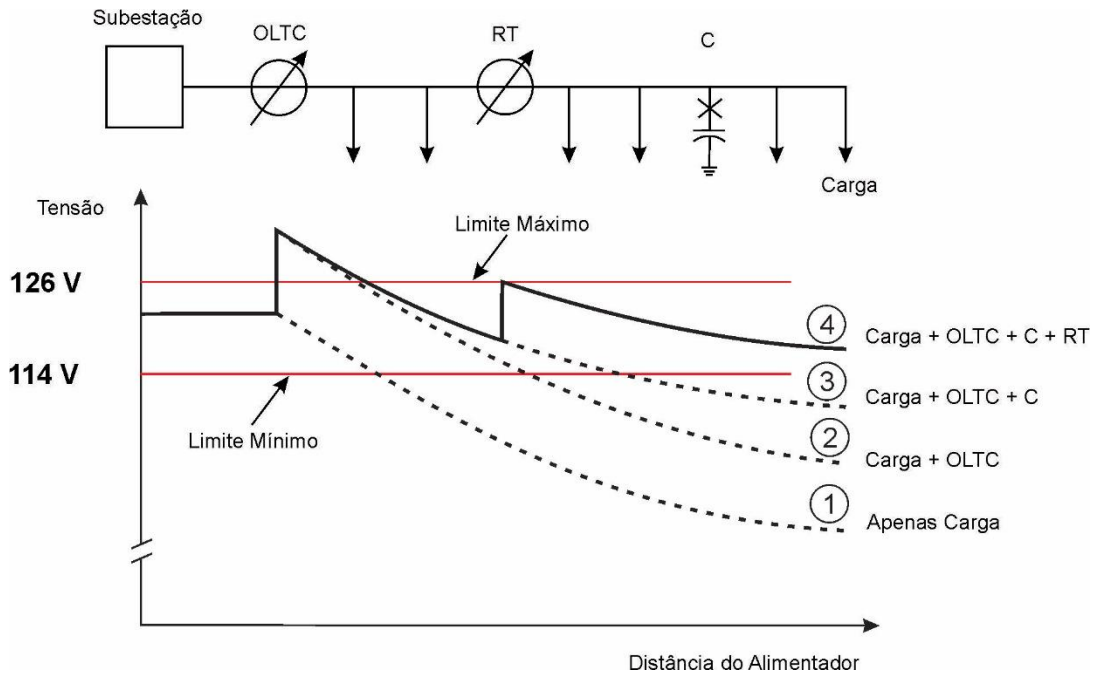


Figura 28. Variação de Tensão de um Alimentador Radial (Fonte: Adaptado de [18]).

Para alimentadores muito longos, pode ser necessário usar dois reguladores em cascata. Um regulador é colocado aproximadamente no meio do alimentador e o outro regulador é colocado em aproximadamente um quinto da distância da estação final. Em tais casos, é necessário garantir uma sequência de operação apropriada dos dois reguladores ajustando o atraso de tempo do regulador mais distante da estação que o do regulador mais próximo. As configurações típicas são 30 segundos para o regulador mais próximo da estação e 40 segundos para o outro regulador [37].

O diagrama de blocos do sistema de controle discreto usado para realizar comutação automática de tape sob carga é mostrado na Fig. 29. Sendo que este sistema consiste nos seguintes elementos básicos:

1. Mecanismo de comutação de tape conduzido por uma unidade motora;
2. RT representado por elementos de medição e atraso de tempo;
3. Compensador de queda de tensão na linha – *line drop compensator (LDC)*;

O elemento sensor, exposto na Fig. 29, é responsável pela mediação de tensão da barra controlada e pela comparação dessa tensão com a de referência. O erro gerado é submetido a uma banda morta para evitar atuações frequentes e desnecessárias do comutador e, dessa forma, preservar a vida útil do equipamento. Frequentemente, a curva de histerese é usada na banda morta, isso, de acordo com [38], torna o controle menos sensível às oscilações próximas ao limite da banda. Quando o sinal de erro superar o limite de banda morta, o elemento sensor

encaminha um sinal para atuação do relé temporizado. Entretanto, se o erro voltar a ficar dentro da banda morta, o relé é “resetado”. Nesta dissertação, o valor da banda morta adotado nas simulações que envolvem a presença de RT é de 1 %.

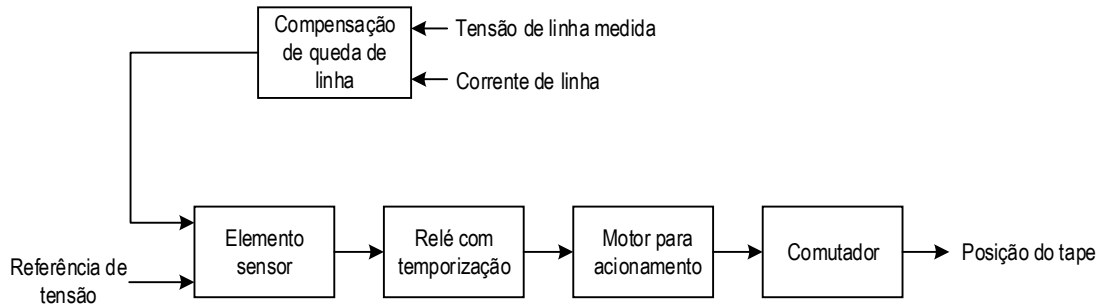


Figura 29. Diagrama de bloco funcional do sistema de controle para transformadores com mudança automática de tape (Fonte: [12]).

3.4.1. Características Construtivas do Regulador de Tensão

O RT é um equipamento tradicional de controle de tensão de sistemas de distribuição de energia elétrica. Normalmente é usado em alimentadores longos nos níveis de tensão de 13,8 kV ou 34,5 kV. A finalidade é garantir que as tensões sejam mantidas dentro de faixas pré-determinadas pela concessionária, assegurando, portanto, a qualidade no fornecimento da tensão ao consumidor final. A Fig. 30 apresenta um RT monofásico com potência nominal de 138 kVA, tensão nominal de 13,8 kV e frequência de 60 Hz [12].



Figura 30. Regulador de tensão monofásico (Fonte: [12]).

O RT é um autotransformador com tapes em seu enrolamento série, conforme mostrado na Fig. 31. A tensão induzida nos enrolamentos séries pode ser adicionada ou

subtraída da tensão primária, isso depende da polaridade do enrolamento série. Uma chave inversora (CI) é usada para possibilitar a inversão de polaridade. À vista disso, a magnitude da tensão na saída do enrolamento série varia de acordo com a posição do tape, o que pode acontecer com o transformador operando sob carga [37].

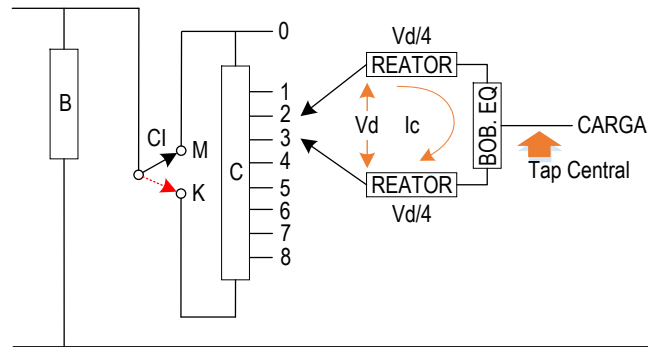


Figura 31. Esquema de tape de RT (Fonte: [12]).

O reator, presente na Fig. 31, é necessário para que na mudança de tape, da posição 2 para posição 3, por exemplo, não seja necessário desenergizar o regulador. Dessa forma, enquanto uma das extremidades (pernas) do reator se move para do tape 3, a alimentação da carga se faz através da outra extremidade do reator. A bobina de equalização é empregada para resolver o problema da tensão de arco durante as comutações do regulador [12].

O relé temporizado foi modelado para operar com dupla temporização (a primeira mudança de tape é mais lenta que as subsequentes). No entanto, é possível modelar outras filosofias de temporização, como por exemplo, temporização fixa e temporização variável com curva de tempo inverso. A atuação do relé envia comando para atuação do mecanismo de mudança de tape, porém, sua temporização é “resetada” caso o erro volte a ficar dentro da banda morta [12].

Uma vez recebido o comando do relé temporizado, a mudança de tape ocorre de forma quase instantânea (cerca de 50 milissegundos), porém, é necessário que o motor de acionamento prepare o mecanismo de atuação armazenando energia mecânica em um dispositivo do tipo mola. Esse procedimento tem um tempo de preparação típico de 5 segundos. Normalmente, uma vez acionado o motor para mudança de tape, essa ordem não pode mais ser cancelada, ainda que o relé seja “resetado” [38].

3.4.2. Modelo do Regulador de Tensão no *OpenDSS*

O sistema teste foi modelado e simulado o *Software OpenDSS*. Logo, para implementar um RT no *OpenDSS* é necessário definir um transformador 1:1 através do objeto *Transformer* e em seguida implementar o controle através do objeto *RegControl*. Assim, através de [39], pode-se identificar e definir os parâmetros de configuração do RT através das propriedades do objeto *RegControl*. O código de implementação do RT no *OpenDSS* pode ser observado no Apêndice A (A.2) deste trabalho.

De acordo com [39], o *RegControl* é um objeto de controle do *OpenDSS* que foi projetado para emular um RT em sistemas elétricos padrões. Ajusta também o tape no enrolamento do transformador a ser controlado, mas também pode ser direcionado para controlar o tape em outro enrolamento. Este controle possui também a modelagem do *line drop compensator* (compensador de queda de linha ou LDC), definida através das propriedades *R*, *X*, *CTprim* e *ptratio*. Este elemento de controle também pode ser configurado para monitorar a tensão em um barramento remoto para emular vários dispositivos de redes inteligentes. Esta dissertação faz a utilização deste objeto para implementar um RT em uma rede de média tensão em 13.8kV em conjunto com os controles *Volt-Watt* e *Volt-Var*. A seguir será apresentado uma breve descrição e principais parâmetros que foram configurados através das propriedades do *RegControl Object*:

- *Winding*: Número do enrolamento do elemento do transformador que o *RegControl* está monitorando, 2, tipicamente.
- *Vreg* – Tensão de referência do regulador de tensão, em Volts, para que o enrolamento seja controlado. Multiplicando este valor vezes a o valor da propriedade *ptratio* deve-se obter a tensão através do enrolamento do transformador controlado, nesta dissertação foi utilizado uma tensão de referência (*vreg*) de 100 V.
- *Ptratio*: A razão que converte a tensão de enrolamento controlado para a tensão do regulador. Nesta dissertação foi utilizado alimentador teste em 13,8kV, logo sua tensão de fase é o equivalente a 7.967,43 V. Então, divide-se este valor pelo valor configurado para tensão de referência (*vreg*), assim tem-se o valor de 79,674 para a propriedade *ptratio*.

- *Band*: É a faixa de banda morta configurada no o regulador de tensão, valores típicos variam entre 1% e 3%, nesta dissertação foi considerado o valor da banda morta de 1%.
- *Delay*: É o atraso de tempo, em segundos, a partir de quando a tensão começa a sair da banda morta para a primeira mudança de tape. Isso é usado para determinar qual controle do regulador irá agir primeiro. Nas simulações, foram considerados um *delay* de 30s.
- *Tapdelay*: atraso em segundos entre as mudanças de tape. Isto é, quanto tempo leva entre as mudanças de tape após a primeira alteração. Nas simulações realizadas nesta dissertação, foram considerados um *tapdelay* de 5s.

Capítulo 4

Funções de Controle *Volt-Watt* e *Volt-Var*

4.1. Introdução

Como mencionado nos capítulos anteriores, com a alta penetração FV nas redes de distribuição, os níveis de tensão na rede começam a oscilar e causam uma grande preocupação para os consumidores e operadores do sistema. Nesta dissertação são tratados com maior ênfase os problemas de sobretensão e as comutações excessivas de tape, ambos causados pelo alto grau de inserção de potência ativa pelos geradores FV na rede.

Na busca de soluções para minimizar estes problemas, surgem as funcionalidades de controle presentes nos inversores FV inteligentes. Uma série de estratégias utilizando as funcionalidades dos inversores inteligentes foram descritas em [23-27], incluindo as estratégias de controle *Volt-Watt* (VW) e *Volt-Var* (VV), visando analisar e mitigar os efeitos causados pelo alto nível de penetração PV. Pois, a exploração da capacidade que a fonte FV possui de injeção/absorção de potência reativa é uma opção cada vez mais atrativa. Em [21], afirma-se a opção para mitigar problemas de qualidade de tensão é usar a capacidade do inversor FV. Entretanto, um dos principais desafios de explorar inversores fotovoltaicos para regular a tensão é motivar os proprietários de energia solar a suportar a regulação da tensão do alimentador.

As tensões dos terminais do sistema FV, dadas as características de impedância, são altamente dependentes da saída de potência ativa e reativa (ou absorção, no caso de potência reativa) do sistema fotovoltaico em qualquer momento. Se a tensão estiver em um nível superior ao normal, não podemos controlar, usando o controle do inversor, o componente de tensão do sistema, mas podemos controlar os níveis de potência de potência ativa e reativa [23].

Nesse novo cenário é essencial utilizar *softwares* capazes de realizar os cálculos elétricos e modelar esses novos elementos, com o objetivo de se realizar simulações ao longo de um período de estudo e, então, poder prever o comportamento das redes de distribuição com os novos equipamentos. Assim, este capítulo traz uma abordagem teórica acerca das funções de controle *Volt-Watt* e *Volt-Var*, utilizadas como propostas para resolver os problemas estudados nas simulações realizadas nesta dissertação. Bem como seus modelos e curvas implementadas através do *software OpenDSS*.

4.2. Função de Controle *Volt-Watt*

A funcionalidade *Volt-Watt* é utilizada para reduzir a saída de potência ativa em cada sistema *FV* individualmente, com o objetivo de amenizar as sobretensões causadas pela inserção da GD. Isso pode ser extremamente necessário quando os controles existentes de regulação da tensão não conseguem evitar essas sobretensões [27]. Segundo [23], esta função de controle é mais eficaz para os sistemas de distribuição que possuem um valor baixo para a relação *X/R* dos cabos. Pois, se a rede possuir característica mais reativa do que resistiva, a função *Volt-Var* pode ser mais apropriada.

A função *Volt-Watt* destina-se a fornecer um mecanismo flexível através do qual uma curva *Potência Ativa vs. Tensão* pode ser configurada pelo usuário através de um conjunto de pontos (x, y) que definem a saída de potência ativa em vários valores de tensão terminal em p.u. (Fig. 32). Vale salientar que a função *Volt-Watt* ajusta apenas a saída de potência ativa e não a saída de potência reativa [27].

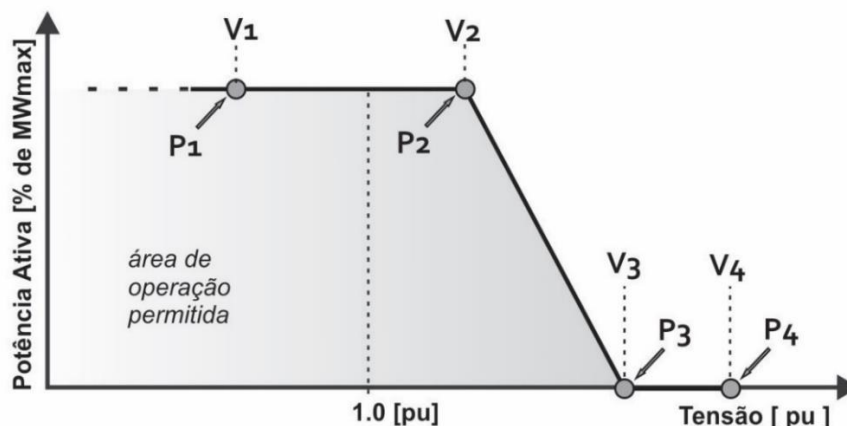


Figura 32. Curva de Controle *Volt-Watt* (Fonte: Adaptado de [23]).

Através da Fig. 32 observa-se que esta função controla a saída de potência ativa de um determinado sistema FV por meio de uma curva de *Potência Ativa vs. Tensão*. À medida que a tensão aumenta acima de um certo nível (V_2), a saída de potência ativa é reduzida linearmente de P_2 até P_3 para tensões entre V_2 e V_3 . No nível de tensão V_3 ou superior, a saída de potência ativa é ajustada para zero.

De acordo com [23], a utilização da função de controle *Volt-Watt* é mais indicada em algumas situações específicas. Primeiramente, em circunstâncias em que existe alta produção de potência ativa pelo sistema FV e baixo carregamento na rede, causando elevação da tensão no alimentador por longos períodos de tempo. Assim, a função *Volt-Watt* pode ser utilizada para reduzir a saída de potência ativa, visando eliminar as elevadas tensões, principalmente quando os outros mecanismos de controle não o fazem. Outra situação favorável a utilização do controle *Volt-Watt* é em circunstâncias em que um grande número de clientes são atendidos pelo mesmo transformador de distribuição que possui um sistema FV. Com isso, a tensão de serviço local pode subir muito. O que pode resultar em certos inversores FV que não ligam. Portanto, reduzir a produção de energia ativa dos sistemas fotovoltaicos através da função *Volt-Watt* pode permitir que mais do sistema FV possa ser compartilhado com as cargas no transformador de distribuição.

4.2.1. Modelo do Controle *Volt-Watt* Implementado no *OpenDSS*

Para implementar a função de controle *Volt-Watt* no *OpenDSS* e então poder realizar as simulações no alimentador teste utilizado é necessária a criação prévia de dois elementos, que são o elemento *PVSystem* (representa o sistema FV) e o objeto *XYCurve* (representam a curva de controle *Volt-Watt*).

De acordo com [23], utilizando o controle do inversor no modo de controle de tensão, o usuário deve primeiro definir um ou mais objetos *PVSystem* na rede, estes sistemas FV são controlados pelo dispositivo *InvControl* no *OpenDSS*. Os objetos *PVSystem*, que representam um sistema fotovoltaico completo, incluindo painel FV, devem ter sua classificação kVA em escala completa e P_{MPP} definidos. P_{MPP} é a potência máxima nominal da matriz fotovoltaica para a irradiância de $1,0 \text{ kW} / \text{m}^2$ e uma temperatura de matriz selecionada pelo usuário. O fator de potência deve ser definido como unidade para o objeto *PVSystem*. Outras configurações que seriam úteis para definir são o nível de corte (desligar o inversor) kVA e o nível de corte

(alternar o inversor) kVA para definir os níveis de potência abaixo e acima dos quais o inversor desliga ou liga.

Além do modelo *PVSystem*, a função *Volt-Watt* requer que o usuário defina um ou mais objetos *XYCurve*. Deve haver uma instância do *XYcurve* do dispositivo *InvControl*. O objeto *XYCurve* define a potência ativa de saída como uma função da tensão do terminal no do sistema FV. Assume-se que a tensão do terminal em um sistema fotovoltaico deve-se a dois fatores: (1) tensão do sistema, refletida através do transformador de interconexão com alguma queda devido à impedância do transformador mais qualquer queda devido aos condutores secundários entre os terminais secundários do transformador e o sistema fotovoltaico; e (2) a potência ativa do FV.

Para configuração do eixo y da curva de controle *Volt-Watt*, dado que o nível de saída de potência ativa varia ao longo do dia como uma função da (principalmente) irradiação nos painéis fotovoltaicos, parece que para fornecer um controle mais preciso sobre a porção do aumento de tensão devido à saída de potência ativa, devemos definir o eixo y em termos de potência de produção atual [23].

Para o eixo x, as unidades estão dentro por unidade da tensão terminal do objeto *PVSystem*. No entanto, a quantidade para converter de *volts* para tensão por unidade pode ser definida pelo usuário. A configuração padrão é usar a tensão nominal do objeto *PVSystem* para dar a cada unidade a tensão. Uma opção alternativa é usar uma janela de média balanceada, de comprimento definido pelo usuário, para converter a tensão terminal do objeto *PVSystem* de *volts* para tensão por unidade. Para os sistemas fotovoltaicos com mais de uma fase, a tensão do terminal é representada pela média do número de fases de tensão fase [23].

Quando inserido separadamente, deve haver um número igual de pontos de matriz x como pontos de matriz y para definir a saída de energia ativa como uma função da tensão do terminal. A Fig. 32 apresenta um conjunto de pontos que são utilizados para definir a curva *Volt-Watt*. Note, novamente, que o eixo y está em por unidade de saída de potência ativa atual. Assim, o código de implementação do controle *Volt-Watt* no *OpenDSS* pode ser observado no Apêndice A (A.3) deste trabalho.

4.3. Função de Controle *Volt-Var*

Recentemente, a possibilidade de incorporar a capacidade de controle de potência reativa (var) com inversores FV para dar suporte à rede de distribuição foi relatada em vários

artigos [23-27]. A alta penetração FV causa um alto grau de imprevisibilidade no funcionamento de um alimentador de distribuição, devido ao comportamento intermitente da irradiação solar. Isso tem um grande impacto sobre o fluxo de potência e o perfil de tensão do alimentador [24].

No geral, a funcionalidade de controle inteligente *Volt-Var* é usada para tentar manter a tensão no terminal do sistema fotovoltaico dentro dos limites estabelecidos pelo PRODIST [16]. Assim, a absorção de potência reativa (região indutiva) pode ser utilizada se a tensão exceder o limite superior, conforme a definição da curva *Volt-Var* (Ver Fig. 33). Por outro lado, se houver tensões inferiores ao normal nos terminais do sistema FV, a potência reativa pode ser entregue à rede (região capacitiva) para ajudar a aumentar a tensão para níveis adequados [27].

A função de controle *Volt-Var* permite que cada sistema FV individual forneça uma resposta variável única de acordo com: a tensão no ponto de conexão (os terminais do sistema FV), a capacidade de potência aparente disponível do inversor naquele ponto no tempo e os *setpoints Volt-Var* definidos pelo usuário, como ilustrado na Fig. 33 [23].

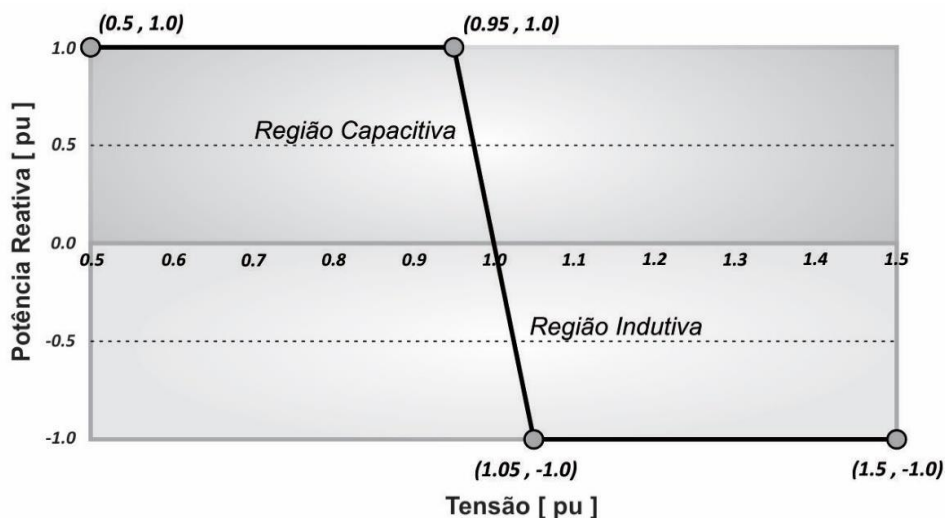


Figura 33. Curva de Controle *Volt-Var*: Potência Reativa disponível vs. Tensão no ponto de conexão. (Fonte: Adaptado de [23])

De acordo com [21], os inversores do gerador FV são tipicamente dimensionados para fornecer apenas energia ativa (P) com base no tamanho do painel fotovoltaico (ou fator de potência unitário). Não é uma prática padrão injetar ou absorver energia reativa (Q). No entanto, padrões de rede recentes criaram incentivos para que os geradores fotovoltaicos forneçam P e Q, devido ao aumento expressivo nos níveis de penetração FV. Assim, a potência reativa máxima (Q_{max}) que um inversor FV pode fornecer em determinado instante t depende da potência ativa gerada nesse instante (P (t)). Sendo assim, é assumido para este trabalho que toda

a gama de potência reativa está disponível para ser enviada para a rede (potência reativa capacitiva) ou absorvida da rede (potência reativa indutiva). Logo, a potência reativa disponível (a ser fornecida ou absorvida) em qualquer momento na simulação é regida pela Equação (10). Onde S_{nom} é a potência aparente nominal do inversor:

$$Q_{max}(t) = \sqrt{S_{nom}^2 - P(t)^2} \quad (10)$$

E Equação (8) demonstrada no item 3.3 do capítulo anterior apresenta a relação entre a variação de tensão e troca de energia ativa e reativa do sistema com o gerador FV conectado à rede.

Onde $P = P_{fv} - P_{carga}$, $Q = \pm Q_{fv} - Q_{carga}$, R e X são as resistências e reatâncias acumuladas no caminho da subestação até a barra do gerador FV e V_{fv} é magnitude de tensão na barra do gerador FV.

Fazendo $\Delta V = 0$ em (8), Q é representado pela Equação 11:

$$Q \approx -\frac{R \cdot P}{X} = -P \cdot \left(\frac{X}{R}\right)^{-1} \quad (11)$$

Portanto, ao utilizar o controle *Vol-Var* nos inversores FV, a quantidade de energia reativa que deve ser injetada para cancelar a variação de tensão depende da mudança de potência ativa, P e da relação X/R do alimentador [21].

4.3.1. Modelo do Controle *Volt-Var* Implementado no *OpenDSS*

Para implementar a função de controle *Volt-Var* no *OpenDSS*, assim como a função *Volt-Watt*, é necessária a criação prévia de dois elementos, que são o elemento *PVSystem* (representa o sistema FV) e o objeto *XYCurve* (representa a curva de controle *Volt-Var*). As principais propriedades desses dois objetos já foram descritas no item 4.2.1., pois possuem as mesmas definições, alterando apenas os pontos fornecidos para as curvas de controle.

O objeto *XYCurve* define a potência reativa de saída como uma função da tensão do terminal no objeto do sistema FV. Os pontos x e y definidos para o objeto *XYCurve* da curva de controle *Vol-Var* estão bem definidos na Fig. 33. Em seguida, o usuário deve definir o objeto *PVSystem* que será controlado por um elemento *InvControl*, agora no modo de controle *Volt-Var*. O código de implementação do controle *Volt-Var* no *OpenDSS* pode ser observado no Apêndice A (A.4) deste trabalho.

Um sinal positivo para a saída de potência reativa (por unidade, p.u.) para os valores da matriz y indicam que o inversor está atuando na região capacitiva, ou seja, a potência reativa flui na mesma direção que a potência ativa. Já um sinal negativo para saída de potência reativa indica que o inversor está atuando na região indutiva, ou seja, a potência reativa que flui na direção oposta da potência ativa [23].

Capítulo 5

Resultados

5.1. Introdução

Este capítulo apresenta os resultados de simulações de fluxo de potência quase-estática de séries temporais referentes aos estudos e análises dos casos desenvolvidos nessa dissertação. Que envolvem a utilização das funções de controles *Volt-Watt* e *Volt-Var*, para analisar o desempenho de tais controles para aliviar os principais problemas enfrentados pela alta inserção dos GFVs, que são as sobretensões e comutações excessivas de tape dos reguladores de tensão. Então, os estudos foram divididos em duas situações-problema, a primeira sem considerar qualquer dispositivo de controle de tensão (como o RT) no alimentador teste utilizado e a segunda onde é considerado a implementação de um RT no sistema considerado.

Assim, a primeira situação-problema foi definida como “*Estudo de Caso 01*”. Onde, buscando cumprir parte dos objetivos desta dissertação, visa analisar o desempenho das funções de controle *Volt-Watt* e *Volt-Var* implementado em sistemas testes de BT e MT com altos níveis de penetração FV, visando mitigar as sobretensões existentes e estabelecer, através dos resultados encontrados, a função de controle em análise que melhor se aplica nas redes estudadas (BT e MT), levando em consideração o problema da sobretensão.

Por outro lado, visando atingir a segunda metade dos objetivos propostos nesta dissertação, definiu-se como “*Estudo de Caso 02*” a segunda situação-problema. Onde foi incluído no alimentador teste em média tensão utilizado no “*Estudo de Caso 01*” um regulador de tensão. Este segundo estudo visa analisar os efeitos causados pela utilização das funções de controle *Volt-Watt* e *Volt-Var* na operação dos RTs em redes de distribuição em MT com elevada conexão de geradores FV, bem como analisar os efeitos que utilização de tais funções causam no número de comutações de tape dos RTs sob diferentes cenários de radiação solar.

Em todos os estudos realizados nesta dissertação foram adotadas a mesma curva de carga diária, conforme mostra a Fig. 34. Todas as simulações foram realizadas por meio do *software OpenDSS* (reponsável pelas simulações e geração dos resultados) que foi controlado pelo *Matlab* através de sua interface COM (responsável pela geração dos gráficos a partir dos dados provenientes do *OpenDSS*).

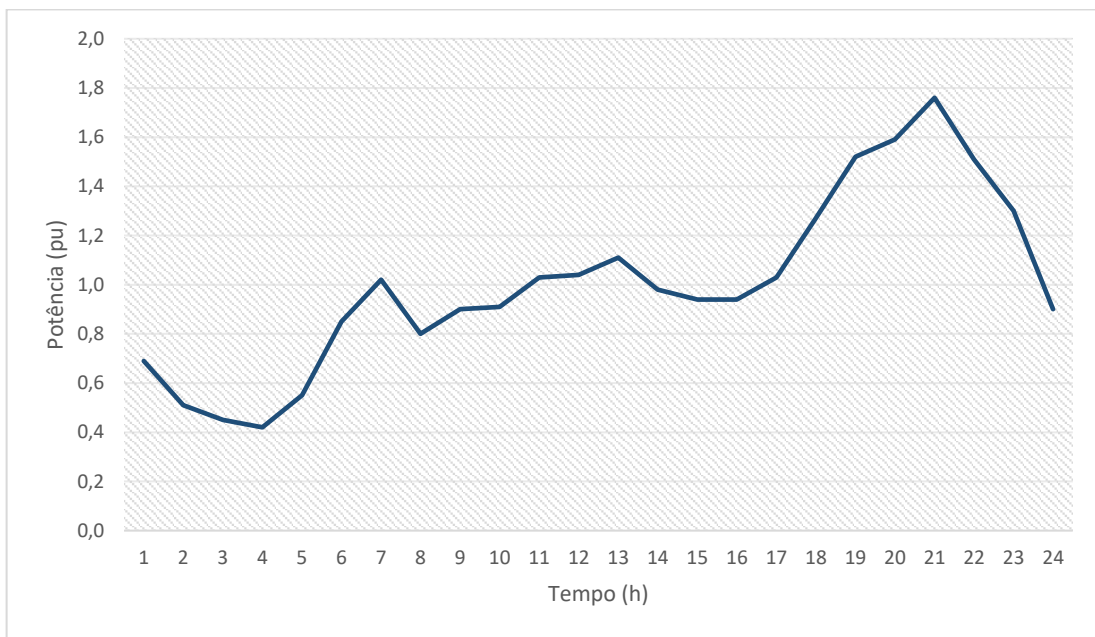


Figura 34. Curva de Carga Diária

Para as curvas de geração FV, foi considerada uma campanha de medição de um sistema fotovoltaico realizada em uma residência na cidade de Belém/PA, durante o período de 12/07/2016 a 19/07/2016, com uma taxa de amostragem de 1 amostra a cada 15 segundos. Então, para esta dissertação foram escolhidas e normalizadas duas destas curvas de potência obtidas durante esta campanha de medição, sendo fornecidas como dados de entrada para o gerador FV utilizados nas simulações (modelo *PVSystem* do *OpenDSS*). Assim, nos estudos que serão apresentados, dois cenários de geração de potência ativa da planta solar foram considerados e classificados da seguinte forma: dia com Baixa Variabilidade Solar (BV) e dia com Alta Variabilidade Solar (AV). As Fig. 35 e Fig. 36 apresentam estas curvas normalizadas.

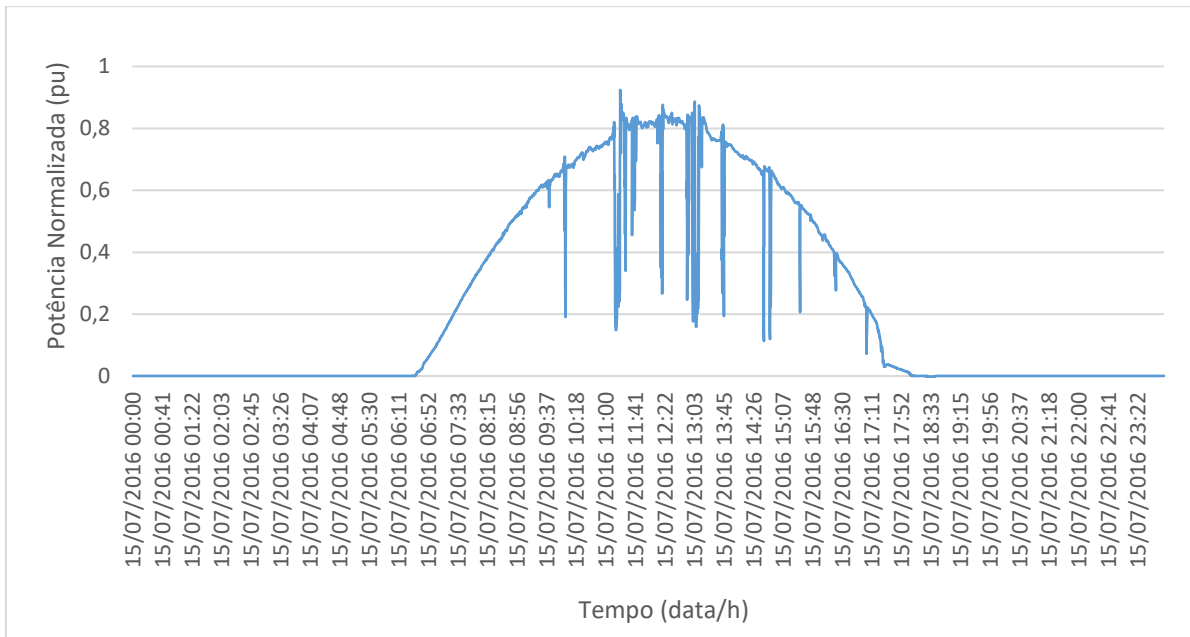


Figura 35. Curva de Potência Normalizada para um Dia com Baixa Variabilidade Solar (Fonte: Próprio Autor).

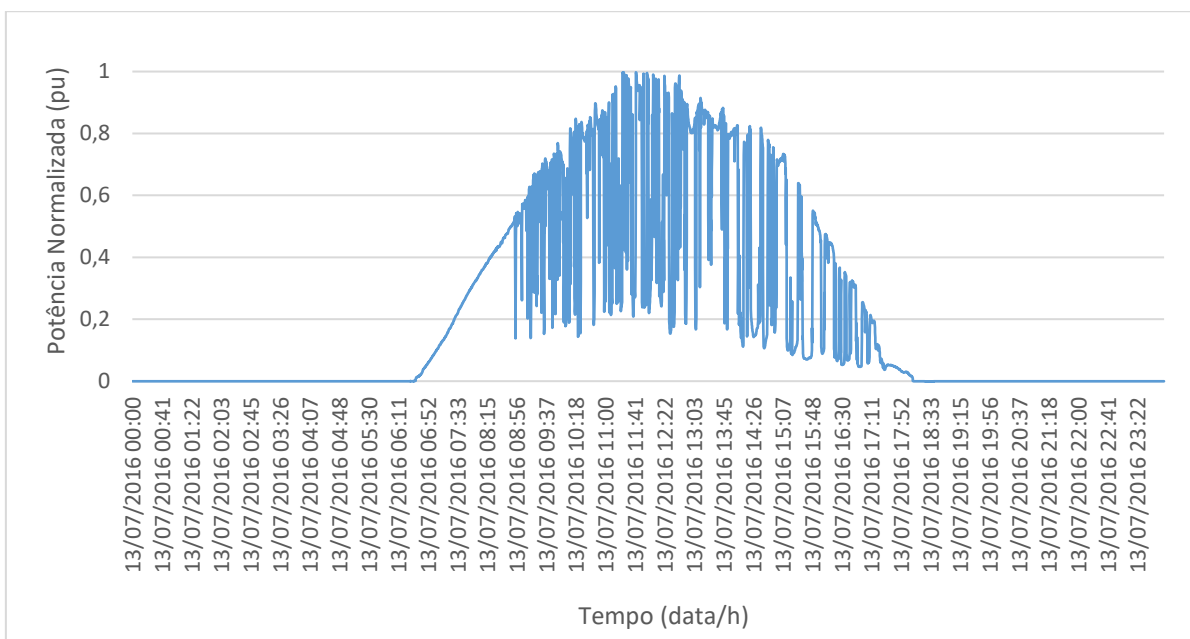


Figura 36. Curva de Potência Normalizada para um Dia com Alta Variabilidade Solar (Fonte: Próprio Autor).

5.2. Estudo de Caso 01

Em um primeiro momento, sem considerar o RT, um sistema teste em baixa tensão e outro em média tensão foram implementados e simulados, visando mitigar as sobretensões existentes e determinar o melhor controle para estes cenários.

5.2.1. Descrição do Sistema 01

Para o estudo de caso 01 os mecanismos de controle de tensão foram negligenciados. As simulações neste estudo consideram um alimentador monofásico de duas barras para ser modelado e simulado. Apesar do número pequeno de barras, essa rede é configurada de tal forma que fornece um teste válido para as principais análises realizadas em sistemas de distribuição. O diagrama do alimentador teste utilizado neste estudo é apresentado na Fig. 37.

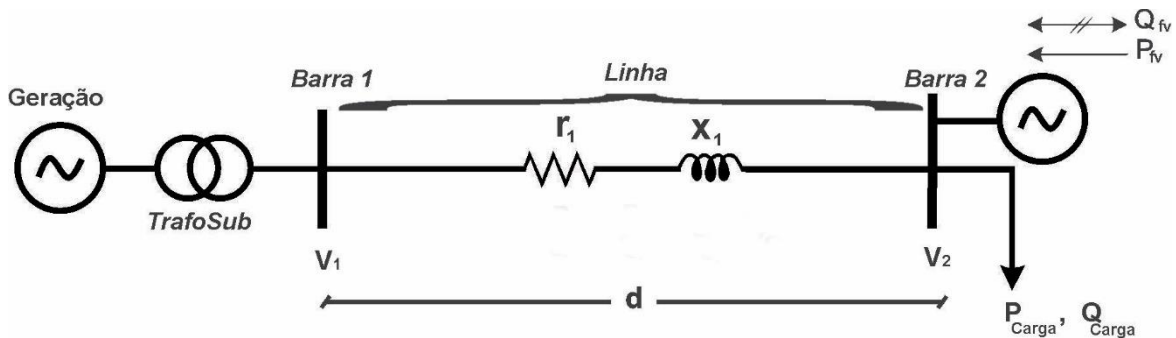


Figura 37. Alimentador de Duas Barras Utilizado no Estudo de Caso 01 (Fonte: Próprio Autor).

Assim, para comparação e análise das funcionalidades dos inversores inteligentes em suas funções de controle *Volt-Watt* e *Volt-Var* em sistemas com alta penetração de geração FV, a rede teste para este estudo foi configurada para dois cenários, um com dados característicos da BT e outro com dados característicos da MT, conforme a Tabela 3. A relação X/R é alterada de acordo com o tipo de cabo utilizado.

Tabela 3. Dados do Alimentador Utilizado no Estudo de Caso 01

Sistema	Tensão (kV)	Tipo do Cabo	R1 (Ω/km)	X1 (Ω/km)
BT	0.22	Alumínio Nu 1/0 AWG Fase	0.60420	0.42983
MT	13.8	Alumínio Nu 336 MCM	0.18933	0.38122

A rede teste funcionando em BT foi configurada com uma distância (d) de 100 m, uma carga leve de 10kW (P_{carga}) e 1kvar (Q_{carga}) e com a utilização do cabo do tipo Alumínio Nu 1/0 AWG Fase que possui a resistência maior que sua reatância, fato característico em redes de baixa tensão. Para a MT, considerou-se uma distância de 18 km, com carga de 500kW e 50kvar e foi utilizado o cabo do tipo Alumínio Nu 336 MCM, que possui uma relação X/R maior, apresentando-se como um sistema mais reativo em relação ao anterior. Observa-se também uma geração distribuída fotovoltaica conectada à barra 2 da rede teste, onde foram disponibilizados elevados valores de potência a serem injetadas na rede, simulando altas penetrações de geração FV. Vale salientar que neste estudo utilizou-se a curva de potência do gerador FV em um dia

com baixa variabilidade solar, que pode ser visualizada na Fig. 35. Assim, observa-se através das Fig. 38 e Fig. 39 as saídas de potência ativa do sistema FV implementado nos cenários considerados neste estudo, BT e MT, respectivamente.

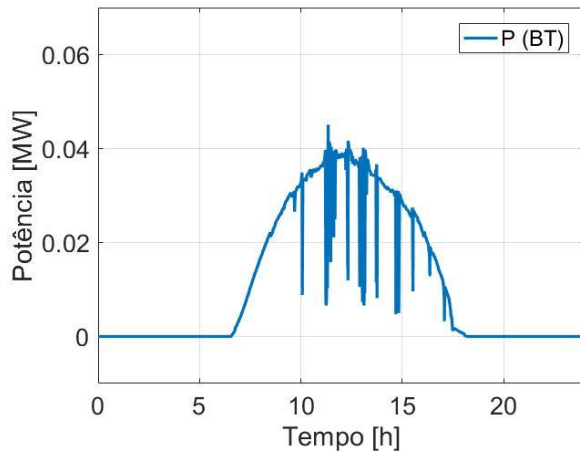


Figura 38. Saída de Potência Ativa: Rede em Baixa Tensão (Fonte: Próprio Autor).

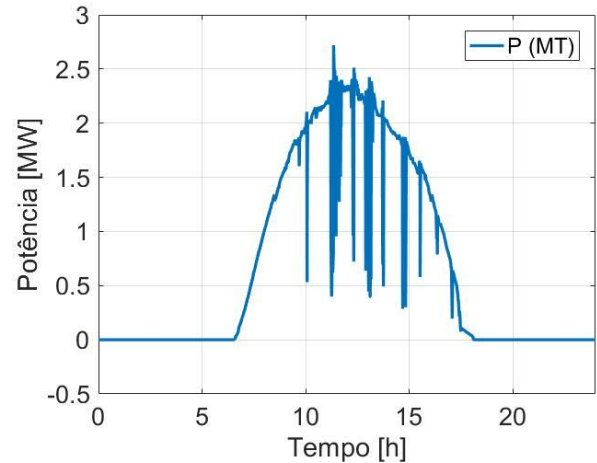


Figura 39. Saída de Potência Ativa: Rede em Média Tensão (Fonte: Próprio Autor).

Estes cenários foram configurados para então verificar o comportamento dos controles propostos e definir em qual sistema os controles *Volt-Watt* e *Volt-Var* são mais efetivos na melhora das variações de tensão ocasionadas pela inserção da GD.

5.2.2. Impacto da GD no Sistema 01

Neste estudo é utilizado a rede teste de duas barras mostrada na Fig. 37, considerando os cenários criados de BT e MT, conforme dados da Tabela 3. Com isso, um dos principais impactos causados pelo alto nível de penetração FV são as variações de longa duração de tensão nos barramentos onde os sistemas fotovoltaicos são instalados. Então, faz-se necessário analisar estas variações e o desempenho das funções de controle presentes no inversor do FV.

Então, as simulações foram realizadas para um período de 24h com passos de simulação de 1s. Assim, pode-se observar através das Fig. 40 e Fig. 41 a tensão no ponto de conexão (barra 2) ao longo do dia para a BT e MT, respectivamente, sem a aplicação dos controles *Volt-Watt* ou *Volt-Var*.

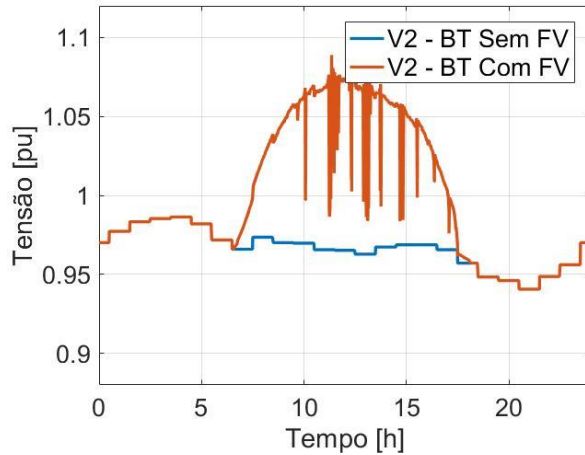


Figura 40. Tensão no ponto de conexão ao longo do dia: Rede em Baixa Tensão. (Fonte: Próprio Autor).

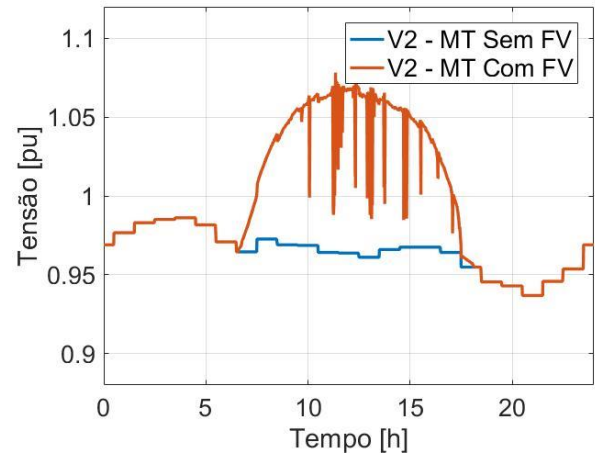


Figura 41. Tensão no ponto de conexão ao longo do dia: Rede em Média Tensão. (Fonte: Próprio Autor).

Nota-se através das Fig. 40 e Fig. 41 que a tensão no ponto de conexão do FV apresenta uma elevação durante o período em que o FV injeta potência ativa na rede. Assim, para uma melhor análise e posterior comparação dos resultados, a Fig. 42 apresenta a tensão ao longo do tempo no ponto de conexão do sistema FV para ambos os cenários (BT e MT) durante o período de atuação do sistema FV, evidenciando a sobretensão gerada através de uma linha horizontal apresentando o limite superior do valor de tensão adequada (1,05 p.u.).

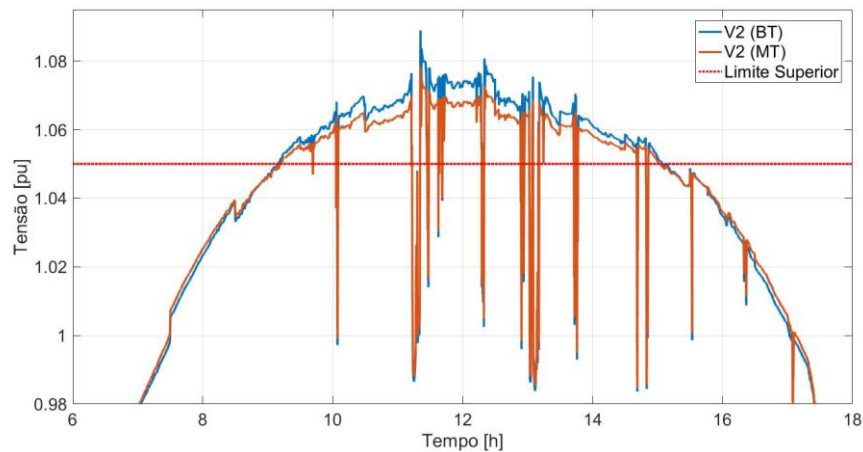


Figura 42. Sobretensão causada durante a atuação do sistema fotovoltaico (Fonte: Próprio Autor).

A partir da análise das Fig. 40, Fig. 41 e Fig. 42, onde foram apresentadas a tensão (V2) ao longo do dia no ponto de conexão do sistema fotovoltaico, antes e após a instalação do mesmo, em ambos os cenários. Observa-se que a elevação da tensão no sistema teste em BT é maior em relação à MT, isto se deve ao fato que este sistema (BT) é mais resistivo em relação ao outro (MT). Além disto, estas sobretensões causadas em V2 são devidas principalmente ao alto nível de penetração FV e pelo baixo carregamento na linha.

5.2.3. Efeito do Controle *Volt-Watt* no Sistema 01

Em seguida, foram realizadas uma série de simulações (*OpenDSS* e *Matlab*) pelo mesmo período de tempo nos cenários considerados com a implementação do controle *Volt-Watt* nos inversores fotovoltaicos. Logo, as Fig. 43 e Fig. 44 apresentam as tensões (V_2) ao longo do tempo no ponto de conexão do sistema FV e a saída de potência ativa (P) com o controle *Volt-Watt* aplicado ao sistema FV, para o alimentador teste em BT, sendo comparados ao caso base (sem o controle VW).

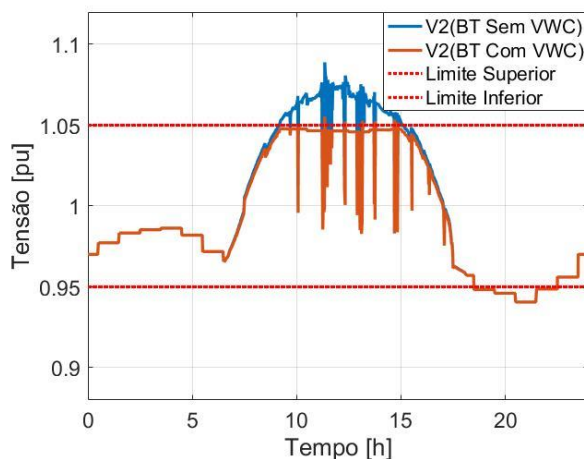


Figura 43. Tensão (V_2), com e sem o *Volt-Watt Control (VWC)*: Rede em Baixa Tensão (Fonte: Próprio Autor).

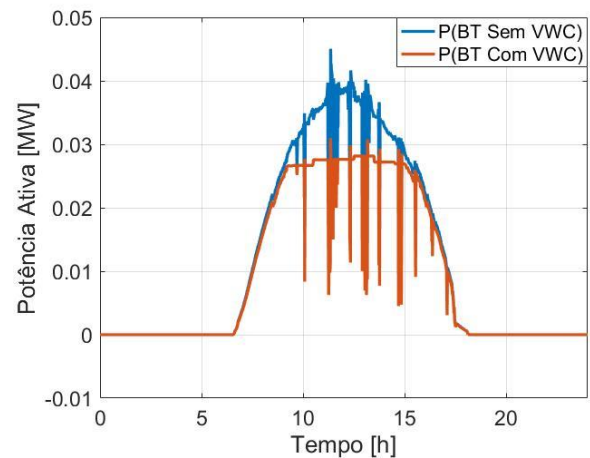


Figura 44. Saída de Potência Ativa do FV, com e sem o *Volt-Watt Control (VWC)*: Rede em Baixa Tensão (Fonte: Próprio Autor).

A seguir, as Fig. 45 e Fig. 46 apresentam as tensões ao longo do tempo no ponto de conexão do FV e a saída de potência ativa com o controle *Volt-Watt* aplicado ao sistema FV, para o alimentador teste em MT, sendo comparados ao caso base (sem o controle VW).

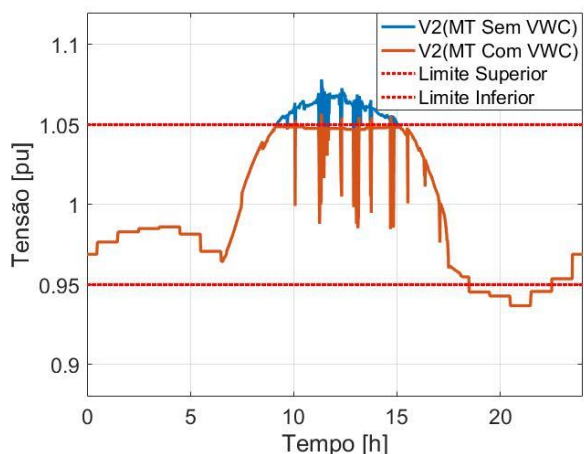


Figura 45. Tensão (V_2), com e sem o *Volt-Watt Control (VWC)*: Rede em Média Tensão (Fonte: Próprio Autor).

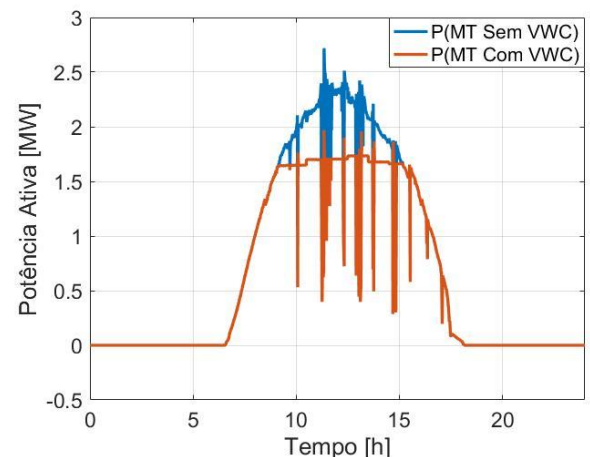


Figura 46. Saída de Potência Ativa do FV, com e sem o *Volt-Watt Control (VWC)*: Rede em Média Tensão (Fonte: Próprio Autor).

A partir das Fig. 43 e Fig. 44 pode-se observar o controle *Volt-Watt* atuando na rede teste em BT, enquanto que as Fig. 45 e Fig. 46 mostram o *Volt-Watt* atuando na rede teste em MT, de forma que este atua na limitação da saída de potência ativa do painel FV com o objetivo de corrigir as sobretensões causadas por esta elevada injeção de potência ativa na rede.

A seguir, a Fig. 47 apresenta em detalhes a comparação da tensão corrigida e a Fig. 48 mostra a comparação entre as saídas de potência ativa (em p.u.) da GD, para ambos cenários (BT e MT) durante o período de atuação do sistema FV com o controle *Volt-Watt* aplicado aos inversores.

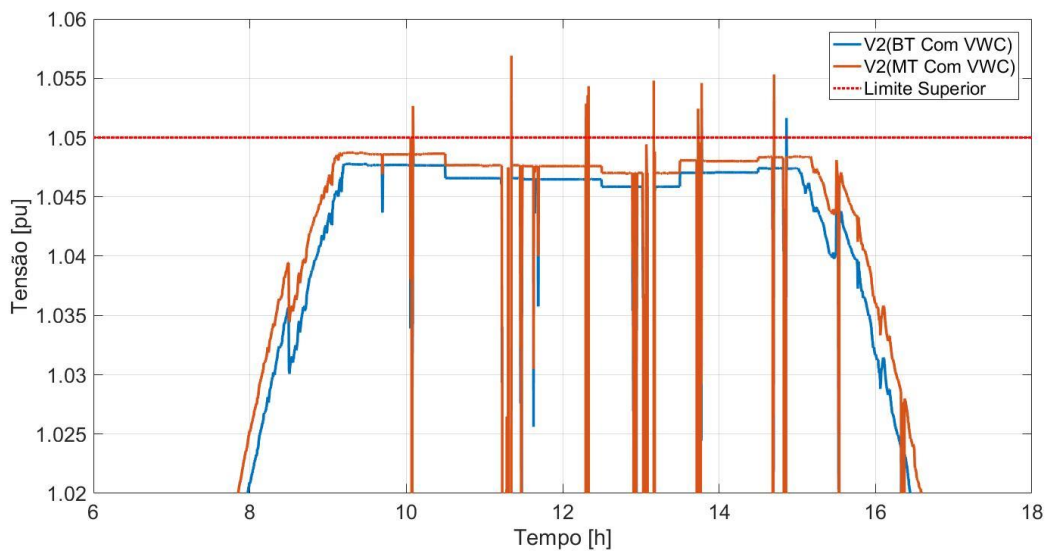


Figura 47. Tensão V2 (BT e MT) com *Volt-Watt Control* (VWC) (Fonte: Próprio Autor).

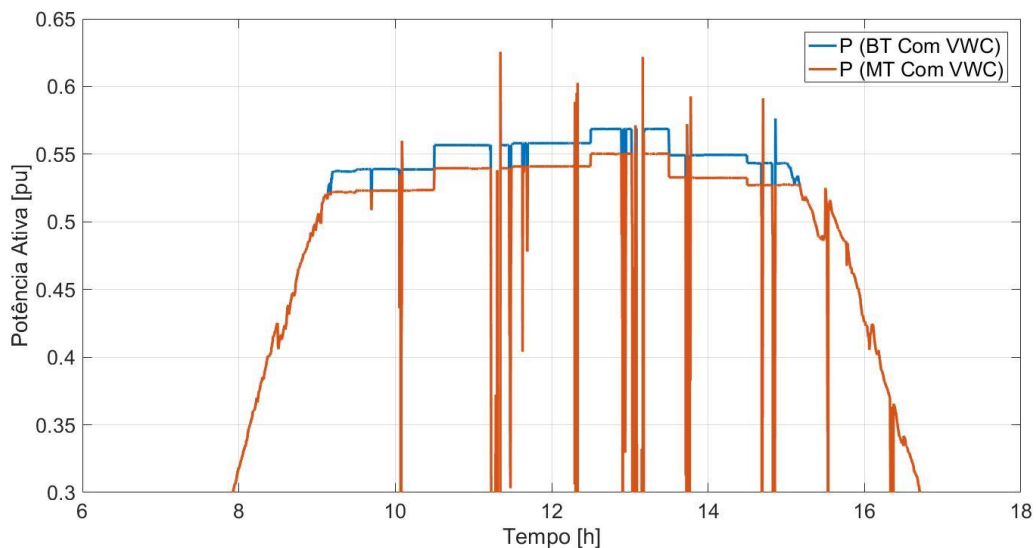


Figura 48. Saída de Potência Ativa do FV (BT e MT) com *Volt-Watt Control* (VWC) (Fonte: Próprio Autor).

Assim, observa-se através das Fig. 47 que o controle *Volt-Watt* conseguiu corrigir as sobretensões presentes nos dois cenários criados (BT e MT), ou seja, o controle foi eficaz trazendo as tensões para valores abaixo de 1,05 p.u., sendo este o limite superior aceitável para um valor de tensão adequada de acordo com [16].

Entretanto, nota-se que o controle *Volt-Watt* não consegue corrigir eventuais violações de tensão causadas fora do período de injeção de potência ativa, neste caso observa-se a partir das Fig. 43 e Fig. 45 uma subtensão, em ambos cenários, por volta das 21h. Isso explica-se pelo fato de que este controle atua na limitação de potência ativa que está disponível no painel FV, ou seja, só consegue corrigir sobretensões e quando há inserção da geração através da GD. Logo, nenhuma radiação solar sobre o painel neste período torna o controle ineficiente, sendo necessário a atuação de outros mecanismos de controle em conjunto para que as subtensões neste período possam ser corrigidas.

5.2.4. Efeito do Controle *Volt-Var* no Sistema 01

Agora, depois de implementado o controle *Volt-Var* aos inversores FV nos diferentes cenários, novas simulações foram realizadas para o sistema teste pelo mesmo período de tempo com o objetivo de corrigir os níveis de tensão na barra 2 em análise. Logo, as Fig. 49 e Fig. 50 apresentam as tensões (V2) ao longo do tempo no ponto de conexão do FV e a saída de potência reativa (Q), respectivamente, com o controle *Volt-Var* aplicado ao sistema FV, para o alimentador teste em BT, sendo comparados ao caso base (sem o controle VV).

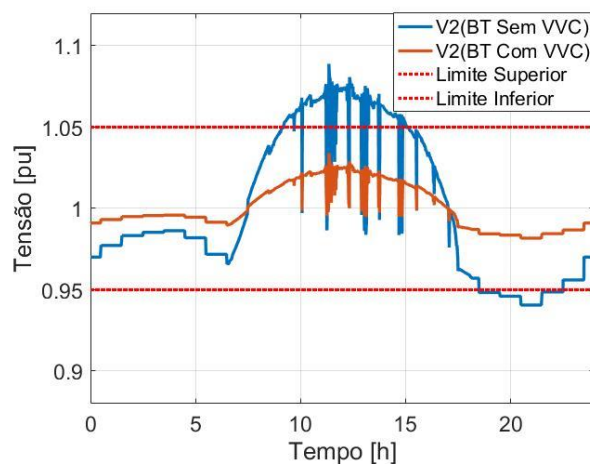


Figura 49. Tensão (V2), com e sem o *Volt-Var Control (VVC)*: Rede em Baixa Tensão (Fonte: Próprio Autor).

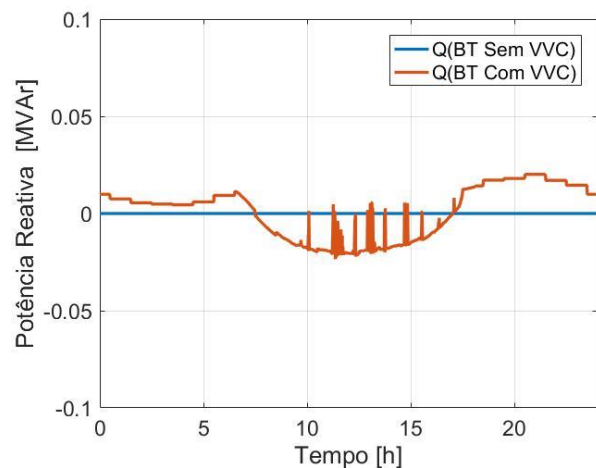


Figura 50. Saída de Potência Reativa do FV, com e sem o *Volt-Var Control (VVC)*: Rede em Baixa Tensão (Fonte: Próprio Autor).

A seguir, as Fig. 51 e Fig. 52 apresentam as tensões ao longo do tempo no ponto de conexão do FV e a saída de potência reativa do sistema fotovoltaico com o controle *Volt-Var*

aplicado aos inversores, para o alimentador teste em MT, sendo comparados ao caso base (sem o controle VV).

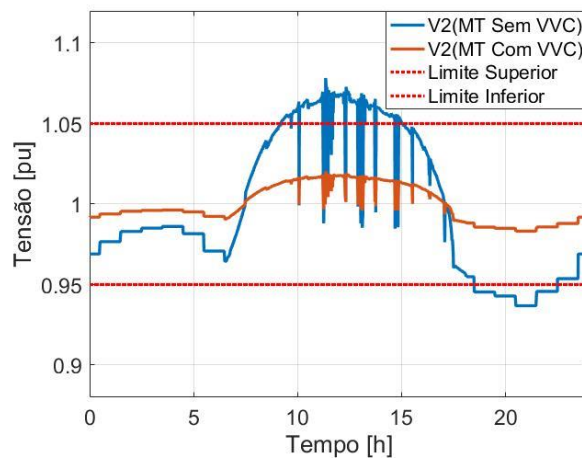


Figura 51. Tensão (V2), com e sem o *Volt-Var Control (VVC)*: Rede em Média Tensão (Fonte: Próprio Autor).

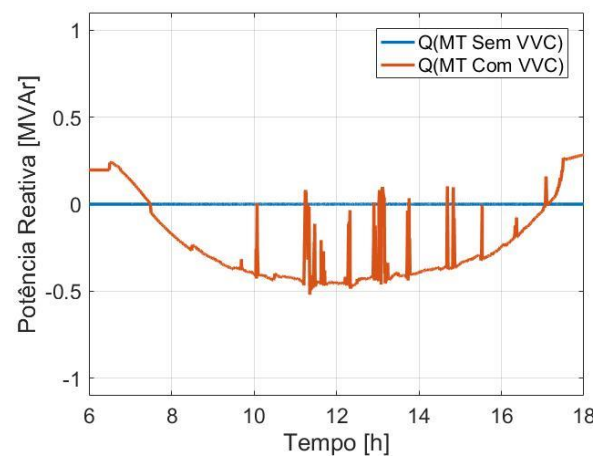


Figura 52. Saída de Potência Reativa do FV, com e sem o *Volt-Var Control (VVC)*: Rede em Média Tensão (Fonte: Próprio Autor).

Visto que este controle atua obedecendo uma curva *Potência Reativa Disponível vs. Tensão* (Ver Fig. 33). Observa-se a partir das Fig. 49 e Fig. 50 o controle *Volt-Var* atuando na rede teste em BT, enquanto que as Fig. 51 e Fig. 52 mostram o controle *Volt-Var* atuando na rede teste em MT. Logo, através da análise dessas figuras é possível observar este controle funcionando para que fosse possível trazer a tensão ao longo do dia para dentro dos valores considerados adequados (0,95 p.u. a 1,05 p.u.) durante todo período de simulação em análise para ambos cenários, BT e MT. Conforme mostrado nas Fig. 49 e Fig. 51.

Ainda de acordo com a análise das figuras (Fig. 49 até Fig. 52) que apresentam o perfil de tensão ao longo do tempo e saída de potência reativa com o controle VV atuando, é possível observar que para eliminar as sobretensões causadas pela alta penetração da GD o inversor FV necessitou absorver potência reativa da rede durante o período em que a GD injeta potência ativa. Logo, a potência reativa é apresentada abaixo de zero, atuando assim na região indutiva, variando de acordo com a tensão a ser corrigida. Entretanto, nos períodos onde não há injeção de potência ativa pela GD, o inversor necessitou fornecer potência reativa à rede com intuito de corrigir as baixas tensões presentes, atuando assim na região capacitiva, durante o período sem radiação solar onde toda energia reativa está disponível.

Em seguida, a Fig. 53 mostra a comparação da tensão corrigida e a Fig. 54 apresenta a comparação entre as curvas de potência reativa normalizadas, em ambos cenários durante o período de geração do FV com o controle *Volt-Var* aplicado aos inversores.

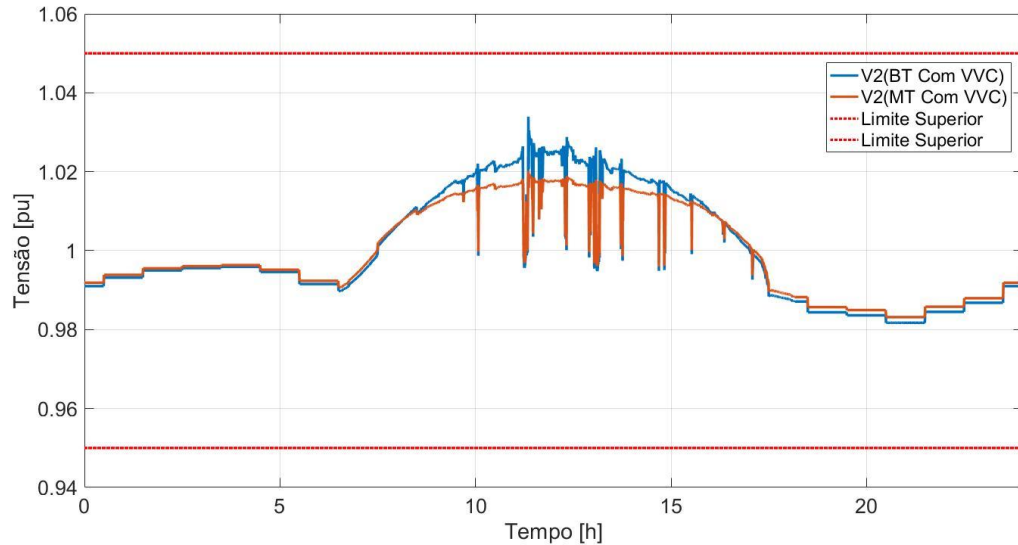


Figura 53. Tensão V2 (BT e MT) com *Volt-Var Control (VVC)* (Fonte: Próprio Autor).

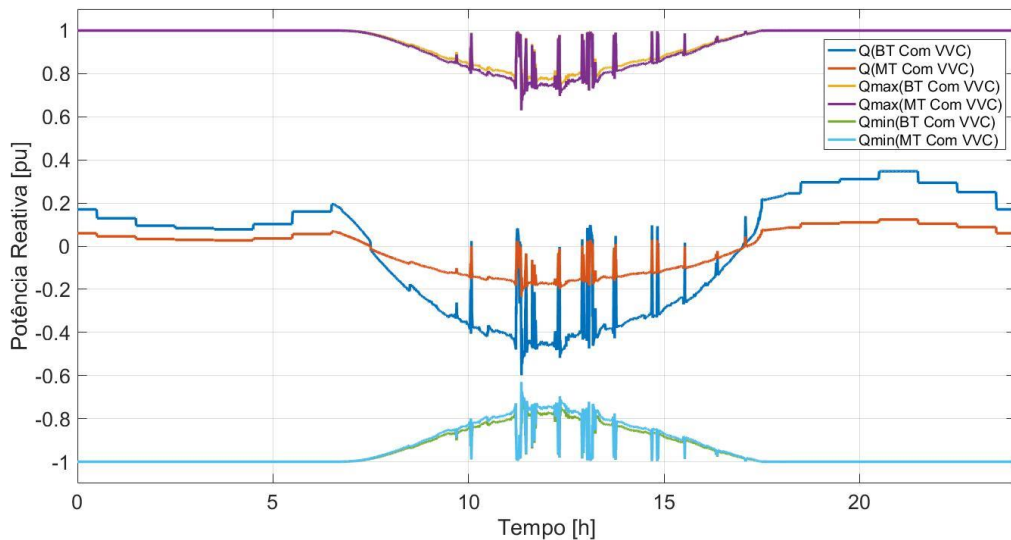


Figura 54. Saída de Potência Reativa do FV (BT e MT) e seus limites máximo e mínimo, com *Volt-Var Control (VVC)* (Fonte: Próprio Autor).

Logo, pode-se observar através da Fig. 53 que o controle *Volt-Var* conseguiu corrigir todas as violações de tensão (sobretensão e subtensão) presentes nos dois cenários criados (BT e MT), ou seja, o controle foi eficaz trazendo as tensões para valores considerados adequados (0,95 p.u. até 1,05 p.u.). Observa-se também que a tensão corrigida pelo controle VV na rede teste em BT ficou mais próxima de 1 p.u. em relação a rede teste em MT.

Para efeito de comparação e análise as saídas de potência reativas utilizadas pelo sistema FV podem ser observadas através da Fig. 54, bem como seus limites máximo e mínimo disponíveis pelo inversor do FV naquele instante de tempo, de acordo com a Equação (10). Logo, percebe-se o compartimento da saída de potência reativa para que fosse possível trazer

a tensão a ser corrigida para dentro dos valores adequados (Ver Fig. 53). Observa-se também que o controle *VV* aplicado à BT necessitou a fornecer/absorver menos energia reativa se comparado à MT.

5.3. Estudo de Caso 02

Para o segundo estudo de caso, um regulador de tensão foi implementado à rede teste e em seguida as simulações foram realizadas considerando alguns cenários para análise. Este segundo estudo visa analisar os efeitos que as funções de controle *Volt-Watt* e *Volt-Var* presentes nos inversores FV inteligentes causam na operação dos RTs quando estes mecanismos de controles são utilizados em redes de distribuição de MT com diferentes níveis de variabilidade solar e alto grau de penetração da geração FV. Pois, devidos a crescente integração da geração distribuída fotovoltaica às redes de distribuição faz-se necessário analisar o comportamento dos RTs quando atuam em conjunto com estas funções de controle, bem como poder concluir qual controle é mais eficiente na redução das comutações excessivas de tape.

5.3.1. Descrição do Sistema 02

Para este estudo um alimentador teste monofásico de quatro barras foi escolhido, conforme mostrado na Fig. 55. Observa-se uma geração distribuída fotovoltaica (implementada através do elemento *PVSystem*) conectada à barra 4 da rede teste, onde foram disponibilizados elevados valores de potências a serem injetadas na rede.

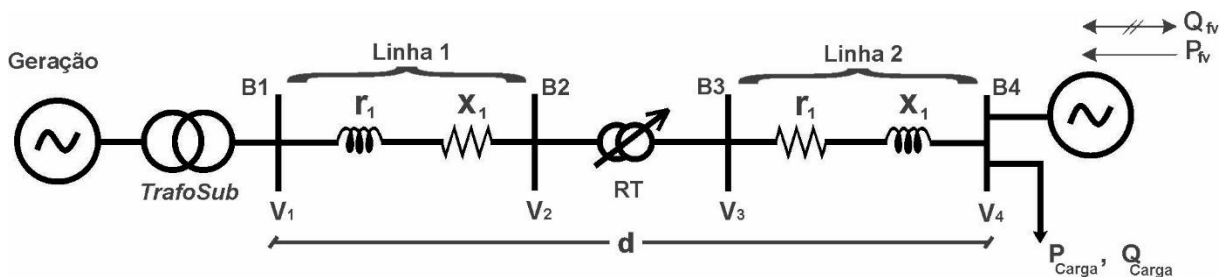


Figura 55. Alimentador de Quatro Barras Utilizado no Estudo de Caso 02 (Fonte: Próprio Autor).

A rede teste foi configurada com dados característicos da MT apresentados no estudo de caso 01, que por conveniência são mostrados a seguir. Assim, considerou-se uma distância (d) de 18 km (linha 1 e linha 2 com 9 km cada), com carga de 500kW e 50kvar e foi utilizado o cabo do tipo Alumínio Nu 336 MCM, que possui uma relação X/R de 2.0135, apresentando-se como um sistema mais reativo do que resistivo.

Nas simuações realizadas neste estudo, duas diferentes curvas de potência do gerador FV foram consideradas: dia com Baixa Variabilidade Solar (BV) e dia com Alta Variabilidade Solar (AV), conforme podem ser obserdas através das Fig. 35 e Fig. 36. Assim, observa-se através das Fig. 56 e Fig. 57 as saídas de potência ativa do sistema FV implementado nos cenários considerados neste estudo, BV e AV, respectivamente.

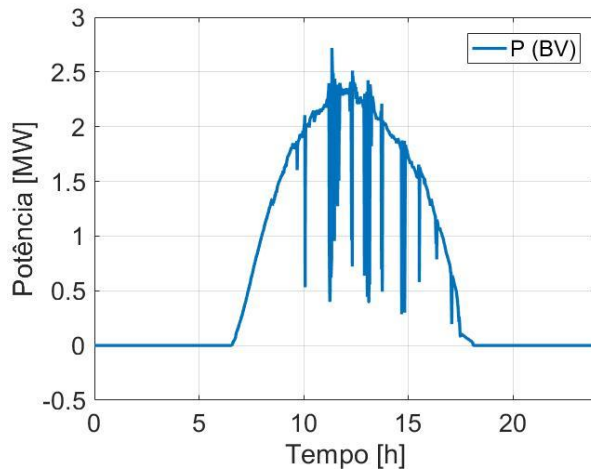


Figura 56. Saída de Potência Ativa: Dia Com Baixa Variabilidade (Fonte: Próprio Autor).

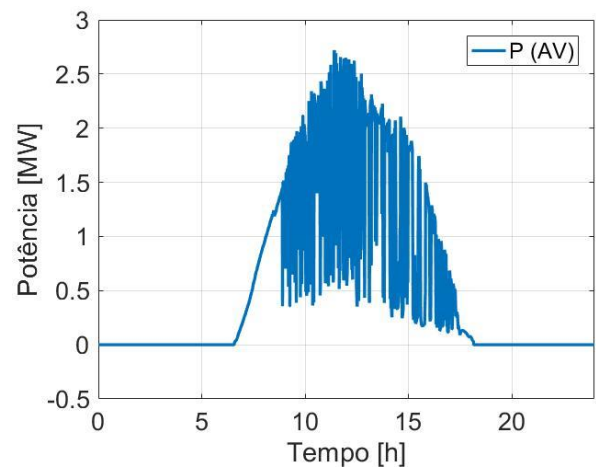


Figura 57. Saída de Potência Ativa: Dia Com Alta Variabilidade (Fonte: Próprio Autor).

Estes cenários foram configurados para então verificar os impactos que os geradores FV causam nos reguladores de tensão, bem como analisar o comportamento dos controles propostos quando atuam em conjunto com o RT.

5.3.2. Impacto da GD no Sistema 02

Foram realizadas uma série de simulações para então analisar os efeitos dos controles *Volt-Watt* e *Volt-Var* na operação dos reguladores de tensão. As simulações foram realizadas utilizando o alimentador em média tensão da Fig. 55 para um período de 24h com passos de simulação de 1s, inicialmente sem o RT e logo em seguida com o RT atuando.

5.3.2.1. Problema 01: Sobreensão

Um dos principais impactos causados pelo alto nível de penetração FV são as elevações de tensão nos barramentos onde os sistemas fotovoltaicos são instalados. Então, pode-se observar através da Fig. 58 a tensão ao longo do dia no ponto de conexão da GD, antes e após a inserção do RT, demonstrando o funcionamento deste dispositivo de controle na

regulação de tensão na barra controlada. A Fig. 59 apresenta a evolução do tape do RT para o cenário de baixa variabilidade solar, sem a atuação dos controles *VW* e *VV*.

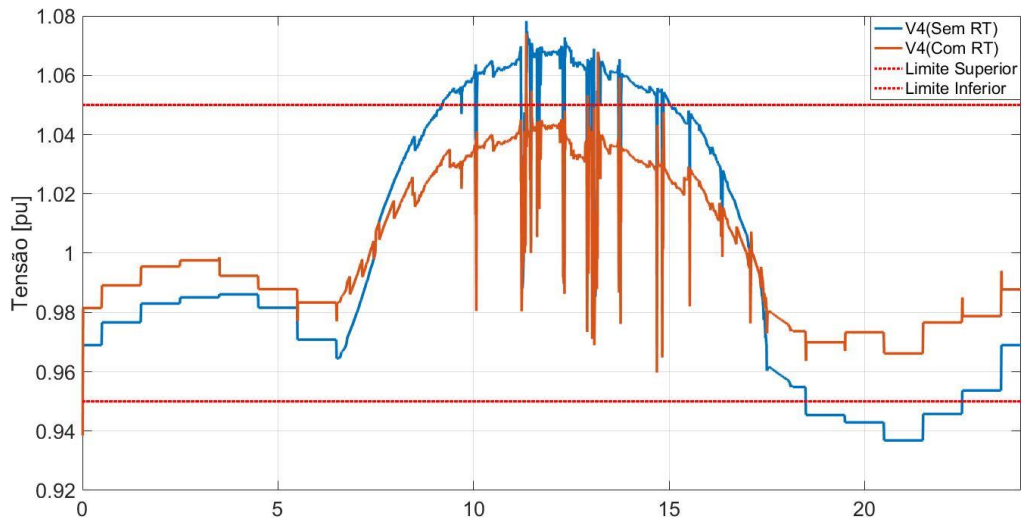


Figura 58. Tensão V4 (Com e Sem o RT) ao longo do dia com BV (Fonte: Próprio Autor).

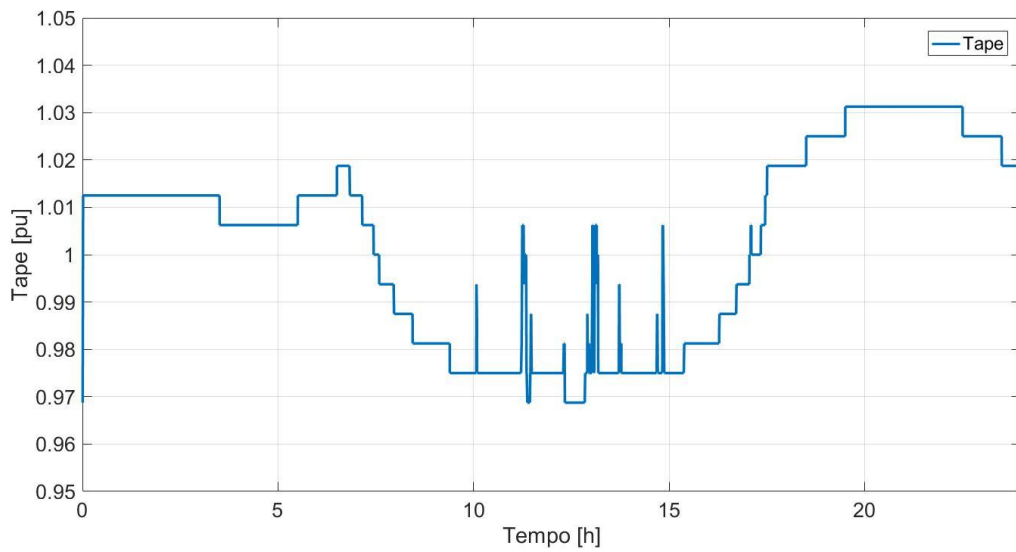


Figura 59. Evolução do Tape do RT ao longo do dia com BV (Fonte: Próprio Autor).

A seguir, as Fig. 60 e Fig. 61 apresentam tensão V4 (Com e Sem o RT) e evolução do tape do RT ao longo do dia para o cenário de alta variabilidade solar, respectivamente, sem a atuação dos controles *VW* e *VV*.

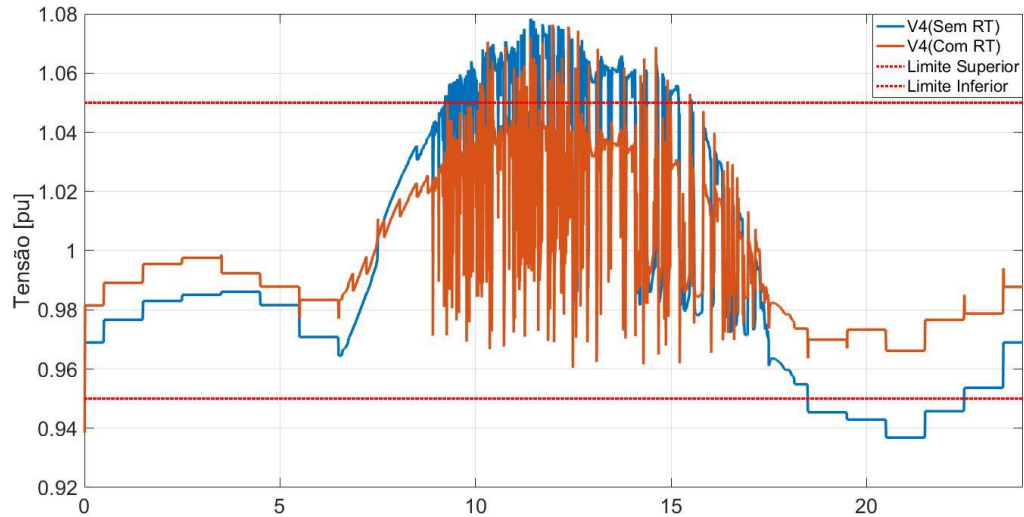


Figura 60. Tensão V4 (Com e Sem o RT) ao longo do dia com AV (Fonte: Próprio Autor).

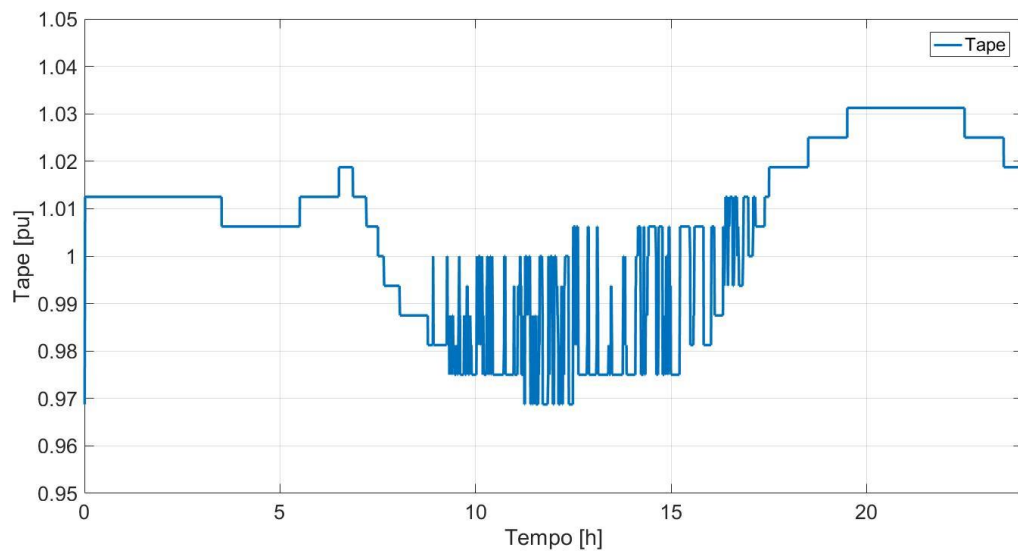


Figura 61. Evolução do Tape do RT ao longo do dia com AV (Fonte: Próprio Autor).

Observa-se através das Fig. 58 e Fig. 60 que para o alimentador teste sem o regulador de tensão, as elevações de tensão superam o limite superior aceitável para tensões adequadas. Entretanto, com a inserção do RT, foi possível corrigir estas sobretensões, a exceção se faz durante o período de pico no cenário de AV, onde tem-se algumas violações rápidas de tensão devido a exatamente a alta variabilidade de radiação solar.

5.3.2.2. Problema 02: Comutações Excessivas de Tape

Agora, para o problema de comutações excessivas de tape do RT, pode ser observado nas Fig. 59 e Fig. 61 a evolução do tape do RT ao longo do dia, para os cenários considerados, BV e AV, respectivamente. Sendo assim, a Tabela 4 apresenta o número de comutações de tape realizadas pelo RT, incluindo o alimentador teste sem a implementação do sistema fotovoltaico.

Tabela 4. Comutações de Tape

Alimentador	Nº de Comutações de Tape	
	<i>Sem FV</i>	<i>Com FV</i>
<i>BV</i>	8	108
<i>AV</i>		428

Logo, através da análise dos dados apresentados na Tabela 4 é possível observar que a inserção da geração distribuída FV impacta significativamente na operação dos reguladores de tensão e que quanto maior a variabilidade solar, maior é o número de comutações de tape realizadas pelo RT para manter a tensão dentro dos limites adequados, o que pode causar possíveis desgastes nesses equipamentos e consequentes prejuízos para as empresas mantenedoras.

5.3.3. Efeito do Controle *Volt-Watt* na Operação do RT

Com o controle *VW* implementado ao sistema teste nos cenários considerados neste estudo, as simulações pelo mesmo período de tempo foram realizadas, os resultados podem ser observados a seguir, para os cenários de BV e AV, respectivamente.

Inicialmente considerando o cenário com BV, a Fig. 62 apresenta a tensão no terminal de instalação do sistema FV e a Fig. 63 mostra a evolução do tape do RT, ao longo do dia para o cenário com baixa variabilidade solar, com e sem a função de controle *Volt-Watt* (*VWC*) atuando.

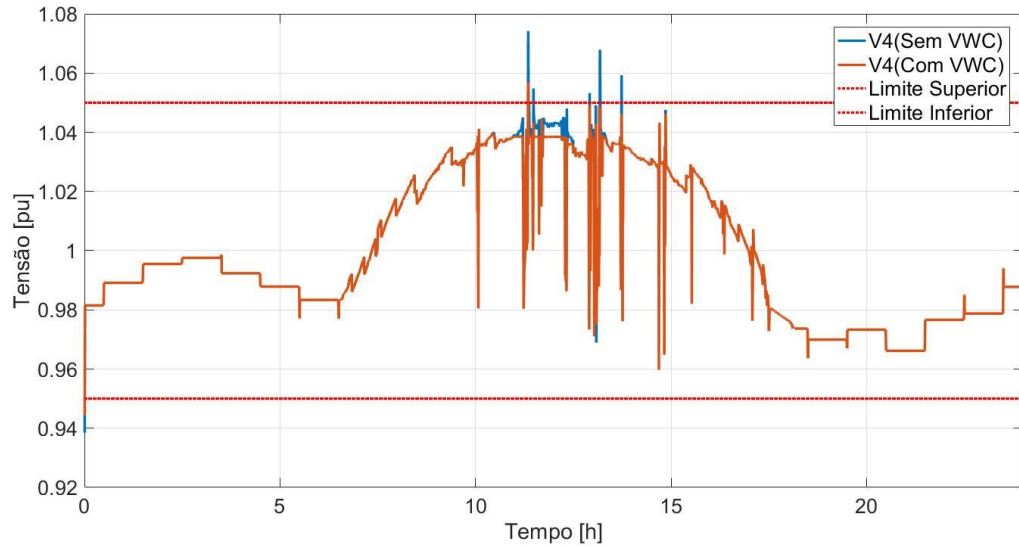


Figura 62. Tensão V4 (com e sem o VWC) ao longo do dia com BV (Fonte: Próprio Autor).

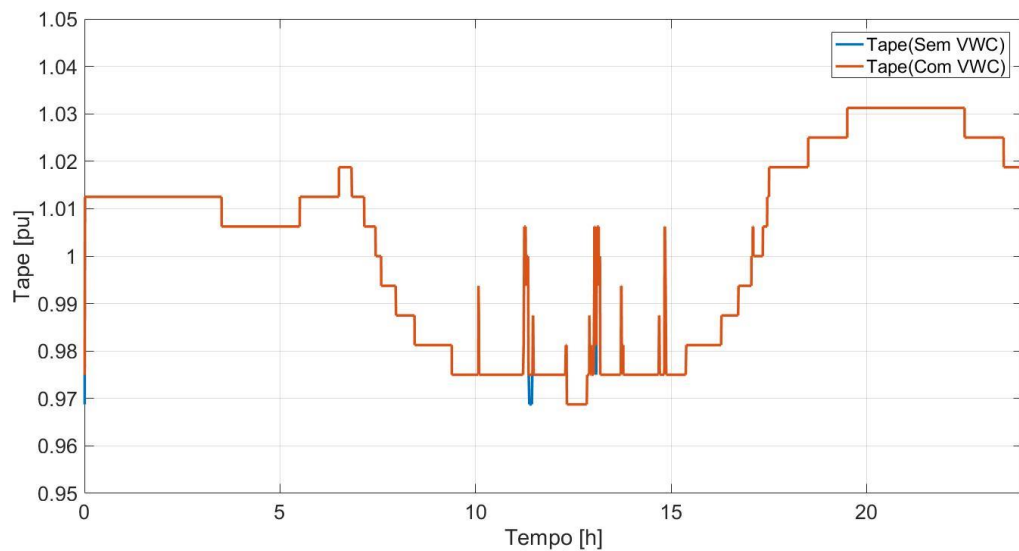


Figura 63. Evolução do Tape do RT (com e sem o VWC) ao longo do dia com BV (Fonte: Próprio Autor).

Visando analisar também o efeito da atuação do controle *Volt-Watt* na saída de potência ativa do sistema fotovoltaico, quando se utiliza e quando não se utiliza o RT no alimentador. A Fig. 64 apresenta a tensão e a Fig. 65 apresenta a saída de potência ativa do FV ao longo do dia para o cenário com BV, antes e após a instalação do RT, com a função de controle *Volt-Watt* devidamente configurada aos inversores FV.

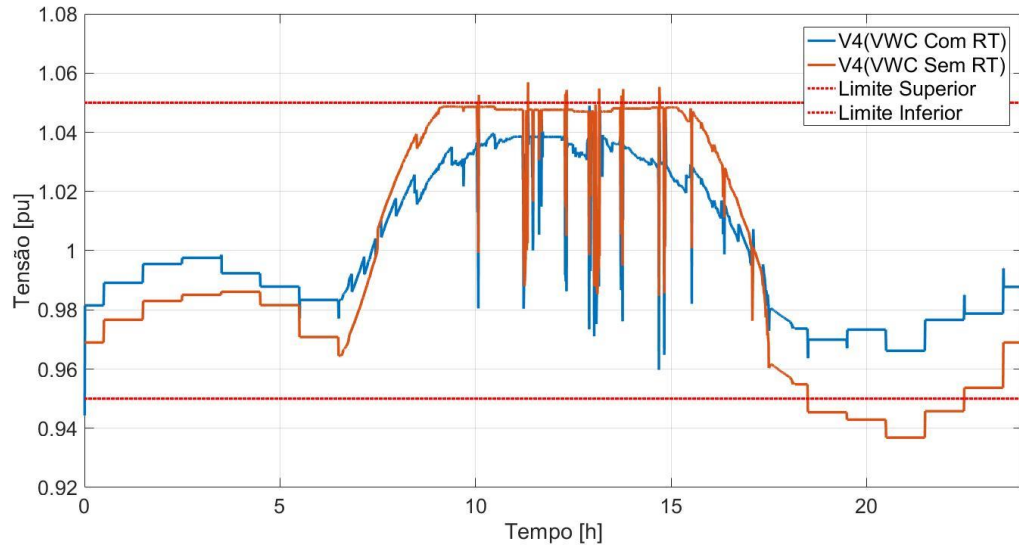


Figura 64. Tensão V4 (com e sem o RT) ao longo do dia com BV e com o controle *Volt-Watt* implementado ao sistema FV (Fonte: Próprio Autor).

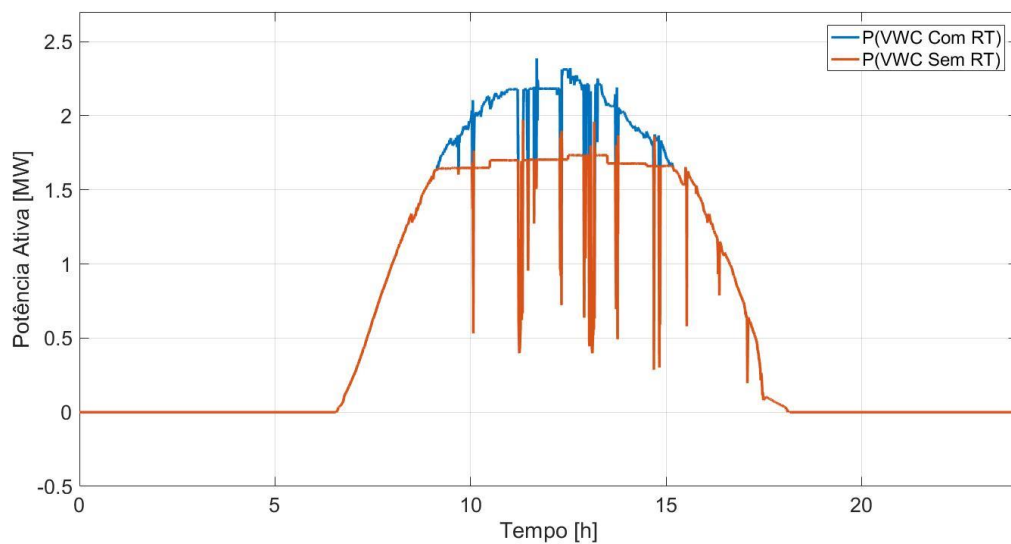


Figura 65. Saída de Potência Ativa do FV (com e sem o RT) ao longo do dia com BV e Controle *Volt-Watt* implementado ao sistema FV (Fonte: Próprio Autor).

Em seguida, novas simulações foram realizadas com a curva de geração de alta variabilidade solar implementada aos geradores FV. Então, a Fig. 66 apresenta a tensão no terminal de instalação do sistema FV e a Fig. 67 mostra a evolução do tape do RT, ao longo do dia para este cenário (AV), com e sem função de controle *Volt-Watt* (VWC) atuando.

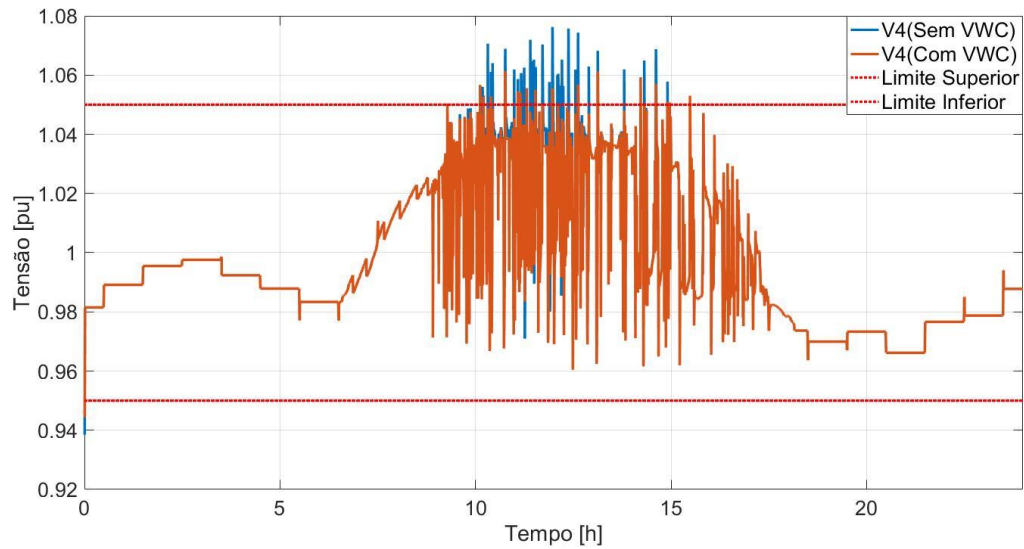


Figura 66. Tensão V4 (com e sem o VWC) ao longo do dia com AV (Fonte: Próprio Autor).

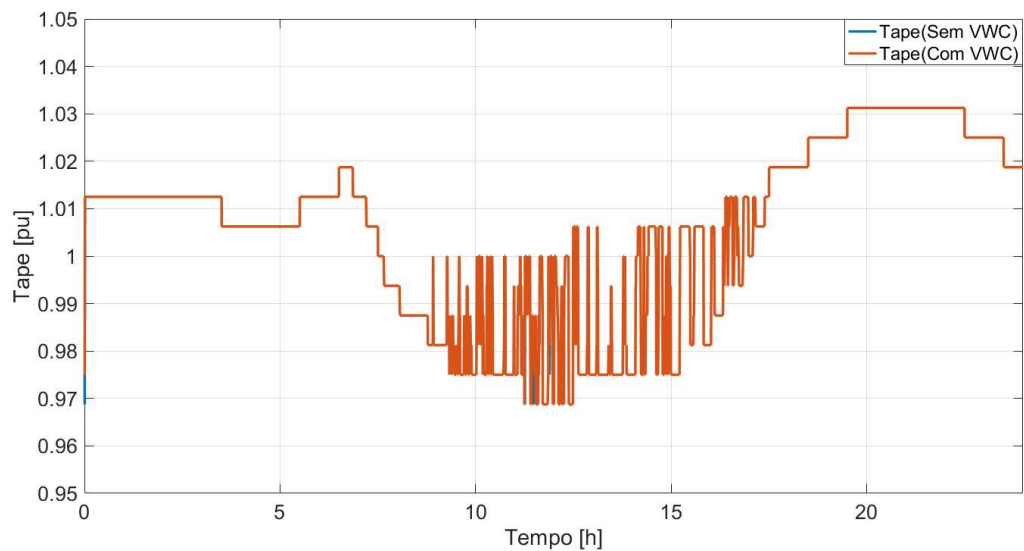


Figura 67. Evolução do Tape do RT (com e sem o VWC) ao longo do dia com AV (Fonte: Próprio Autor).

Agora, para efeito de posterior comparação a Fig. 68 apresenta a tensão e a Fig. 69 apresenta a saída de potência ativa do sistema fotovoltaico, ao longo do dia para o cenário com AV com a função de controle *Volt-Watt* atuando, antes e após a instalação do RT.

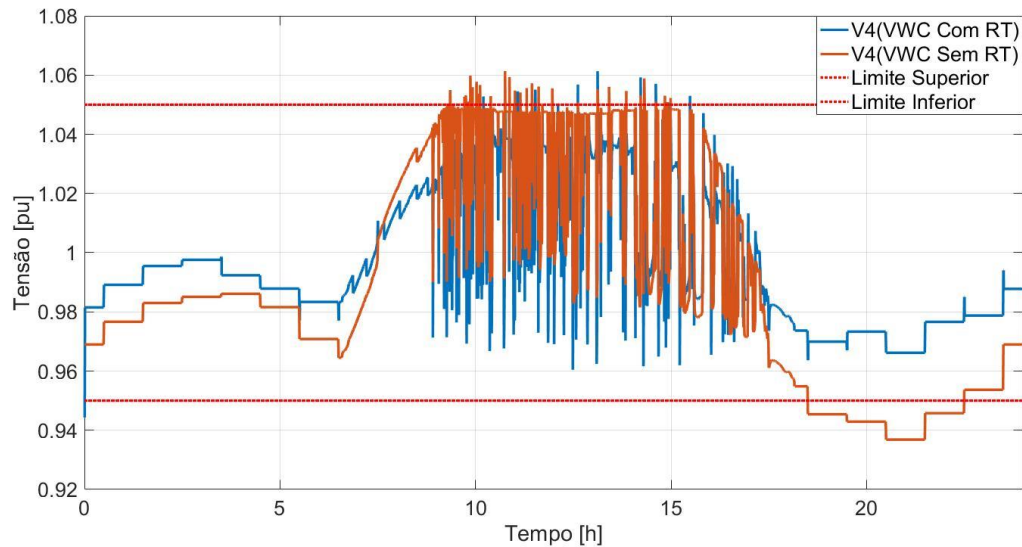


Figura 68. Tensão V4 (com e sem o RT) ao longo do dia com AV e com o controle *Volt-Watt* implementado ao sistema FV (Fonte: Próprio Autor).

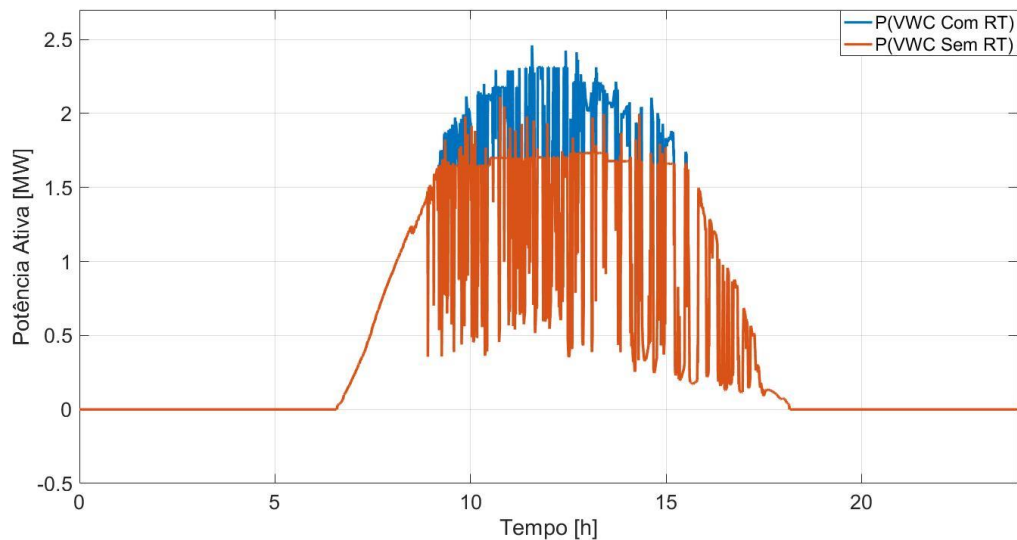


Figura 69. Saída de Potência Ativa do FV (com e sem o RT) ao longo do dia com AV e Controle *Volt-Watt* implementado ao sistema FV (Fonte: Próprio Autor).

Agora, cabe neste momento fazer algumas considerações acerca dos resultados encontrados com as simulações referentes a aplicação do controle *Volt-Watt* no alimentador teste deste segundo estudo de caso.

Sendo assim, nota-se através das Fig. 62 e Fig. 66 que a tensão foi pouco modificada pelo controle *VW*, em ambos os cenários (BV e AV), respectivamente. Visto que as atuações do RT conseguiram evitar quase por completo toda sobretensão existente nestes cenários. De modo que houve praticamente o mesmo comportamento nas comutações de tape do RT, com e sem o controle *VW* atuando em conjunto, como pode ser observado nas Fig. 63 e Fig. 67. Isto

explica-se pelo fato de que o RT foi atuante no controle de tensão, dando destaque para as sobretensões existentes, o que fez com que o controle *VW* fosse pouco solicitado, visto que este controle atua na limitação de potência ativa, quando esta causa sobretensão.

Entretanto, através das Fig. 64 e Fig. 68 é possível observar o perfil de tensão ao longo do dia para para ambos cenários (BV e AV, respectivamente), logo percebe-se que o perfil de tensão sem o RT foi corrigido com a atuação do controle *VW*. Pois, foi necessário, visto que existia sobretensão no terminal de instalação do sistema FV. Logo, observa-se através das Fig. 65 e Fig. 69 que houve mudanças na saída de potência ativa fornecida pelo sistema fotovoltaico, quando comparadas com e sem a utilização do RT, com o controle *VW* atuando. Pois, no alimentador sem o RT, o controle *VW* necessitou limitar a saída de potência para controlar as sobretensões. Porém, no alimentador teste com o RT, o controle *VW* não foi solicitado, logo grande parte da potência ativa disponível pelo painel fotovoltaico foi fornecida para a rede.

5.3.4. Efeito do Controle *Volt-Var* na Operação do RT

A partir de agora serão apresentados os resultados das simulações realizadas com o controle *Volt-Var* implementado ao sistema teste nos cenários considerados neste estudo, as simulações pelo mesmo período de tempo foram realizadas.

Sendo assim, a Fig. 70 apresenta a tensão no terminal de instalação do sistema FV e a Fig. 71 mostra a evolução do tape do RT, ao longo do dia para o cenário com baixa variabilidade solar, com e sem a função de controle *Volt-Var* (*VVC*) configurada no sistema FV.

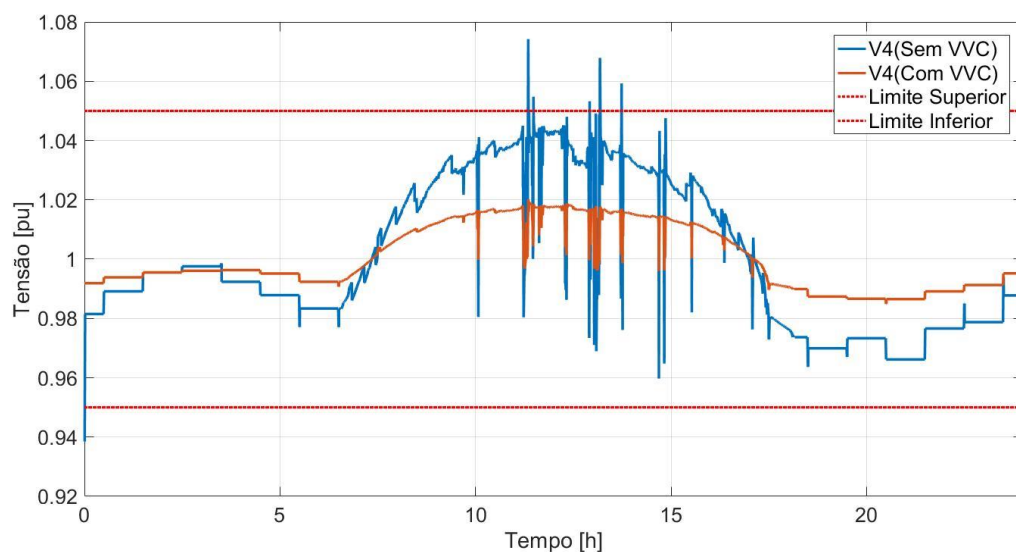


Figura 70. Tensão V4 (com e sem o VVC) ao longo do dia com BV (Fonte: Próprio Autor).

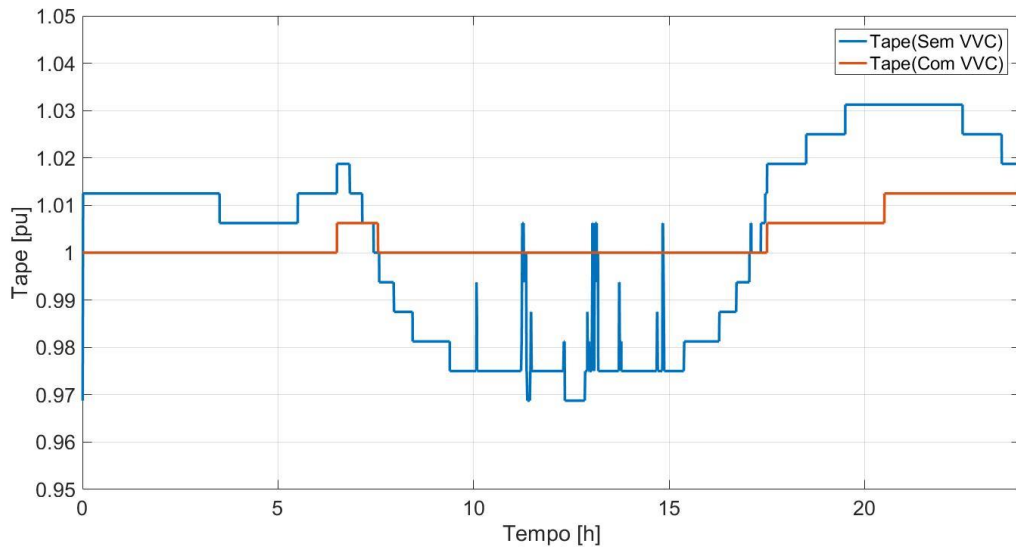


Figura 71. Evolução do Tapedo do RT (com e sem o VVC) ao longo do dia com BV (Fonte: Próprio Autor).

Agora, visando analisar também o efeito que o controle *Volt-Var* causa na saída de potência reativa do sistema fotovoltaico, quando se utiliza e quando não se utiliza o RT no alimentador. A Fig. 72 apresenta a tensão ao longo do dia e a Fig. 73 apresenta a saída de potência reativa do sistema FV, bem como seus limites máximo e mínimo disponíveis pelo inversor do FV naquele instante de tempo, de acordo com a Equação (10). Para o cenário com BV, antes e após a instalação do RT, com a função de controle *Volt-Var* atuando no sistema em análise.

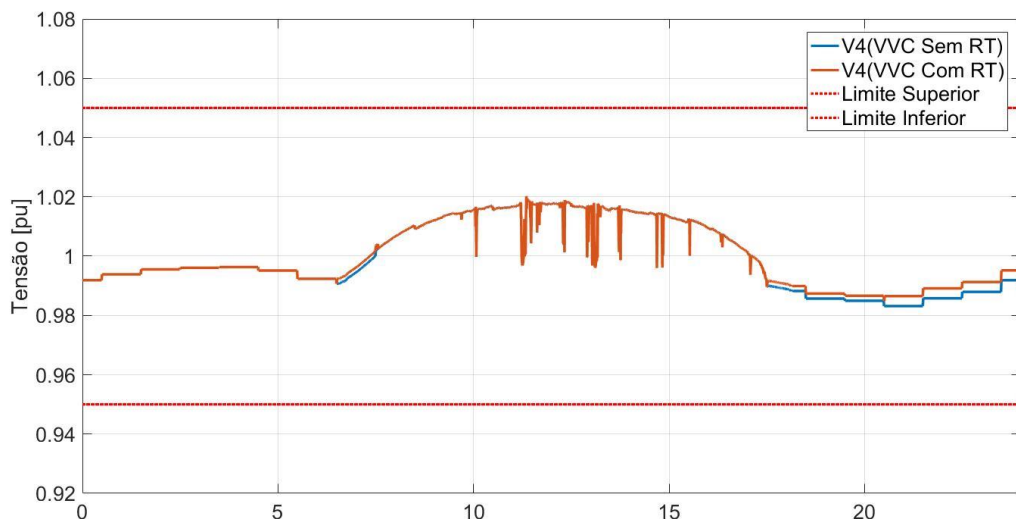


Figura 72. Tensão V4 (com e sem o RT) ao longo do dia com BV e com o controle *Volt-Var* implementado ao sistema FV (Fonte: Próprio Autor).

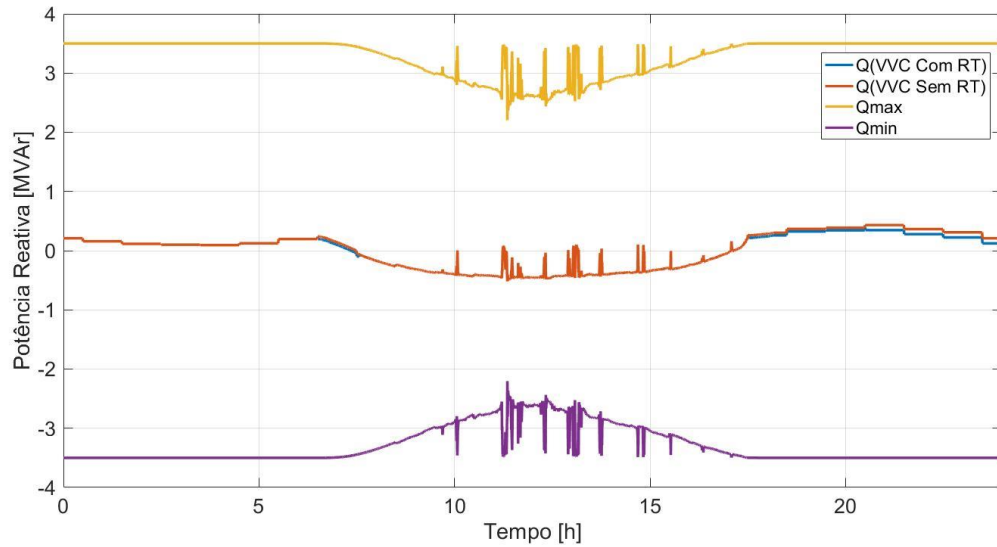


Figura 73. Saída de Potência Reativa do FV (com e sem o RT) e seus Limites (Máx. e Mín.) ao longo do dia com BV, com Controle *Volt-Var* implementado ao sistema FV (Fonte: Próprio Autor).

Em seguida, com a curva de geração de alta variabilidade solar implementada aos geradores FV, novas simulações foram realizadas considerando este cenário. Então, a Fig. 74 apresenta a tensão no terminal de instalação do sistema FV para este cenário, com e sem função de controle *Volt-Var* (*VVC*) atuando.

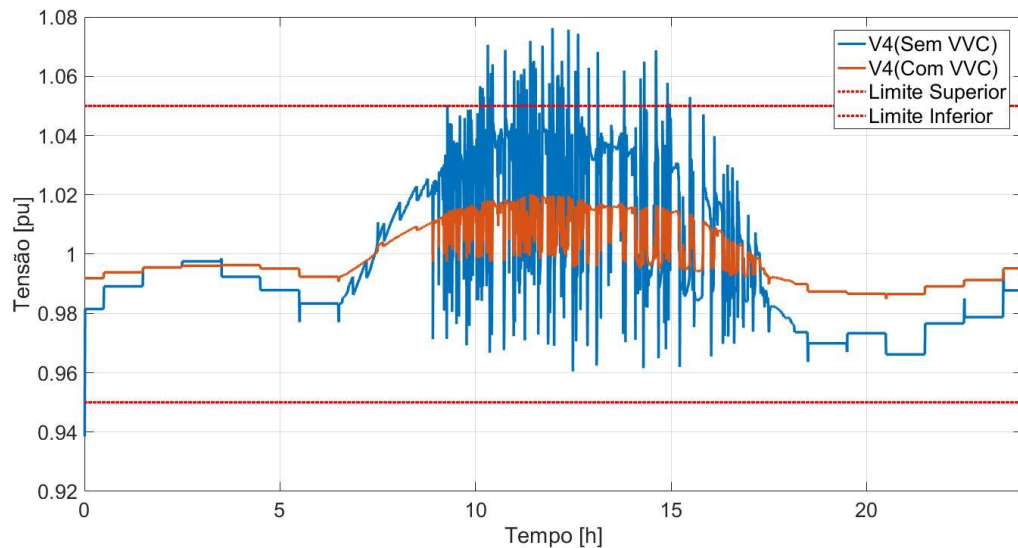


Figura 74. Tensão V4 (com e sem o VVC) ao longo do dia com AV (Fonte: Próprio Autor).

Em seguida, a Fig. 75 mostra a evolução do tape do RT ao longo do dia (AV), com e sem função de controle *Volt-Var* (*VVC*) configurada.

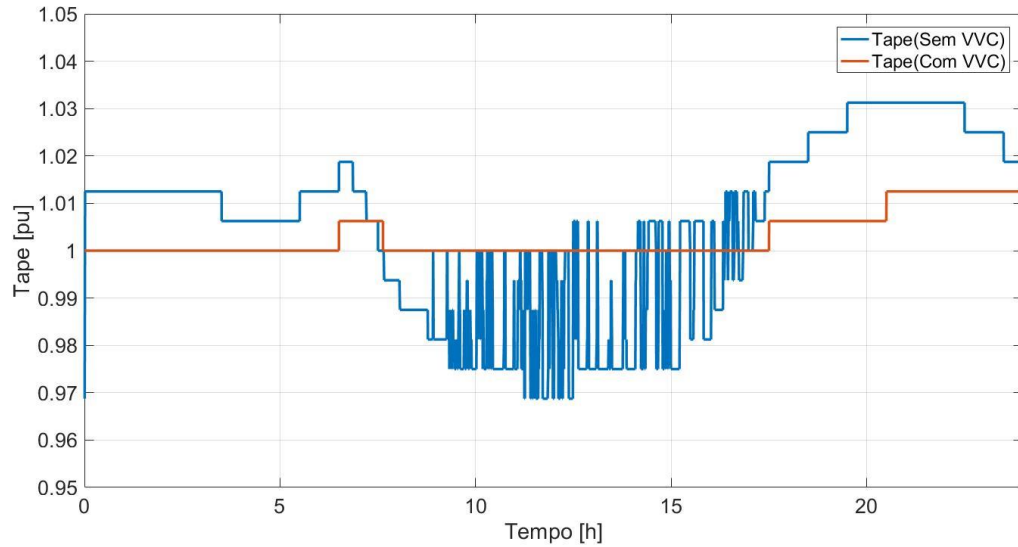


Figura 75. Evolução do Tape do RT (com e sem o VVC) ao longo do dia com AV (Fonte: Próprio Autor).

Agora, para efeito de posterior comparação a Fig. 76 apresenta o perfil de tensão da barra de conexão da GD e a Fig. 77 apresenta a saída de potência reativa do sistema fotovoltaico, ao longo do dia para o cenário com AV com a função de controle *Volt-Var* ativa nos inversores, antes e após a instalação do RT.

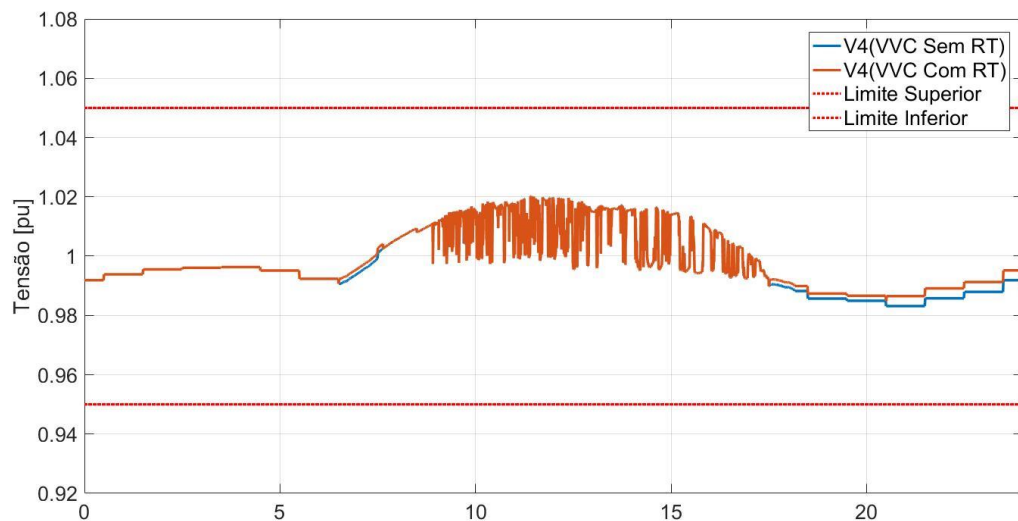


Figura 76. Tensão V4 (com e sem o RT) ao longo do dia com AV e com o controle *Volt-Var* implementado ao sistema FV (Fonte: Próprio Autor).

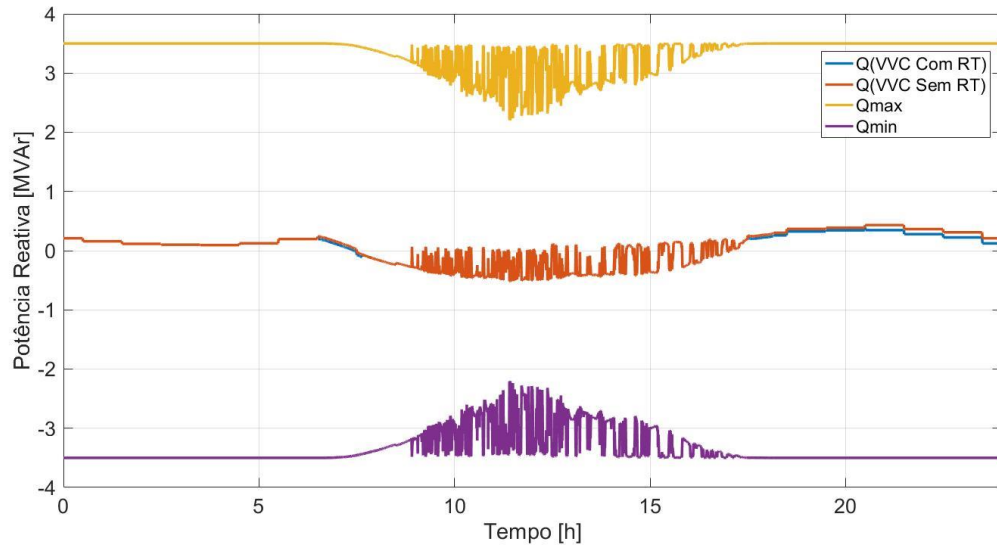


Figura 77. Saída de Potência Reativa do FV (com e sem o RT) ao longo do dia com BV e Controle *Volt-Var* implementado ao sistema FV (Fonte: Próprio Autor).

Agora, considerando resultados das simulações referentes à aplicação do controle *Volt-Var* no alimentador teste deste segundo estudo de caso. Observa-se através das Fig.70 e Fig. 74, levando em conta a atuação em conjunto do RT e controle *Volt-Var*, que a tensão foi notavelmente melhorada pelo controle *VV*, em ambos os cenários (BV e AV), respectivamente. Em consequência deste fato, o RT não foi muito solicitado, de forma que houve poucas comutações de tape quando o controle *VV* atua em conjunto com o RT, como pode ser observado nas Fig. 71 e Fig. 75. Isto explica-se pelo fato de que o controle *VV* foi atuante na controle de tensão (sobretensão e subtensão), o que fez com que o RT fosse pouco solicitado.

Entretanto, através das Fig. 72 e Fig. 76 é possível observar que não houve mudança significativa no perfil de tensão ao longo do dia para os cenários estudados (BV e AV), quando comparados com e sem a utilização do RT, e controle *VV* configurado aos inversores FV. Logo, devido ao controle *VV* ser mais solicitado que o RT, de forma que esta função atua no controle de potência reativa disponível, observa-se através das Fig. 73 e Fig. 77 que houve pouca mudança na saída de potência reativa disponibilizada pelo sistema fotovoltaico, com a utilização do RT e sem a utilização do RT utilizando o controle *VV*, para os cenários considerados.

5.3.4.1. Controle *Volt-Watt* / *Volt-Var* e as comutações de tape

Para finalizar, faz-se nesta seção a correlação entre a utilização dos controles *Volt-Watt* e *Volt-Var* e o número de comutações de tape realizadas pelo RT em cada cenário

estudado. Sendo assim, um algoritmo implementado em *Matlab* com dados provenientes do *OpenDSS* permitiu quantificar o número comutações de tape que foram realizadas nas simulações após a implementação do controle *Volt-Watt* e controle *Volt-Var* aos alimentadores teste em análise, a Tabela 5 apresenta estes valores para os cenários considerados, BV e AV.

Tabela 5. Comutações de Tape após os controles

Alimentador	Nº de Comutações de Tape		
	<i>Sem VWC/VVC</i>	<i>Com VWC</i>	<i>Com VVC</i>
<i>BV</i>	108	103	4
<i>AV</i>	428	417	4

Logo, observa-se que sem os controles (*VW* e *VV*) o número de comutações de tape para o cenário com BV é de 108 comutações, e com o aumento da variabilidade da radiação solar passou a ser de 428 comutações de tape. Após a inserção do controle *VW* observou-se que houve uma redução baixa no número de comutações para estes cenários, sendo 103 para o cenário de BV e 417 para o cenário de AV, reduzindo apenas 5 comutações (redução de 4,63%) no cenário de baixa variabilidade e 11 comutações (redução de 2,57%) no cenário com dia de alta variabilidade. Por outro lado, para os cenários onde o controle *VV* atua em conjunto com o RT, houve uma redução significativa no número de comutações de tape, somente 4 comutações durante todo o dia considerado, para os dois cenários, BV e AV. O que representa uma redução 96,29% para o dia com baixa variabilidade e uma redução maior ainda de 99,06% para o dia com alta variabilidade solar.

Capítulo 6

Conclusão

Na busca por conhecer melhor os impactos causados pela alta penetração fotovoltaica e encontrar soluções para minimizar seus efeitos, são essenciais as pesquisas e simulações em diferentes cenários que contribuam com este novo tema. Nesta dissertação foram realizadas simulações de fluxo de potência de séries temporais com a utilização das funções de controle *Volt-Watt* e *Volt-Var*, a fim de analisar o desempenho de tais funções nos dois dos principais problemas causados pela elevada penetração de geradores fotovoltaicos em sistemas de distribuição, que são as sobretensões e comutações excessivas de tape dos reguladores de tensão. Para melhor compreensão dos resultados, os estudos foram divididos em duas situações-problema, a primeira sem considerar o regulador de tensão, onde foram considerados dois alimentadores teste (BT e MT), e a segunda onde é considerado a implementação de um regulador de tensão no alimentador teste, considerando neste caso dois cenários de variabilidade solar (BV e AV).

Logo, no *Estudo de Caso 01*, demonstrou-se que o controle *Volt-Watt* conseguiu mitigar a sobretensão gerada em ambos os cenários (BT e MT), trazendo a tensão para dentro dos limites aceitáveis. Paralelo a isso e considerando a mesma curva de *Potência Ativa vs. Tensão* para ambos cenários, pode-se concluir que o controle *Volt-Watt* obteve melhor desempenho aplicado à rede teste em baixa tensão, pois apesar da diferença ser pequena, o inversor necessitou limitar menos a geração do sistema FV para diminuir mais a tensão final corrigida.

Ainda considerando o *Estudo de Caso 01*, foi demonstrado também o comportamento da atuação do controle *Volt-Var*, onde esta função permitiu trazer a tensão para dentro dos limites aceitáveis nos dois cenários considerados (BT e MT), através do controle de potência

reativa. Fazendo com que o inversor FV atuasse na região indutiva (absorvendo potência reativa da rede) e na região capacitiva (fornecendo potência reativa para a rede) controlando o nível da tensão em análise.

Assim, através dos resultados apresentados pelo *Estudo de Caso 01* foi possível concluir que o controle *Volt-Var* obteve melhor desempenho aplicado à rede teste em média tensão. Pois, como a relação X/R de redes de MT é maior que a de redes de BT, o inversor necessitou absorver menos potência reativa da rede para reduzir a tensão. Prova disto, que na BT onde tem-se um valor de X/R mais baixo, foi necessário absorver bastante energia reativa da rede para reduzir minimamente a tensão.

O *Estudo de Caso 02* teve como objetivo principal analisar os efeitos causados nos reguladores de tensão quando usados simultaneamente com as funções de controle *Volt-Watt* e *Volt-Var* presentes nos inversores FV, considerando diferentes cenários para a variação de radiação solar diária (BV e AV). Sendo assim, através dos resultados obtidos pode-se observar que quanto maior a variabilidade solar, mais o RT é solicitado, ou seja, maior é o número de comutações de tape necessárias para controlar a tensão desejada, aumentando o desgaste do equipamento e diminuindo sua vida útil.

Logo, para as simulações realizadas no alimentador teste no *Estudo de Caso 02* que analisaram a implementação do controle *Volt-Watt*, pode-se notar que o controle *VW* contribui muito pouco na regulação de tensão em redes de distribuição de MT com a presença de RT. Esta pequena parcela de contribuição na regulação de tensão se justifica pelo fato de que as atuações do RT conseguem evitar as elevadas tensões causadas pela inserção da geração distribuída fotovoltaica. Assim, não é necessária a limitação significativa de potência ativa por parte do controle *VW*. Entretanto, devido a esta solicitação do RT, não foi possível com o controle *VW* evitar as comutações excessivas do tape do RT. De modo que houve praticamente o mesmo comportamento nas comutações de tape do RT. Pois, ainda se observa mais de 400 comutações para o cenário com alta variabilidade solar antes e após a inserção do controle *VW*, o que representa uma redução de apenas 2,57% no número de comutações para este cenário, se comparado ao caso sem o controle *VW*.

Por conseguinte, considerando os alimentadores com a presença do controle *VW* e sem RT. Então, comparando este cenário com o que o controle *VW* atua com a presença do RT, observa-se que em ambos cenários (BV e AV) considerados para o *Estudo de Caso 02*, os alimentadores que não possuem RT para controlar a tensão tiveram que reduzir a saída de potência ativa através do controle *VW*, visto que este controle atua na limitação de potência ativa para reduzir a sobretensão causada pelo sistema FV. Por outro lado, os alimentadores onde

o RT e o controle *VW* atuaram em conjunto, possuíam a capacidade de disponibilizar grande parte da potência ativa disponível pelo FV para a rede, de acordo com sua curva de radiação solar considerada. Isto ocorre devido ao RT conseguir trazer os níveis de tensão de terminal para dentro dos valores adequados, logo o controle *VW* não necessitou limitar a saída de potência ativa do FV, fato este que aumenta o aproveitamento da energia limpa disponibilizada pelo sistema FV à rede. Porém, esse aumento de potência fornecida pelo FV é resultado de um alto número de comutações de tapes do regulador.

Foi demonstrado também, através dos resultados apresentados no *Estudo de Caso 02*, a atuação do controle *Volt-Var* implementado em conjunto com o RT. Onde, pode-se notar que esta função permitiu trazer a tensão para dentro dos limites adequados nos dois cenários considerados (BV e AV), através do controle de potência reativa. Fazendo com que o sistema FV atuasse absorvendo potência reativa da rede para controlar as sobretensões e fornecendo potência reativa para a rede controlando as subtensões, de acordo com a potência reativa disponível, região indutiva ou região capacitiva. Além disso, pode-se observar que as comutações excessivas de tape do RT foram reduzidas consideravelmente se comparado ao caso base, chegando a apenas 4 comutações durante o dia nos dois cenários considerados, o que representou uma redução de 96,29% para o dia com BV e uma redução maior ainda de 99,06% para o dia com AV.

Para os resultados das simulações que levam em consideração a saída de potência reativa disponibilizada pelo FV com aplicação do controle *VV*, nota-se que não houve mudanças significativas da saída de potência reativa, com e sem o RT. Pois, o controle *VV* opera praticamente do mesmo modo em ambos cenários (com e sem RT). Isso é resultado da velocidade do controle do inversor, ele opera mais rápido do que o regulador e, portanto, para esse estudo ele foi capaz de colocar em geral a tensão vista pelo regulador sempre dentro da faixa aceitável.

Por fim, ressalta-se que a utilização do controle *VV* em conjunto com o RT traz maiores benefícios para regulação de tensão em redes de distribuição em MT ao reduzir significativamente a sobretensão e o número de comutações de tape do RT, para ambos os cenários de variabilidade solar considerados (BV e AV). Esta significativa redução do número de comutações de tape do RT pode contribuir para reduzir os custos de manutenções e aumentar a vida útil do equipamento.

6.1. Sugestões para Trabalhos Futuros

Através dos resultados alcançados e das conclusões apresentadas, têm-se como sugestões para trabalhos futuros:

- Realizar os mesmos estudos propostos nesta dissertação em alimentadores reais;
- Realizar estudos com as funções de controle *Volt-Watt* e *Volt-Var* em alimentadores que utilizam transformadores de distribuição com a função OLTC.
- Realizar estudos que quantificam monetariamente a utilização dos controles *Volt-Watt* e *Volt-Var*, tanto por evitar violações dos limites de tensão quanto por reduzir custos de manutenção nos RTs.
- Realizar estudos com as funções de controle *Volt-Watt* e *Volt-Var* em alimentadores com geração FV e com RT em cascata.

Referências Bibliográficas

- [1] Associação Brasileira da Indústria Elétrica e Eletrônica - ABINEE. “Propostas para Inserção da Energia Solar Fotovoltaica na Matriz Elétrica Brasileira”. 2012. Disponível em: <<http://www.abinee.org.br/informac/arquivos/profotov.pdf>>. Acesso em: 22 jan. 2018.
- [2] TOLMASQUIM, Mauricio Tiomno. Energia Renovável: “Hidraulica, Biomassa, Eólica, Solar, Oceânica”. Rio de Janeiro: Epe, 2016. 452 p. Disponível em: <[http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-172/Energia Renovável - Online 16maio2016.pdf](http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-172/Energia%20Renovavel%20-Online16maio2016.pdf)>. Acesso em: 23 jan. 2018.
- [3] Ministério de Minas e Energia - MME: “Hidraulica, Biomassa, Eólica, Solar, Oceânica”. 2017. 8 pg. Disponível em: <<http://www.mme.gov.br/documents/10584/3580498/17+-+Energia+Solar+-+Brasil+e+Mundo+-+ano+ref.+2015+%28PDF%29/4b03ff2d-1452-4476-907d-d9301226d26c;jsessionid=41E8065CA95D1FABA7C8B26BB66878C9.srv154>>. Acesso em: 23 jan. 2018.
- [4] Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica - ABSOLAR. “Energia Solar Fotovoltaica: Panorama, Oportunidades e Desafios.”. 2017. Disponível em: <[http://www.aneel.gov.br/documents/10184/15266087/painel_3_ap_7_2017.10.19_ABSOLAR - Energia Solar Fotovoltaica - Dr. Rodrigo Lopes+Sauaia.pdf](http://www.aneel.gov.br/documents/10184/15266087/painel_3_ap_7_2017.10.19_ABSOLAR_-_Energia_Solar_Fotovoltaica_-_Dr._Rodrigo_Lopes+Sauaia.pdf)>. Acesso em: 23 jan. 2018.
- [5] Solar Power Europe. “Global Market Outlook For Solar Power / 2016 – 2020”. 2016. Disponível em: <http://www.solarpowereurope.org/fileadmin/user_upload/documents/Events/SolarPower_Webinar_Global_Market_Outlook.pdf>. Acesso em: 22 jan. 2018.

- [6] Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems, ISE. “Photovoltaics Report. Support of PSE AG Freiburg”, 17 November, 2016.
- [7] Solar Power Europe. “Global Market Outlook For Solar Power / 2017 – 2021”. 2017. Disponível em: <http://www.solarpowereurope.org/fileadmin/user_upload/documents/WEBINAR/Free_SolarPower_Webinar__Global_Market_Outlook_2017-2021.pdf>. Acesso em: 23 jan. 2018
- [8] Agência Nacional de Energia Elétrica. “REN 482: Estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, o sistema de compensação de energia elétrica, e dá outras providências”. Distrito Federal: Aneel, 2012. 12 p. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>>. Acesso em: 23 jan. 2018.
- [9] Agência Nacional de Energia Elétrica. “REN 687: Altera a Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012, e os Módulos 1 e 3 dos Procedimentos de Distribuição – PRODIST”. Distrito Federal: Aneel, 2015. 25 p. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf>>. Acesso em: 23 jan. 2018.
- [10] ANEEL. “Geração Distribuída: Micro e Minigeração Distribuídas”. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/geracao-distribuida>>. Acesso em: 23 jan. 2018.
- [11] América do Sol. “Potencial Solar no Brasil”. Disponível em: <<http://americadosol.org/potencial-solar-no-brasil/>>. Acesso em: 24 jan. 2018.
- [12] V. C. Souza, “Controle Local de Potência Reativa em Geradores Fotovoltaicos para a Melhoria da Regulação de Tensão em Redes de Distribuição”. 2017. 95p. Dissertação de Mestrado, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica – PPGEE, Universidade Federal do Pará – UFPA.
- [13] SOLARGIS. “Free download of solar resource maps”. Disponível em: <<http://solargis.com/products/maps-and-gis-data/free/overview/>>. Acesso em: 24 jan. 2018.
- [14] C. Whitaker, J. Newmiller, M. Ropp, B. Norris, “Renewable Systems Interconnection Study: Distributed Photovoltaic Systems Design and Technology Requirements,” Sandia Report SAND2008-0946 P, Feb. 2008.

- [15] H. A. Barata, “Impacto de Redes de Distribuição com Massiva Conexão de Geradores Fotovoltaicos na Estabilidade de Tensão de Longo-Prazo em Sistemas de Potência”. 2017. 134p. Dissertação de Mestrado, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica – PPGEE, Universidade Federal do Pará – UFPA.
- [16] Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, “Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST, Módulo 8 – Qualidade de Energia Elétrica”. Última Revisão Aprovada pela Resolução Normativa nº 767/2017 – Vigência de 01/01/2018. Disponível em: http://www.aneel.gov.br/documents/656827/14866914/M%C3%B3dulo8_Revis%C3%A3o_9_LIMPO.pdf/ Acesso em: 25 jan. 2018.
- [17] R. Walling, R. Saint, R. C. Dugan, J. Burke, and L. A. Kojovic, “Summary of Distributed Resources Impact on Power Delivery Systems”, IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 23, no. 3, pp. 1636-1644, 2008.
- [18] J. P. Costa, “Análise Dinâmica da Condição de Runaway em Reguladores de Tensão Devido à Presença de Geração Fotovoltaica nas Redes de Distribuição”. 2016. 80p. Dissertação de Mestrado, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica – PPGEE, Universidade Federal do Pará – UFPA.
- [19] A. R. Malekpour and A. Pahwa, "Reactive power and voltage control in distribution systems with photovoltaic generation," 2012 North American Power Symposium (NAPS), Champaign, IL, 2012, pp. 1-6.
- [20] F. Olivier, P. Aristidou, D. Ernst, T. V. Cutsem, “Active Management of Low-Voltage Networks for Mitigating Over voltages Due to Photovoltaic Units”, IEEE Trans. Smart grid, vol. 7, NO. 2, pp. 926-93, March 2016.
- [21] F. Trindade; T. Sonnewend; M. Lopes; W. Freitas, “Mitigation of Fast Voltage Variations During Cloud Transients in Distribution Systems with PV Solar Farms”, in IEEE Transactions on Power Delivery , vol. PP, no.99, pp.1-1.
- [22] Y. Agalgaonkar, B. C. Pal and R. A. Jabr, “Distribution voltage control considering the impact of PV generation on tap changers and autonomous regulators”, 2014 IEEE PES General Meeting | Conference & Exposition, National Harbor, MD, 2014, pp. 1-1.

- [23] J. Smith, "Modeling High-Penetration PV for Distribution Interconnection Studies: Smart Inverter Function Modeling in OpenDSS", Rev 2. EPRI, Palo Alto, CA: 2013. 3002002271.
- [24] S. M. Meghasai, R. Vega and H. Krishnaswami, "Simulation of Smart Functionalities of Photovoltaic Inverters by Interfacing OpenDSS and Matlab". 2015. IEEE.
- [25] J. Smith, W. Sunderman, R. Dugan, and B. Seal, "Smart Inverter Volt/Var Control Functions for High Penetration of PV on Distribution Systems," IEEE PES Power Systems Conference and Exposition, Phoenix, AZ, 2011.
- [26] J. Smith, B. Seal, W. Sunderman and R. Dugan, "Simulation of Solar Generation with Advanced Vol-Var Control," 21st International Conference on Electricity Distribution, CIRED, Frankfurt, Germany, 2011.
- [27] W. Sunderman, R. C. Dugan and J. Smith, "Open Source Modeling of Advanced Inverter Functions for Solar Photovoltaic Installations," T&D Conference and Exposition, 2014 IEEE PES, vol., no., pp.1,5, 14-17 April 2014.
- [28] Ruifeng Yan, Brandon Marais, Tapan Kumar Saha, "Impacts of residential photovoltaic power fluctuation on on-load tap changer operation and a solution using DSTATCOM," Electric Power Systems Research, Volume 111, June 2014, Pages 185-193.
- [29] NeoSolar, "Sistemas de Energia Solar Fotovoltaica e Seus Componentes". Disponível em: <<https://www.neosolar.com.br/aprenda/saiba-mais/sistemas-de-energia-solar-fotovoltaica-e-seus-componentes>>. Acesso em: 30 jan. 2018.
- [30] NeoSolar, "Sistemas Isolados - *Off-Grid*". Disponível em: <<https://www.neosolar.com.br/aprenda/saiba-mais/sistemas-isolados-off-grid/>>. Acesso em: 30 jan. 2018.
- [31] J. T. Pinho and M. A. Galdino. "Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos". Rio de Janeiro: CEPEL. CRESESB, 2014. Disponível em: < <https://www.portal-energia.com/downloads/livro-manual-de-engenharia-sistemas-fotovoltaicos-2014.pdf> >. Acesso em: 31 jan. 2018.

- [32] GreenPro, “Manual Sobre Tecnologia, Projeto e Instalação, Energia Fotovoltaica”, Janeiro de 2004. Disponível em: < <http://www.greenpro.de/po/fotovoltaico.pdf> >. Acesso em: 31 jan. 2018.
- [33] R. Zilles, W. N. Macêdo, M. A. B. Galhardo, S. H. F. Oliveira. “Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica”. São Paulo: Oficina de Texto, 2012, Coleção aplicações da energia solar fotovoltaica; 1.
- [34] W. H. Kersting, “Distribution System Modeling and Analysis”. London: CRC Press, Second Edition, 2007.
- [35] M. A. Mahmud, M. J. Hossain, H. R. Pota and A. B. M. Nasiruzzaman, "Voltage control of distribution networks with distributed generation using reactive power compensation," IECON 2011 - 37th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society, Melbourne, VIC, 2011, pp. 985-990.
- [36] L. H. M. Leite. “Estratégia de Regulação de Tensão em Redes de Distribuição com Geração Distribuída Fotovoltaica Assistida por Infraestrutura Integrada de Telecomunicações”. 2016. 252 f. Tese (Doutorado) - Curso de Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte.
- [37] P. Kundur, N. J. Balu, and M. G. Lauby, “Power System Stability and Control”. McGraw-hill New York, 1994, vol. 7.
- [38] R. D. Rangel, C. H. C. Guimarães, “Modelagem de Transformadores com Dispositivos de Comutação em Carga para Utilização em Programa de Simulação Dinâmica”. XIX Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, Rio de Janeiro, 2007.
- [39] R. C. Dugan, “Reference Guide - The Open Distribution System Simulator (OpenDSS)”. Electric Power Research Institute – IEEE, Revision 7.6, November 2012.

Apêndice A – Códigos Utilizados no OpenDSS

A.1. Códido de Implementação do RT

```
//Definição do Transformador (Transformer) e Elemento de Controle (RegControl)
New Transformer.RegT phases=1 xhl=0.01 %LoadLoss=0.001
~ wdg=1 bus=Barra2.1.0 kV=7.9674 kva=1600
~ wdg=2 bus=Barra3.1.0 kV=7.9674 kva=1600

New RegControl.Reg1 transformer=RegT winding=2 vreg=100 band=1 ptratio=79.674
~delay=30 tapdelay=5 enabled=yes debugtrace=yes reversible=yes revvreg=100
~revband=1 revThreshold=3500 revdelay=30
```

A.2. Códido de Implementação do PVSystem

```
// Definição da Curva P-T (Pmpp vs temperature)
New XYCurve.MyPvsT npts=4 xarray=[0 25 75 100] yarray=[1.2 1.0 0.8 0.6]

// Definição da Curva de Eficiência
New XYCurve.MyEff npts=4 xarray=[.1 .2 .4 1.0] yarray=[.86 .9 .93 .97]

// Definição Curva de irradiação solar com baixa variabilidade normalizada
New "LoadShape.MyIrradBV" npts=86400 sinterval=15.0 mult=(File=LoadShapeBV.csv) Action=Normalize

// Definição da Curva de Temperatura – 24h
New Tshape.MyTemp npts=24 interval=1 temp=[25, 25, 25, 25, 25, 25, 25, 25, 25, 35, 40, 45, 50 60 60 55 40 35
30 25 25 25 25 25 25]

// Definição do PVSystem e seus Parâmetros
New PVSystem.PV phases=1 bus1=Barra2.1 kV=0.12701 kVA=55 irrad=.98 Pmpp=49.5 temperature=25
~PF=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 effcurve=Myeff P-TCurve=MyPvsT Daily=MyIrradBV TDaily=MyTemp
```

A.3. Códido de Implementação do Controle Volt-Watt

```
// Definição da Curva de Controle Volt-Watt
New XYCurve.myvw_curve npts=4 Yarray=[1 1 0]
~ XArray=[1 1.02 1.08]

//Definição do InvControl no Modo Volt-Watt
New InvControl.mytest mode=VOLTWATT voltage_curvex_ref=rated voltwatt_curve=myvw_curve
~EventLog=yes VoltwattYAxis=PMPPPU DeltaP_factor=0.45
```

A.4. Códido de Implementação do Controle Volt-Var

```
// Definição da Curva de Controle Volt-Var
New XYCurve.myvv_curve npts=4 Yarray=(1,1,-1,-1)
~ XArray=(0.5,0.95,1.05,1.5)

//Definição do InvControl no Modo Volt-Var
New InvControl.mytest mode=VOLTVAR voltage_curvex_ref=rated vvc_curve1=myvv_curve
~EventLog=yes deltaQ_factor=0.2 VV_RefReactivePower=VARMAX_WATTS eventlog=yes
```