

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

Impacto de Redes de Distribuição com Massiva Conexão
de Geradores Fotovoltaicos na Estabilidade de Tensão de
Longo-Prazo em Sistemas de Potência

Heitor Alves Barata

DM 17 / 2017

UFPA / ITEC / PPGEE
Campus Universitário do Guamá
Belém – Pará - Brasil
2017

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

Heitor Alves Barata

Impacto de Redes de Distribuição com Massiva Conexão de Geradores
Fotovoltaicos na Estabilidade de Tensão de Longo-Prazo em Sistemas de
Potência

DM 17 / 2017

UFPA / ITEC / PPGEE
Campus Universitário do Guamá
Belém – Pará - Brasil
2017

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

Heitor Alves Barata

Impacto de Redes de Distribuição com Massiva Conexão de Geradores
Fotovoltaicos na Estabilidade de Tensão de Longo-Prazo em Sistemas de
Potência

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.

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

2017

Dados Internacionais de Catalogação - na – Publicação (CIP) Sistema de Bibliotecas da UFPA

Barata, Heitor Alves, 1991-

Impacto de redes de distribuição com massiva conexão de geradores fotovoltaicos na estabilidade de tensão de longo-prazo em sistemas de potência / Heitor Alves Barata.-2017.

Orientador : João Paulo de Abreu Vieira

Dissertação (Mestrado) - Universidade Federal do Pará, Instituto de Tecnologia, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Belém, 2017.

1. Geração de energia fotovoltaica. 2. Geração distribuída de energia elétrica. 3. Reguladores de voltagem. 4. Sistemas de energia elétrica – estabilidade. I. Título.

CDD 23. ed. 621.31244

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


**“IMPACTO DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO COM MASSIVA CONEXÃO
DE GERADORES FOTOVOLTAICOS NA ESTABILIDADE DE TENSÃO
DE LONGO-PRAZO EM SISTEMAS DE POTÊNCIA”**

AUTOR: HEITOR ALVES BARATA


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 Sistema de Energia Elétrica.

APROVADA EM: 31/03/2017

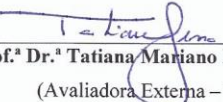
BANCA EXAMINADORA:



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



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



Prof.ª Dr.ª Tatiana Mariano Lessa de Assis
(Avaliadora Externa – UFRJ)

VISTO:

Prof. Dr. Evaldo Gonçalves Pelaes
(Coordenador do PPGEE/ITEC/UFPA)

DEDICATÓRIA

*Aos meus pais, pelo amor,
dedicação e exemplo.*

AGRADECIMENTOS

Primeiramente agradeço a Deus.

Agradeço aos meus pais Benedito Barata e Vera Alves, a quem devo o que sou hoje. Agradeço o apoio incondicional e pela participação na minha formação não só profissional, mas também moral. Agradeço também a minha irmã e todos os outros familiares pelo carinho, ajuda e presença em minha vida.

Agradeço ao professor Dr. João Paulo Vieira, por todos os ensinamentos, orientações e inúmeras discussões produtivas sobre o assunto. Agradeço também ao professor Dr. Ubiratan Bezerra e professora Dra. Tatiana de Assis por terem aceitado avaliar e contribuir para este trabalho.

Agradeço aos amigos Douglas Oliveira, Vanderson Carvalho e Juliana Portugal por compartilharem dúvidas e estarem sempre dispostos a contribuir com novas ideias.

Agradeço a todos meus amigos, em especial aos do CEAMAZON, aos quais expresso meu muito obrigado pela companhia e 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.

SUMÁRIO

Capítulo 1 - Introdução.....	1
1.1. A Energia Solar no Mundo e no Brasil.....	1
1.2. Motivação	6
1.3. Objetivos.....	10
1.4. Revisão Bibliográfica	11
1.5. Estrutura da Dissertação	13
1.6. Trabalhos Aceitos para Publicação.....	14
Capítulo 2 – Geração Fotovoltaica.....	15
2.1. Introdução	15
2.2. Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede	15
2.3. Célula Fotovoltaica	16
2.4. Módulo Fotovoltaico.....	18
2.4.1. Características Elétricas do Módulos Fotovoltaicos.....	20
2.5. Fatores que Afetam as Características Elétricas dos Módulos Fotovoltaicos .	21
2.5.1. Efeito da Irradiância Solar.....	21
2.5.2. Efeito da Temperatura	22
2.6. Inversor	23
2.6.1. Classificação dos Inversores.....	24
2.6.2. Eficiência de um Inversor.....	27
2.6.3. Seguimento do Ponto de Potência Máxima (MPPT).....	28
Capítulo 3 – Estabilidade de Tensão	31
3.1. Introdução	31

3.2.	Conceitos de Estabilidade de Tensão.....	33
3.3.	Influência dos Modelos de Carga, OEL e OLTC na Estabilidade de Tensão..	36
3.3.1.	Carga.....	36
3.3.2.	Limitador de Sobre Corrente (OEL).....	37
3.3.3.	Transformador com Mudança de Tape sob Carga (OLTC)	38
3.4.	Classificação da Estabilidade de Tensão	39
3.5.	Curva PV.....	42
Capítulo 4 – Modelo Dinâmico da Geração Fotovoltaica		50
4.1.	Introdução	50
4.2.	Modelo para Estudos de Fluxo de Carga	52
4.3.	Modelo para Estudos Dinâmicos	53
4.3.1.	Controle de Potência Ativa.....	57
4.3.2.	Controle de Potência Reativa	58
4.3.3.	Funções de Proteção	58
4.4.	Curva de Capacidade	59
Capítulo 5 - Resultados		62
5.1.	Introdução	62
5.2.	Sistema Teste	63
5.3.	Análise Comparativa de Diferentes Modelagens da Rede de Distribuição com Presença dos Geradores Fotovoltaicos	66
5.3.1.	Modelo 1.....	69
5.3.2.	Modelo 2.....	69
5.3.3.	Modelo 3.....	69
5.4.	Diferenças dos Modelos Considerado Nível de Penetração de 5,95%	71
5.5.	Diferenças nos Modelos Considerando Nível de Penetração de 11,9%	77

5.6. Análise dos Impactos	83
5.6.1. Aumento do Nível de Penetração da Geração Fotovoltaica	83
5.6.2. Variabilidade da Geração Fotovoltaica	91
Capítulo 6 – Conclusões Finais e Trabalhos Futuros	102
6.1. Considerações Finais	102
6.2. Diferentes Modelagens de Carga e Geração	102
6.3. Aumento do Nível de Penetração	103
6.4. Variabilidade da GFV	104
6.5. Conclusões Finais	105
6.6. Trabalhos Futuros	106
Referências Bibliográficas.....	107
Anexo A – Dados do Sistema de transmissão	111
Anexo B – Dados do Sistema de distribuição	114

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 Evolução anual da capacidade instalada adicionada da GFV 2000-2015 [1]... 3	3
Figura 2 Evolução do total da capacidade instalada da GFV 2000-2015 [1]..... 3	3
Figura 3 Rede ativa de distribuição [10]. 8	8
Figura 4 SFCR..... 16	16
Figura 5 Circuito equivalente de uma célula fotovoltaica [4]. 17	17
Figura 6 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 [4]. 18	18
Figura 7 Célula, módulo e arranjo fotovoltaico [31]. 19	19
Figura 8 Curva característica I-V e curva de potência P-V para um módulo com potência nominal de 100 Wp [4]. 20	20
Figura 9 Influência da variação do nível de irradiação solar nas curvas de corrente e potência em função da tensão [23]. 22	22
Figura 10 Influência da variação de temperatura de operação do gerador fotovoltaico nas curvas de potência e corrente em função da tensão [23]. 22	22
Figura 11 Diagrama simplificado para conexão do gerador fotovoltaico via inversor. 23	23
Figura 12 Tipos de inversores classificados de acordo com o princípio de funcionamento [4]. 24	24
Figura 13 Estágios dos inversores. 26	26
Figura 14 Inversor de dois estágios para SFCR [36]. 26	26
Figura 15 Tipos de inversores para SFCR..... 27	27
Figura 16 Curvas I-V e P-V de um <i>string</i> de seis módulos fotovoltaicos [22]. 29	29
Figura 17 Instabilidade de tensão na área do Tramoeste (SE-Rurópolis-PA) [37]. 33	33
Figura 18 Comportamento das características da carga com a tensão [39]. 37	37
Figura 19 Classificação geral da estabilidade de sistemas de potência [41]. 40	40
Figura 20 Sistema de potência elementar. 43	43
Figura 21 Curva PV e definição de Margem de Estabilidade de Tensão (MET) [19]. . 44	44
Figura 22 Potência transmitida. 45	45
Figura 23 Mecanismos que levam a instabilidade de tensão [12]. 46	46
Figura 24 Situações de instabilidade de tensão para características realísticas da carga em regime permanente [12]. 47	47

Figura 25 Curvas PV para diferentes dinâmicas [18].....	48
Figura 26 Elevada penetração de geração solar no sistema de distribuição [43].	50
Figura 27 Representação do gerador fotovoltaico equivalente para estudos de fluxo de carga [42].....	53
Figura 28 Diagrama de blocos do modelo da WECC para sistemas fotovoltaicos de pequeno porte [42].....	554
Figura 29 Curva que representa o controle Volt-Var do inversor.	55
Figura 30 Modelo dinâmico do gerador fotovoltaico.....	56
Figura 31 Controle de potência reativa constante [22].....	58
Figura 32 Curvas de capacidade de inversores [50].....	60
Figura 33 Diagrama unifilar do sistema teste [38].	64
Figura 34 Diagrama unifilar do sistema de distribuição [53].....	64
Figura 35 Modelos de carga e geração distribuída para NP=5,95%.	70
Figura 36 Modelos de carga e geração distribuída para NP=11,9%.	70
Figura 37 Curva PV considerando a potência transmitida como índice e NP=5,95%..	71
Figura 38 Curva PV considerando o carregamento como índice e NP=5,95%.	72
Figura 39 Perfil de tensão considerando os três modelos e NP=5,95%.	75
Figura 40 Ação do OLTC considerando os três modelos e NP=5,95%.	76
Figura 41 Ação do OEL considerando os três modelos e NP=5,95%.....	77
Figura 42 Curva PV considerando a potência transmitida como índice e NP=11,9%..	77
Figura 43 Curva PV considerando o carregamento como índice e NP=11,9%.	79
Figura 44 Perfil de tensão considerando os três modelos e NP=11,9%.	81
Figura 45 Ação do OLTC considerando os três modelos e NP=11,9%.	82
Figura 46 Ação do OEL considerando os três modelos e NP=11,9%.....	82
Figura 47 Curva PV considerando o carregamento e o aumento do NP.....	85
Figura 48 Curva PV considerando o fluxo de potência na linha e o aumento do NP. ...	85
Figura 49 Perfil de tensão para diferentes NP.	87
Figura 50 Ação do OEL para diferentes NP.....	88
Figura 51 Ação do OLTC para diferentes NP.	88
Figura 52 Perfil de tensão na distribuição.	89
Figura 53 Injeção de potência ativa de geradores fotovoltaicos.....	91
Figura 54 Curvas PV considerando diferentes índices e diferentes perfis de injeção de potência fotovoltaica.....	92

Figura 55 Comparação do somatório da potência ativa transmitida com o somatório da potência das cargas do sistema para os casos de crescimento e decrescimento da injeção de potência da GD.	94
Figura 56 Comparação do somatório de fluxo de potência ativa com o carregamento e a potência injetada pelos GFVs considerando o aumento da potência injetada em rampa.	96
Figura 57 Comparação do somatório de fluxo de potência ativa com o carregamento e a potência injetada pelos GFVs considerando a diminuição da potência injetada em rampa.	96
Figura 58 Perfil de tensão considerando a variabilidade da geração fotovoltaica.	97
Figura 59 Ação do OEL considerando a variabilidade da GFV.	98
Figura 60 Ação do OLTC considerando a variabilidade da GFV.	98
Figura 61 Perfil de tensão na distribuição para diferentes perfis de injeção de potência ativa.	99
Figura 62 Potência ativa injetada por GFVs.	100

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 Total de adesões por geração distribuída. (Ano 2017) [5].....	4
Tabela 2 Geração distribuída por estado brasileiro. (Ano 2017) [5]	5
Tabela 3 Característica e sensibilidade da carga [19].....	37
Tabela 4 Ajustes da proteção do gerador fotovoltaico [46].....	59
Tabela 5 Cenário de geração [38].....	65
Tabela 6 Cenário de carga [38].....	65
Tabela 7 MET considerando diferentes índices para a curva PV e NP=5,95%.	73
Tabela 8 Tempo de simulação dos diferentes modelos.	74
Tabela 9 MET considerando diferentes índices para a curva PV e NP=11,9%.	80
Tabela 10 Níveis de penetração solar.	84
Tabela 11 MET para o aumento do NP considerando diferentes índices para a curva PV utilizando o modelo 3.	86
Tabela 12 MET para a variabilidade da GFV considerando diferentes índices para a curva PV utilizando o modelo 3.	93

RESUMO

Esta dissertação visa mostrar o impacto de geradores fotovoltaicos distribuídos, conectados nas redes de distribuição, na estabilidade de tensão de longo-prazo usando simulação completa no domínio do tempo. O efeito de diferentes níveis de penetração da geração fotovoltaica é investigado. Também são investigados diferentes modelos de redes de distribuição com geração distribuída: 1) Carga e GD representados por modelo ZIP e carga com potência ativa negativa do tipo corrente constante, respectivamente, na subestação (SE); 2) Carga e GD representados por modelo ZIP e equivalente dinâmico, respectivamente, na SE; 3) Carga e GD representados por modelo ZIP e modelo dinâmico, respectivamente, distribuídos ao longo de uma rede de distribuição de MT. Equipamentos como transformadores com comutação de tape sob carga (OLTC, do inglês, “On-Load Tap Changer”), limitadores de sobrecorrente de excitação (OEL, do inglês, “Overexcitation Limiter”), cargas estáticas e autotransformadores reguladores de tensão são levados em consideração nas análises, pois afetam significativamente a estabilidade de tensão de longo-prazo. As investigações são realizadas por meio do uso do software de análise de rede (ANAREDE) e do software de análise de transitórios eletromecânicos (ANATEM), desenvolvidos pelo Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL). A modelagem estática dos geradores fotovoltaicos é considerada como barras PQ, e a modelagem dinâmica é baseada no modelo PVD1 da WECC (Western Electricity Coordinating Council) implementada via Controle Definido pelo Usuário (CDU) no ANATEM. A proteção mandatória da geração fotovoltaica também é considerada. O sistema de potência estudado é uma junção de um sistema de transmissão de 11 barras com sistemas de distribuição da UKGDS (United Kingdom Generic Distribution System) de 76 barras cada.

Palavras-chaves: Geração Fotovoltaica – Geração Distribuída – Redes de Distribuição – Estabilidade de Tensão

ABSTRACT

This dissertation aims to show the impact of distributed photovoltaic generators connected to distribution networks on long term voltage stability using full time simulation. The effect of different penetration levels of photovoltaic generation is investigated. Different distribution network models considering distributed generation (DG) connections is also investigated: 1) Load and DG represented by ZIP model and negative active power loads, respectively, connected to the substation bus; 2) Load and DG represented by ZIP model and dynamic equivalent, respectively, connected to the substation bus; 3) Load and GD represented by ZIP model and dynamic model, respectively, distributed along a MV distribution network. Equipments such as On-Load Tap Changer (OLTC) transformers, Overexcitation Limiter (OEL), static loads and step voltage regulators are taken into account in the analyzes, since they significantly affect the long-term voltage stability. The investigations were conducted using both the power flow software ANAREDE and transient stability simulator ANATEM, developed by the Electrical Energy Research Center (CEPEL). For the purpose of power flow studies, photovoltaic generators are modeled as PQ buses with $Q=0$. The modelling of photovoltaic generators for dynamic studies is based on WECC (Western Electricity Coordinating Council) model, wich was inserted into file User Defined Controller (CDU) from ANATEM. The undervoltage protection of photovoltaic generator is also considered. The case studies were performed on a combined transmission and distribution model.

Keywords: Photovoltaic Generation – Distributed Generation – Distribution Networks – Voltage Stability

Capítulo 1

Introdução

1.1. A Energia Solar no Mundo e no Brasil

A energia elétrica é insumo fundamental para o desenvolvimento da sociedade. O homem está cada vez mais dependente das comodidades advindas da utilização da energia elétrica, então desenvolve maneiras para acomodar suas necessidades e desejos utilizando as mais variadas formas de energia. O uso da energia deve, entretanto, ser atrelado ao tipo de recurso energético disponível, sua viabilidade técnica e econômica, além de impactos ambientais associados ao seu aproveitamento.

Neste contexto, a importância e o interesse pelas energias renováveis são uma tendência generalizada em vários países do mundo, em virtude de proporcionar redução dos impactos ambientais, diversificação da matriz energética e menor dependência de combustíveis fósseis não renováveis.

As fontes renováveis ganharam evidência, principalmente, devido os problemas ambientais ocasionados pela exploração de fontes de energia não renováveis. Tais fontes emitem grande quantidade de gases relacionados ao efeito estufa, fenômeno responsável pelo aquecimento global e mudanças climáticas. Para minimizar os problemas climáticos foi criado, em 1997, o Protocolo de Kyoto, no Japão, o qual visou a redução de gases do efeito estufa. O protocolo expirou em 2012, contudo, a Conferência do Clima de Doha, no Catar, denominada de COP-18 garantiu a sua continuidade de 2013 a 2020. Em 2015, a Conferência do Clima de Paris (COP-21) reconheceu o papel crucial que a geração solar desempenhará nos sistemas de energia elétrica em muitos países, além de manter o aquecimento global abaixo de 2°C e, se possível, abaixo de 1,5°C. Na COP-21 também foi lançada a aliança Solar Internacional (*International Solar Alliance*), onde mais de 120 países assinaram um acordo para fazer da energia solar a principal fonte renovável no combate as mudanças climáticas.

As tecnologias aplicadas as fontes renováveis de energia compreendem geradores que utilizam como fonte de energia a biomassa, células de combustível, eólica, solar

fotovoltaica, hídrica, das marés, etc. Dentre as fontes renováveis, a geração solar apresenta expressivo crescimento. Estima-se que no primeiro trimestre de 2016, apenas a China instalou uma capacidade de 7 GW, o que representa 14% da capacidade instalada em 2015 que foi de 50,6 GW, por sua vez, um aumento na demanda de 25,6% sobre os 40,3 GW comissionados em 2014 [1].

A tendência de forte exploração da energia solar em todos os continentes, iniciada em 2012, se consolidou em 2015 [1]. 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 [2]. Atualmente, 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 [2].

Um dos estímulos à proliferação de geradores solares no mundo foi a redução do custo de instalação de sistemas e módulos fotovoltaicos nos últimos anos [3].

Outros mercados de energia solar surgiram, principalmente na Ásia, com destaque para o expressivo crescimento por demanda de tais fontes na China e Índia, devido a políticas favoráveis, preços baixos de módulos fotovoltaicos e programas de eletrificação rural em larga escala. Na China, mais do que incentivar o uso da tecnologia por meio de programas governamentais, a política mais agressiva está voltada para a produção e exportação de células e módulos fotovoltaicos [4]. O Japão também teve destaque com políticas e incentivos atraentes, uma vez que o mercado fotovoltaico japonês cresceu, atingindo 11 GW de capacidade. Juntos, China e Japão, foram responsáveis por mais da metade do total da capacidade instalada no ano de 2015.

A capacidade instalada mundial de geração fotovoltaica vem crescendo ano após ano. Ao final do ano de 2015, o montante já alcançava a marca de 229 GW [1]. Em apenas 5 anos, de 2010 a 2015, a capacidade total mundial cresceu 450% em relação aos 41 GW da época. Comparando com o final de 2005, em que a estimativa era de 5 GW, a capacidade instalada cresceu 45 vezes em apenas uma década. A **Figura 1**, modificada de [1], mostra a evolução por ano da capacidade instalada adicionada da geração fotovoltaica, dos anos 2000 até 2015.

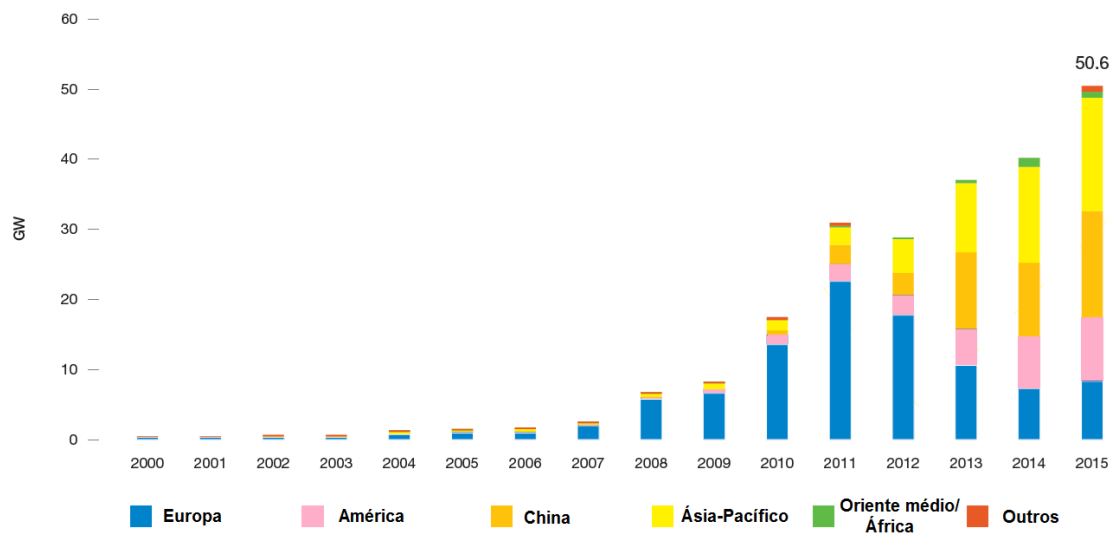


Figura 1 Evolução anual da capacidade instalada adicionada da GFV 2000-2015 [1].

A **Figura 2**, modificada de [1], mostra a evolução da capacidade instalada total referente ao período de 2000 a 2015.

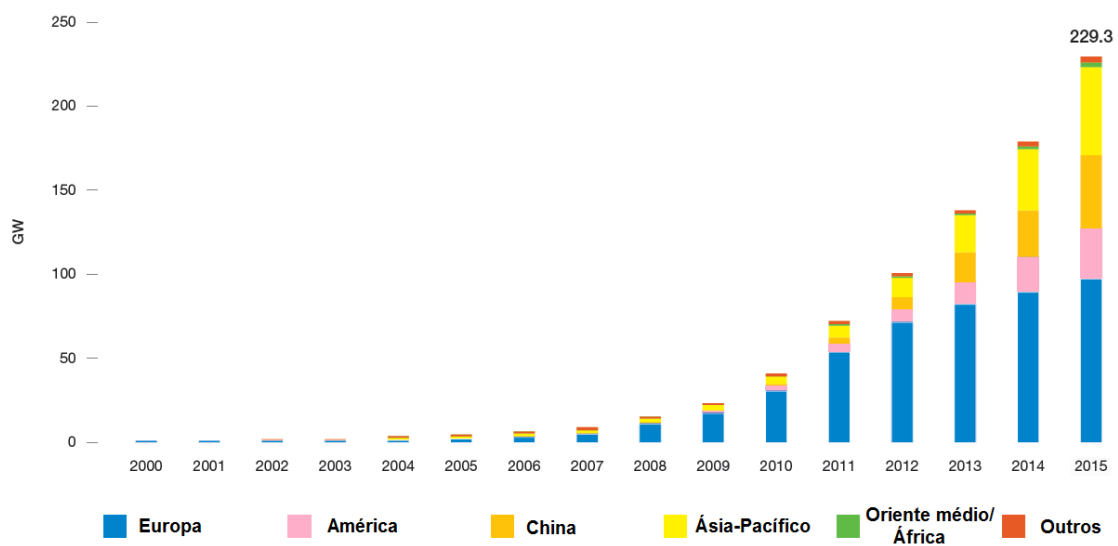


Figura 2 Evolução do total da capacidade instalada da GFV 2000-2015 [1].

O crescimento da geração distribuída, principalmente de fontes fotovoltaicas, observado no cenário mundial também é visto no cenário nacional. No Brasil, em 4 anos, o número de conexões de micro e minigeração de energia superou 7 mil instalações [5]. Denomina-se de microgeração distribuída a central geradora com potência instalada de até 75 kW e minigeração distribuída aquela com potência acima de 75kW e menor ou

igual a 5 MW (sendo 3MW para a fonte hidráulica), conectadas à rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras. O número cresceu de 4 conexões registradas em dezembro de 2012 para 7658 ligações registradas pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) em 25 de janeiro de 2017, o que representa uma potência instalada de aproximadamente 75 MW, suficientes para abastecer 60 mil residências.

A fonte mais utilizada pelos consumidores-geradores é a solar, a qual conta atualmente com 7568 adesões, seguida da eólica com 45 instalações. A **Tabela 1** [5] apresenta o total de adesões por fonte. O estado com o maior número de micro e minigeradores é Minas Gerais (1644 conexões), seguido de São Paulo (1370) e Rio Grande do Sul (782). A **Tabela 2** [5] apresenta a quantidade e potência instalada de unidade de geração distribuída dos estados brasileiros.

Tabela 1 Total de adesões por geração distribuída. (Ano 2017) [5]

Tipo	Quantidade	Potência Instalada (kW)
CGH	9	4.407
EOL	45	166,4
UFV	7.990	61.866,18
UTE	37	15.017

CGH* Central Geradora Hidrelétrica

$$(P_{inst} \leq 3MW)$$

EOL* Central Geradora Eólica

$$(P_{inst} \leq 5MW)$$

UFV* Central Geradora Fotovoltaica

$$(P_{inst} \leq 5MW)$$

UTE* Central Geradora Termelétrica

$$(P_{inst} \leq 5MW)$$

Tabela 2 Geração distribuída por estado brasileiro. (Ano 2017) [5]

UF	Quantidade	Potência Instalada (kW)
AC	4	11
AL	24	339,59
AM	7	54,86
BA	179	1.693,35
CE	372	9.001,59
DF	121	1095,37
ES	409	1088,53
GO	130	1.707,33
MA	99	1.267,10
MG	1.766	19.058,19
MS	206	1.671,46
MT	120	2.239,25
PA	42	174,31
PB	66	469,39
PE	175	3.546,86
PR	697	5.025,17
RJ	672	8.032,44
RN	151	1.281,64
RO	18	948,74
RS	838	7.243,13
SC	441	7.639,34
SE	18	118,74
SP	1.477	7.438,33
TO	49	310,87

Segundo o Ministério de Minas e Energia (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.

A geração de energia pelos próprios consumidores tem como marco e tornou-se possível a partir da Resolução Normativa ANEEL n° 482/2012 [6]. A norma estabeleceu as condições gerais para o acesso de micro e minigeração aos sistemas de distribuição e

também criou o sistema de compensação de energia elétrica, que permite ao consumidor instalar pequenos geradores em sua unidade e trocar energia com a distribuidora local.

Em outubro de 2015, o governo federal publicou a desoneração do PIS/Pasep e do CONFINS, que incidem sobre a geração de energia elétrica oriunda de micro e minigeração distribuída [7]. Além disso, a Resolução Normativa nº 482/2012 foi revista em novembro de 2015 e, na época, estimou-se que no ano de 2024 mais de 1,2 milhão de consumidores passem a produzir sua própria energia, o equivalente a 4,5 GW de potência instalada [5].

Em dezembro de 2015, o MME lançou o Programa de Desenvolvimento da Geração Distribuída de Energia Elétrica (ProGD), publicado em [8], para ampliar e aprofundar as ações de estímulo à geração de energia pelos próprios consumidores, com base nas fontes renováveis de energia, em especial a solar fotovoltaica.

Além disso, um dos principais pilares para a expansão da energia distribuída no Brasil é a isenção da cobrança do Imposto Sobre Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS) sobre a energia injetada pelo consumidor na rede. O consumidor é tributado com o ICMS apenas sobre o saldo da energia que ele receber da distribuidora e não conseguir compensar. Esta isenção foi regulamentada pelo Convênio ICMS nº 16, de 2015, do Conselho Nacional de Política Fazendária (CONFAZ), com adesão inicial dos estados de São Paulo, Goiás e Pernambuco. Até 25 de agosto de 2016, 21 unidades da federação já haviam aderido ao convênio ICMS 16/2015.

As medidas mencionadas acima, mostram as iniciativas do governo para incentivar a geração distribuída no Brasil. Dentre estas fontes, a que mais se destaca é a geração solar fotovoltaica, em virtude da sua fácil instalação nos telhados das residências.

Além dos incentivos fiscais, durante a última década, o custo dos módulos fotovoltaicos vem diminuindo continuamente, o que pode resultar em um rápido aumento do grau de penetração da geração fotovoltaica principalmente nas redes de distribuição, trazendo à tona problemas operacionais nas próprias redes de distribuição e também nos sistemas de transmissão e geração de grande porte.

1.2. Motivação

A busca por fontes de energia renovável visa a diversificação da matriz energética mundial, conseqüentemente, promove a independência de combustíveis derivados do petróleo com a redução das tarifas de energia e ainda contribui com o meio ambiente para

a diminuição do aquecimento global. Nesse cenário mundial, o aumento da penetração fotovoltaica pelos sistemas de potência do mundo todo levou muitos operadores de sistemas a reformularem seus códigos de rede, com respeito a geração fotovoltaica.

Os GFVs distribuídos possuem a característica de geração descentralizada, localizados próximos à carga. O uso desta categoria de geração apresenta várias vantagens, tais como redução de custos devido à expansão de alimentadores, redução das perdas na transmissão e na distribuição de energia elétrica, além de sua flexibilidade de implementação em função do seu pequeno porte. Além disso, outra característica importante da geração solar é a intermitência da fonte primária, o sol, resultando, assim, em uma variabilidade da injeção de potência ativa pelos geradores fotovoltaicos.

Tradicionalmente, os sistemas elétricos de potência surgiram baseados numa estrutura hierarquizada, com fluxo de energia unidirecional e sempre no sentido de níveis superiores de tensão e abertura angular para níveis inferiores. As redes de distribuição convencionais são, por si só, passivas, sem geração distribuída, com fluxo de potência apenas no sentido de prover energia para o consumidor final. Com as novas regulamentações e mudança de paradigmas e a inserção de geração distribuída nos sistemas de distribuição, as redes tornaram-se “ativas”. O termo “rede de distribuição ativa” foi recentemente introduzido na linguagem técnica quando foram incluídos a elas fontes distribuídas de energia e fontes renováveis de energia, as quais passaram a influenciar o sentido do fluxo de potência [9].

Segundo [10], define-se redes ativas de distribuição como redes que possuem sistemas para controlar uma combinação de recursos de energia distribuída (geradores, carga e armazenamento). Os operadores de sistemas de distribuição têm a possibilidade de gerir o fluxo de potência utilizando uma topologia de rede flexível. Além disso, os recursos distribuídos de energia assumem algum grau de responsabilidade pelo suporte do sistema, que dependerá de uma gestão equilibrada do fornecimento de ambiente regulatório adequado e acordos de conexão.

Redes de distribuição ativas, assim como redes de distribuição convencionais, oferecem distribuição de energia elétrica aos consumidores, regulação de tensão, controle de frequência, reservas de potência, dentre outros fatores, essenciais para o funcionamento de tais redes. Proporciona também alguns serviços auxiliares e modos de funcionamento para manter o sistema elétrico funcional e com maiores garantias de confiabilidade e continuidade de serviço [10]. A **Figura 3**, modificada de [10], ilustra os elementos de uma rede de distribuição ativa. Nesta dissertação, para fins de simplificação,

considerou-se a rede ativa como uma rede de distribuição que contém geradores distribuídos fotovoltaicos, desconsiderando os sistemas de gerenciamento e coordenação.

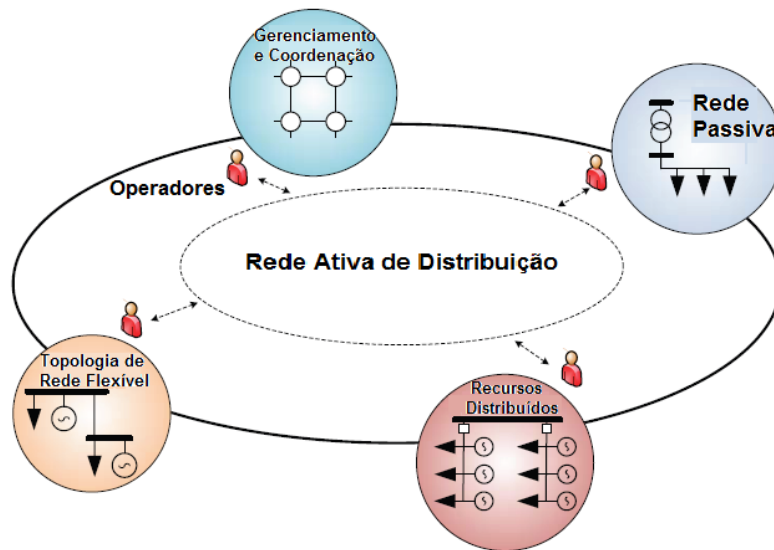


Figura 3 Rede ativa de distribuição [10].

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. Além disso, elevados níveis de penetração de geradores fotovoltaicos distribuídos podem afetar diretamente o sistema de transmissão, seja durante condições normais de operação seja para condições de variações, devido às suas características distintas que diferem da geração convencional [11].

Dentre os problemas que podem surgir em decorrência da massiva conexão de geradores fotovoltaicos, pode-se destacar o fenômeno da instabilidade de tensão, considerado há algum tempo uma preocupação constante na operação dos sistemas de potência modernos.

A estabilidade de tensão está associada à capacidade do sistema em manter tensões adequadas em todas as suas barras após um distúrbio para uma dada condição de operação inicial. Geralmente, a instabilidade aparece na forma de uma queda progressiva e descontrolada da tensão em algumas barras, provocada por mecanismos de restauração da carga e reservas insuficientes de potência reativa [12-14]. A instabilidade de tensão é um fenômeno não-linear, de caráter local, mas pode abranger a maioria/totalidade do sistema de potência pela atuação em cascata dos equipamentos de proteção. Dependendo

da característica da carga, os fenômenos envolvidos na estabilidade de tensão podem ser de natureza rápida ou lenta. Nesta dissertação, a ênfase será dada aos fenômenos de longo-prazo, com duração de vários segundos até poucos minutos, ao contrário da instabilidade de curto-prazo que se dá em poucos segundos após a ocorrência da perturbação na rede.

Além disso, no Brasil, é comum desconsiderar nos estudos de planejamento e operação o acoplamento das redes de transmissão com as redes distribuição. Tais negligências podem levar a conclusões e análises errôneas ou duvidosas quanto à estabilidade de tensão de sistemas de transmissão.

A estabilidade de tensão depende da habilidade de manter/restaurar o equilíbrio entre a demanda e o suprimento de potência no sistema. A instabilidade de tensão pode ocorrer pelo aumento gradual da carga ou operação em contingência. Em ambos os casos, quando o sistema de potência opera estressado com altos níveis de carregamentos, próximo do limite de máxima transferência de potência, uma sequência de eventos pode levar o sistema de potência ao colapso de tensão [12-14]. Pode-se citar como exemplos de blecautes os que atingiram parte dos Estados Unidos e Canadá em agosto de 2006, Itália em 2003 e Grécia em 2004 [15-17].

O transformador com comutador de tape sob carga OLTC (*On-Load Tap Changer*), o limitador de sobre-excitação da corrente de campo OEL (*Over-Excitation Limiter*) das máquinas síncronas e o motor de indução são os principais dispositivos que contribuem para a instabilidade de tensão [12-14]. O OLTC é indispensável para grandes consumidores industriais e redes de distribuição, pois aumenta a capacidade de máxima transferência de potência através da comutação do tape, contudo, esse processo acelera a degradação do perfil de tensão. O OEL é uma proteção contra sobre-aquecimento do enrolamento de campo da máquina síncrona devido elevadas solicitações de potência reativa. Quando este equipamento atua, a excitação é reduzida drasticamente, normalmente levando o sistema de potência ao colapso de tensão.

Os sistemas fotovoltaicos são dimensionados para o atendimento de cargas, que por sua vez são as forças que impulsionam o sistema para uma instabilidade de tensão. 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 estabilidade de tensão de longo prazo.

1.3. Objetivos

A elevada penetração de sistemas fotovoltaicos nas redes de distribuição pode resultar em impactos significativos na estabilidade das redes de transmissão. Portanto, a realização de estudos dos impactos causados nos sistemas de potência pela conexão massiva de geradores fotovoltaicos nas redes de distribuição é de extrema importância para o planejamento da operação.

Dentro deste contexto, o objetivo deste trabalho é mostrar o impacto de geradores distribuídos fotovoltaicos, conectados diretamente nas redes de distribuição de média tensão, na estabilidade de tensão de longo-prazo de um sistema de transmissão utilizando simulação completa no domínio do tempo. As ações do OLTC, OEL e proteção dos geradores fotovoltaicos são consideradas. Todo o estudo foi realizado utilizando o ANAREDE (Programa de Análise de Redes) e o ANATEM (Programa de Análise de Transitórios Eletromecânicos), ferramentas desenvolvidas pelo CEPEL (Centro de Pesquisas em Energia Elétrica) e amplamente utilizadas pelo setor elétrico para realização de estudos de expansão e operação do sistema elétrico brasileiro. Os principais objetivos desta dissertação são:

1. Analisar a influência de diferentes tipos de modelos de redes de distribuição com geração fotovoltaica distribuída na estabilidade de tensão de longo-prazo do sistema de transmissão. A análise consiste de um estudo comparativo entre modelos mais simples e um modelo detalhado do sistema de distribuição;
2. Analisar as diferentes formas de curva PV das barras de carga do sistema de transmissão e a sua relação com a modelagem dos equipamentos dinâmicos presentes no sistema e modelagens das redes de distribuição com geração distribuída fotovoltaica;
3. Analisar o efeito de diferentes níveis de penetração da geração fotovoltaica na estabilidade de tensão de longo-prazo;
4. Analisar o impacto da variabilidade da geração fotovoltaica na estabilidade de tensão de longo-prazo considerando diferentes perfis de injeção de potência ativa.

1.4. Revisão Bibliográfica

Nos últimos anos, devido ao crescimento da geração de energia com base em fontes renováveis, diversas pesquisas vêm sendo desenvolvidas para avaliar os impactos de geração distribuída que utilizam fontes renováveis de energia na estabilidade de sistemas de potência.

Em [18], o autor apresenta uma análise detalhada do impacto da atuação do OLTC bem como do OEL na estabilidade de tensão de longo-prazo usando simulação dinâmica. O autor também avalia as formas das curvas PV devido às ações do OLTC e do OEL, revelando que tais controles limitam a estabilidade de tensão e que desprezá-los pode levar a falsas conclusões a respeito da margem de estabilidade de tensão de longo-prazo.

O trabalho [19] retrata as contribuições e os impactos causados na estabilidade de tensão de longo prazo em sistemas elétricos de potência com inserção de fonte renovável de geração de energia. Contudo o autor utiliza nas análises aerogeradores: a velocidade constante (gerador de indução em gaiola SCIG – *Squirrel Cage Induction Generator*-) e aerogeradores a velocidade variável (gerador de indução duplamente alimentado DFIG – *Doubly Fed Induction Generator*- e gerador síncrono eletricamente excitado com conversor de capacidade nominal FRC – *Full Rated Converter*-). Além disso, as análises levam em consideração as ações de equipamentos como OLTC, OEL dos geradores síncronos, e o modelo de cargas estáticas e dinâmicas, pois afetam significativamente a estabilidade de tensão de longo-prazo.

Com a inserção de geradores distribuídos na rede, principalmente, geradores fotovoltaicos, o controle de tensão tornou-se um problema ainda mais complexo. O desafio do controle de tensão é intensificado pelo fato de que a operação de geradores fotovoltaicos pode impactar em dispositivos de regulação tradicionais, como transformadores com comutadores de tape sob carga (OLTCs) e reguladores de tensão (RT) [20].

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. No caso de haver injeção significativa de potência ativa por parte dos GFVs, o fluxo de potência pode se inverter no alimentador. Sobre cenários específicos, o RT irá falhar em controlar a tensão na barra especificada e poderá atingir o limite máximo ou mínimo de tape. Este fenômeno é amplamente conhecido como condição de *runaway* [21].

Em [22] é mostrado um estudo que investiga os impactos de geradores fotovoltaicos na operação de reguladores de tensão presentes em redes de distribuição, considerando que a injeção de potência ativa por parte dos sistemas fotovoltaicos é suficientemente elevada para inverter o fluxo de potência nos alimentadores provocando a condição de *runaway*. Já em [23], considera-se diversos GFVs distribuídos em dois sistemas de distribuição e analisa-se a influência que um elevado nível de penetração de sistemas fotovoltaicos possui em sistemas de distribuição em regime permanente.

Em [24] é apresentado um estudo que avalia os impactos do crescente nível de penetração da geração fotovoltaica no desempenho estático do sistema, avaliando a variação de tensão com a variação dos níveis de penetração. O autor substitui a geração síncrona convencional por geradores fotovoltaico de pequeno (telhados de residências) e grande porte (usina solar). Os impactos da redução da inércia do sistema na estabilidade transitória também são examinados. Além das variações de tensão causadas pela presença de geração fotovoltaica, encontra-se na literatura investigações acerca das variações de tensão devido a transitórios de nuvens (*cloud transients*) [25], onde são investigados os impactos na qualidade de tensão causados por tais transitórios e também são propostos métodos de solução para os problemas identificados.

Até o momento, não foram encontrados na literatura publicações que analisaram os efeitos da geração fotovoltaica na estabilidade de tensão de longo-prazo, e o desempenho dinâmico do sistema e a interação entre dispositivos de proteção e controle contínuos e discretos, tais como o OLTC e o OEL. Entretanto, estudos relacionados a estabilidade de tensão de curto-prazo em virtude da conexão de geração distribuída nas redes de baixa e média tensão são encontrados [26].

Em [27] é averiguado o impacto do comportamento dinâmico de geradores fotovoltaicos na estabilidade de tensão de curto-prazo de sistemas de potência. O estudo de estabilidade de tensão de curto-prazo foca inicialmente na capacidade de sobrevivência a afundamentos de tensão, comumente referida como *ride-through capability*. Os resultados são analisados por meio de curvas PV e mostram que a instalação de sistemas fotovoltaicos impacta na estabilidade de tensão de curto prazo após um afundamento de tensão. Além disso, o autor propõe duas contra-medidas para controlar o problema da instabilidade, uma relacionada ao modo de operação com fator de potência adiantado do gerador fotovoltaico e outra com um controle dinâmico de potência reativa. Tais contramedidas mostraram-se eficazes na prevenção de problemas relacionados ao fenômeno da instabilidade de tensão.

No trabalho [28], a sobre tensão que pode surgir em decorrência da conexão de GFVs à rede é estudado. O autor propõe um esquema de controle que ajusta as potências ativa e reativa na saída dos inversores para mitigar o problema da sobretensão. A metodologia do esquema proposto é semelhante ao sistema de proteção dos geradores fotovoltaicos utilizado nesta dissertação.

Em [29], o autor aborda um estudo de caso que trata da instabilidade de tensão de longo-prazo em sistema de transmissão conectados a redes ativas de distribuição, ou seja, com a presença de geração distribuída. A GD considerada envolve geradores síncronos e DFIG. Nesse estudo é proposto um controle de tensão coordenado envolvendo a geração distribuída (*DNV Control*) e também são mostrados os impactos da utilização deste controle na estabilidade de tensão.

Nota-se que a literatura ainda carece de trabalhos com análises detalhadas no que se refere aos aspectos dinâmicos que contribuem e impactam no processo da instabilidade de tensão de longo-prazo envolvendo a geração fotovoltaica.

1.5. Estrutura da Dissertação

Esta dissertação de mestrado está organizada da seguinte forma:

- ✓ O Capítulo 1 apresenta uma breve descrição da situação da energia solar no contexto internacional e nacional, discutindo aspectos relacionados ao crescimento da capacidade instalada de geração fotovoltaica, integração nas redes de distribuição, as chamadas redes ativas e aspectos referentes ao problema de estabilidade de tensão, além do objetivo proposto nesta dissertação. É feita uma revisão bibliográfica dos principais trabalhos relacionados ao tema apresentado;
- ✓ No Capítulo 2 são apresentados os principais componentes de um sistema fotovoltaico conectado à rede, bem como seus tipos, classificação, características elétricas, fatores que afetam tais características, além da função de seguimento do ponto de máxima potência;
- ✓ No Capítulo 3 é apresentada uma introdução aos conceitos básicos de estabilidade de tensão de longo prazo envolvendo OLTC e OEL, instabilidade de tensão e colapso de tensão, características das cargas

estáticas, curva PV estáticas e dinâmicas e índices para gerar tais curvas, além da importância da análise dinâmica no domínio do tempo;

- ✓ O Capítulo 4 aborda a modelagem do gerador fotovoltaico para estudos estáticos (fluxo de carga) e estudos dinâmicos, bem como as funções de controle de potência ativa, controle de potência reativa, funções de proteção e curva de capacidade;
- ✓ No Capítulo 5 são apresentados os resultados referentes a diferentes modelagens de redes de distribuição com geração distribuída e aos estudos de caso do aumento do nível de penetração da geração fotovoltaica e variabilidade da geração fotovoltaica;
- ✓ Finalmente, no Capítulo 6 são apresentadas as conclusões finais relativas a cada estudo de caso analisado no Capítulo 5, uma conclusão geral sobre o impacto de diferentes representações de redes de distribuição com geração distribuída e impactos da integração de geradores fotovoltaicos na estabilidade de tensão de longo prazo, além de trabalhos futuros para dar continuidade a assuntos não explorados nessa dissertação.

1.6. Trabalhos Aceitos para Publicação

1. H. A. Barata, V. C. Souza, W. D. Oliveira, J. P. A. Vieira, *Impacto de Redes de Distribuição Ativas com Massiva Conexão de Geradores Fotovoltaicos na Estabilidade de Tensão de Longo Prazo em Sistemas de Potência*, XVII Encontro Regional Iberoamericano do CIGRE (ERIAC), Maio 2017, Del Este, Paraguai;
2. H. A. Barata, J. P. A. Vieira, V. C. Souza, W. D. Oliveira, *Contribuição de Geradores Fotovoltaicos Conectados em Redes de Distribuição na Estabilidade de Tensão de Sistemas de Potência*, XXIV Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica (SNPTEE), Outubro 2017, Curitiba, Brasil. (Resumo Aceito)

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.

Neste contexto, o aproveitamento da energia do sol ganhou expressiva importância no cenário mundial, tornando-se uma das principais alternativas energéticas para prover energia elétrica. Por meio do efeito fotovoltaico, a energia contida na radiação proveniente do sol pode ser diretamente transformada em eletricidade. Para tal, utilizam-se células fotovoltaicas, que são dispositivos fabricados de materiais semicondutores, construídos de forma a aproveitar o efeito fotovoltaico para a produção de eletricidade. A energia elétrica advinda dos módulos fotovoltaicos (associação de células fotovoltaicas) é gerada em corrente contínua, logo é necessário a utilização de inversor para a conexão com a rede. Além disso, diversos fatores influenciam a produtividade e eficiência do gerador fotovoltaico.

Neste capítulo são apresentados os sistemas fotovoltaicos, os componentes utilizados na conversão de energia, bem como suas características construtivas e elétricas.

2.2. Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede

Os sistemas fotovoltaicos conectados à rede (SFCCR) dispõem o uso de baterias (acumuladores), pois a energia por eles produzida pode ser consumida diretamente pela carga, ou injetada na rede elétrica convencional, para ser consumida pelas unidades consumidoras conectadas ao sistema de distribuição. Estes sistemas são basicamente de

um único tipo e são aqueles em que o gerador fotovoltaico representa uma fonte complementar ao sistema elétrico ao qual está conectado [4].

A composição de um sistema fotovoltaico pode variar em função da aplicação desejada [23]. Na configuração básica de um SFCR, simplificada, consideram-se os conjuntos formados pelo gerador fotovoltaico, o inversor e a rede elétrica local [30]. O primeiro gera energia em corrente contínua que será condicionada na unidade de potência e transformada em corrente alternada, para ser diretamente transferida à rede elétrica. Em cada etapa de processamento da eletricidade, há perdas relacionadas a diferentes causas, como por exemplo, aumento da temperatura de operação do gerador fotovoltaico, perdas ôhmicas no cabeamento ou perdas referentes ao processo de seguimento do ponto de máxima potência. A **Figura 4** mostra um diagrama esquemático da estrutura básica de um SFCR.

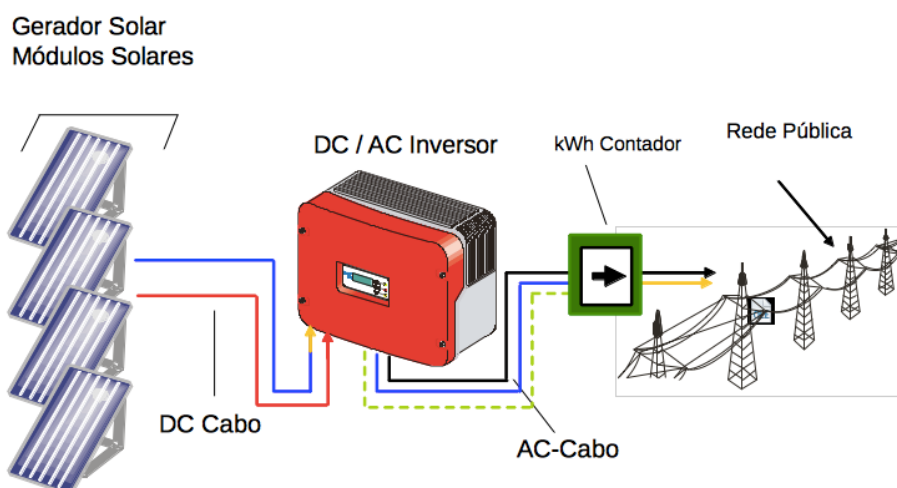


Figura 4 SFCR.

Conforme ilustra a **Figura 4**, os principais componentes do SFCR são os módulos fotovoltaicos, que juntos formam o gerador, e o conversor de potência. As seções a seguir abordam com mais detalhes os principais componentes do SFCR.

2.3. Célula Fotovoltaica

A célula fotovoltaica é um dispositivo gerador com características peculiares que a diferem das tradicionais fontes de energia [30]. A célula fotovoltaica é a principal estrutura de um módulo 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 [30]. 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. A **Figura 5** mostra o circuito equivalente de uma célula fotovoltaica.

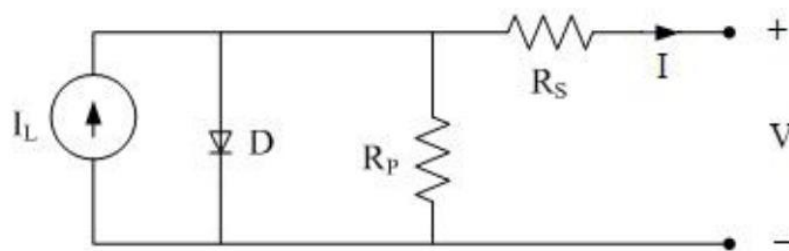


Figura 5 Circuito equivalente de uma célula fotovoltaica [4].

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 célula fotovoltaica é fabricada por um material semicondutor, normalmente o silício, com duas camadas P e N [32]. O diodo presente no circuito equivalente representa essa junção, devido as similaridades físicas com a célula fotovoltaica. Caso a célula fosse considerado um circuito equivalente ideal, este seria composto apenas por dois componentes: a fonte de corrente e o diodo. Entretanto para a representação mais realística da célula, outros parâmetros precisam ser inclusos, como as resistências R_S e R_P [33]. A resistência série (R_S) representa as perdas oriundas das quedas de tensão no interior da célula, como as perdas por efeito Joule e a resistência interna do próprio material (silício). O valor de R_S é pequeno, variando em décimos de ohms (Ω), e depende da qualidade do material utilizado na fabricação da célula. A resistência paralela (R_P) corresponde as perdas devido as correntes de fuga e seu valor é mais elevado, na faixa de 200 a 300 Ω .

As características elétricas da célula fotovoltaica podem ser resumidas na **Figura 6**, retirada de [4]. **A Figura 6**, 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.

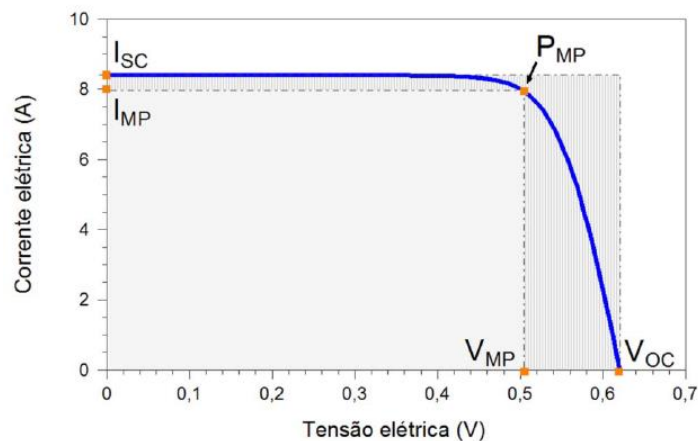


Figura 6 Corrente elétrica em função da diferença de potencial aplicada em uma célula de silício de 156 mm x 156 mm, sob condições padrão de ensaio [4].

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 AM1,5.

2.4. Módulo Fotovoltaico

O módulo 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 [4]. 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 módulo

fotovoltaico. A **Figura 7**, retirada de [31], ilustra a diferença entre célula, módulo e gerador fotovoltaico.

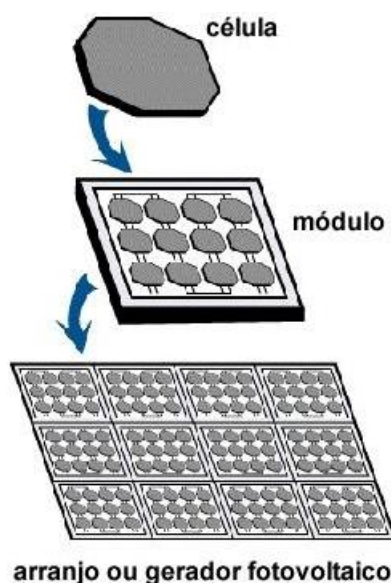


Figura 7 Célula, módulo e arranjo fotovoltaico [31].

Os módulos podem ser de diferentes tipos, tamanhos potências, cores e características. Eles podem receber diversas classificações, do ponto de vista comercial. Os módulos podem ser classificados em função do material de encapsulamento, ou da tecnologia de encapsulamento, ou do substrato, ou da estrutura de armação ou ainda de funções específicas de construção. Entretanto uma forma de classificação bastante utilizada é quanto ao material da célula utilizado em sua fabricação. Assim, para tal critério, classificam-se os módulos como [35]: monocristalinos, policristalinos e filmes fino.

Vale destacar que, o circuito equivalente ilustrado na **Figura 5** também é válido para módulos fotovoltaicos [31], onde a resistência série leva em conta as perdas ôhmicas do material, das metalizações e do contato do metal-semicondutor, enquanto que a resistência paralela representa as correntes parasitas entre as partes superior e inferior da célula, pela borda e interior do material por irregularidades ou impurezas.

Atualmente, os módulos fotovoltaicos são produzidos em fábricas automatizadas com mínima interferência humana. A produção em série de módulos fotovoltaicos em grande quantidade tem permitido uma significativa redução nos preços e assegurando a manutenção de produtos de alta qualidade [4].

2.4.1. Características Elétricas do Módulos Fotovoltaicos

As características elétricas mais importantes de um módulo fotovoltaico, assim como em qualquer gerador elétrico, são a potência nominal, a tensão e a corrente [31]. 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 (STC).

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 [4]. 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}). A **Figura 8**, retirada de [4], mostra as curvas I-V e P-V para um módulo fotovoltaico.

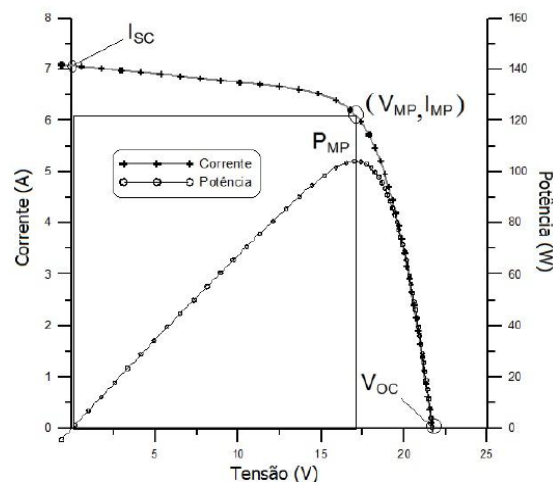


Figura 8 Curva característica I-V e curva de potência P-V para um módulo com potência nominal de 100 Wp [4].

A partir da análise da **Figura 8**, percebe-se que, apesar de os valores V_{oc} e I_{sc} serem os mais significativos em termos de magnitude de tensão e corrente, não há transferência de potência quando o módulo fotovoltaico trabalha nesses pontos, uma vez que, em circuito aberto, não há carga conectada ao sistema e, em curto-circuito, a tensão entre os terminais do módulo é nula.

Os valores de ponto de máxima potência, tensão e corrente de máxima potência, tensão de circuito aberto e corrente de curto-circuito são as cinco variáveis que especificam o módulo sob dadas condições de radiação, temperatura de operação de célula e massa de ar.

As características elétricas dos geradores fotovoltaicos podem ser alteradas em razão de fatores intrínsecos e extrínsecos a estes. Muitos são os fatores que influenciam a geração fotovoltaica. A seção seguinte destaca a influência da irradiância solar e da temperatura.

2.5. Fatores que Afetam as Características Elétricas dos Módulos Fotovoltaicos

Assim como ocorre para as células fotovoltaicas, o desempenho dos módulos fotovoltaicos é fundamentalmente influenciado pela irradiância solar e pela temperatura das células.

2.5.1. Efeito da Irradiância Solar

A corrente elétrica gerada por um módulo fotovoltaico aumenta linearmente com o aumento da irradiância solar incidente, enquanto que a tensão de circuito aberto aumenta de forma logarítmica, se mantida a mesma temperatura. A **Figura 9**, retirada de [23], mostra a influência da variação do nível de irradiação solar nas curvas P-V e I-V, considerando a temperatura fixa em 25°C.

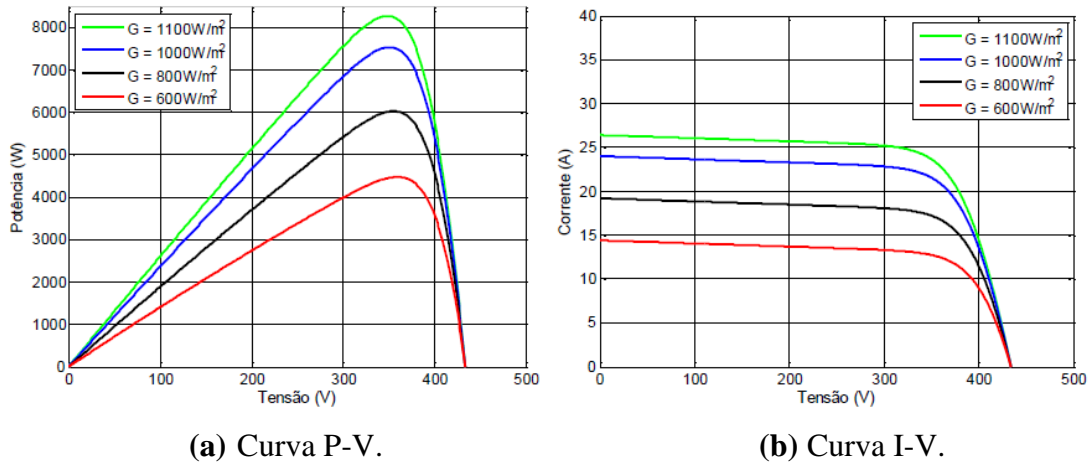


Figura 9 Influência da variação do nível de irradiação solar nas curvas de corrente e potência em função da tensão [23].

2.5.2. Efeito da Temperatura

As mudanças da irradiância solar incidente e da temperatura ambiente afetam a temperatura de operação das células dos módulos fotovoltaicos. A elevação da irradiância e/ou da temperatura ambiente resulta em um aumento da temperatura da célula e, conseqüentemente, tende a diminuir a sua eficiência. Isto se deve ao fato de que a tensão da célula diminui significativamente com o aumento da temperatura, enquanto que a sua corrente sofre uma elevação pequena, quase desprezível. A **Figura 10**, retirada de [23] apresenta o impacto da mudança da temperatura nas curvas P-V e I-V, mantendo a irradiação solar fixa em 1000 W/m^2 .

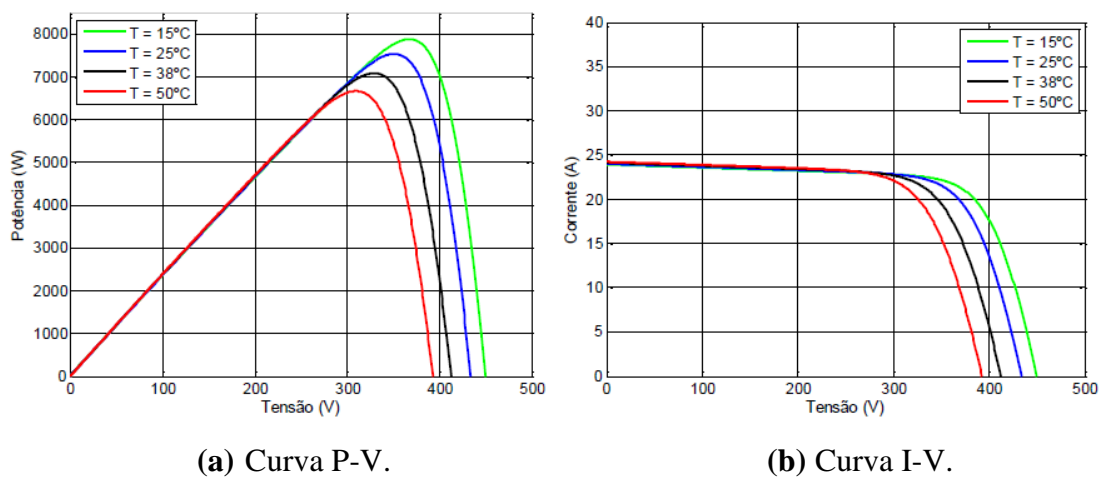


Figura 10 Influência da variação de temperatura de operação do gerador fotovoltaico nas curvas de potência e corrente em função da tensão [23].

Vale destacar que nas **Figuras 9 e 10** foi desprezada a influência da irradiância solar na tensão e da temperatura na corrente, respectivamente. Com o aumento da irradiância solar, a tensão de circuito aberto sofre um ligeiro aumento, assim como, para um aumento da temperatura a corrente de curto circuito tem um pequeno aumento também.

2.6. Inversor

O inversor é o conversor eletrônico que fornece energia elétrica em corrente alternada a partir de uma fonte de energia elétrica em corrente contínua, servindo de elo entre o gerador fotovoltaico e a rede elétrica. 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 **Figura 11** ilustra um diagrama simplificado da conexão do gerador fotovoltaico com a rede elétrica via conversor eletrônico de potência.

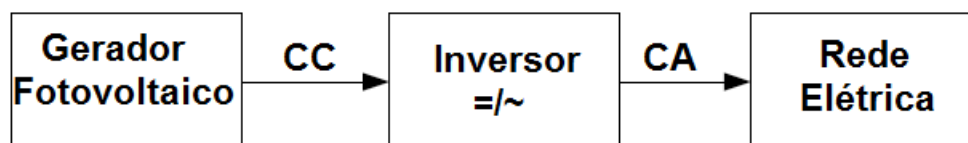


Figura 11 Diagrama simplificado para conexão do gerador fotovoltaico via inversor.

Existe uma grande diversidade de inversores em função das peculiaridades de suas aplicações. No caso de sistemas fotovoltaicos, os inversores podem ser divididos em duas categorias com relação ao tipo de aplicação: Sistemas fotovoltaicos isolados (SFIs) e sistemas fotovoltaicos conectados à rede (SFCR). O presente trabalho não aborda SFIs. No caso de SFCR, os inversores possuem características específicas para atender as exigências das concessionárias de distribuição em termos de segurança e qualidade da energia injetada na rede elétrica [34]. Os inversores largamente utilizados em SFCR são circuitos estáticos, ou seja, não possuem partes móveis.

Os inversores modernos utilizam chaves eletrônicas de estado sólido e seu desenvolvimento está diretamente ligado ao desenvolvimento da eletrônica de potência, tanto em termos de componentes (principalmente dos semicondutores) quanto das topologias de seus circuitos de controle e potência. Enquanto os primeiros inversores para

uso em sistemas fotovoltaicos eram adaptações de circuitos já existentes, os circuitos mais modernos são desenvolvidos levando em consideração a complexidade e a exigência de sua aplicação específica.

2.6.1. Classificação dos Inversores

Os atuais inversores solares são capazes de realizar as seguintes funções [35]:

- ✓ A conversão da corrente contínua gerada pelo gerador fotovoltaico em corrente alternada, de acordo com os requisitos técnicos e de segurança que estão estipulados para ligação à rede;
- ✓ Ajuste do ponto operacional do inversor ao ponto de máxima potência do gerador fotovoltaico;
- ✓ Registro de dados operacionais e sinalização;
- ✓ Dispositivos de proteção AC e DC (proteção de polaridade, proteção contra sobrecargas e sobretensões e equipamento de proteção da interligação com a rede).

Dependendo do princípio de operação, os inversores podem ser divididos em dois grandes grupos: comutados pela rede (comutação natural) e autocomutados (comutação forçada). A **Figura 12**, retirada de [4], mostra uma classificação dos inversores por princípio de operação [4].



Figura 12 Tipos de inversores classificados de acordo com o princípio de funcionamento [4].

Os inversores comutados pela rede são construídos basicamente por pontes comutadas de tiristores. Onde um par de tiristores recebe da rede um impulso alternado sincronizado com a frequência da rede. O sinal da rede é usado para sincronizar o inversor com o sistema. Uma vez que os tiristores podem apenas comutar para o estado de condução, não podendo se auto desligar, faz-se necessário a intervenção da rede para forçar o desligamento (estado de bloqueio). Tal fato origina sua denominação. Caso aconteça um colapso na rede, o inversor deliga-se automaticamente. A onda gerada por esses dispositivos eletrônicos é uma onda quadrada com um elevado teor de harmônicos, levando a um grande consumo de potência reativa ao sistema. Faz-se necessário a utilização de filtros e equipamentos de compensação para limitar os componentes harmônicos.

Os inversores autocomutados apresentam elementos semicondutores de chaveamento 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 conversores eletrônicos 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. Os inversores autocomutados podem ser de dois tipos: fonte de corrente (CSI, do inglês *Current Source Inverter*) ou fonte de tensão (VSI, do inglês *Voltage Source Inverter*). Na configuração fonte de tensão, a mais empregada em sistemas de conversão fotovoltaica, o controle pode ser feito tanto por tensão quanto por corrente, dependendo da grandeza de saída utilizada como referência. Devido a sua facilidade de controle do fator de potência e estabilidade diante de perturbações na rede, o controle por corrente é adotado na maioria dos modelos de SFCR, enquanto que o controle de tensão é utilizado principalmente em inversores para sistemas isolados [4].

Além disso, os inversores podem ter um ou dois estágios, conforme representado na **Figura 13**. Os inversores de um estágio possuem apenas um conversor (CC-CA), têm por principal característica a robustez e a alta eficiência, devido ao reduzido número de componentes. O emprego deste é voltado para estudos que não necessitam de um elevado nível de detalhamento do comportamento dos sistemas fotovoltaicos [23]. O conversor de dois estágios possui dois conversores (CC-CC e CC-CA). O conversor CC-CC tem a responsabilidade de regular a tensão de saída do módulo fotovoltaico e o conversor CC-CA possui a função de interligar o módulo à rede, adequando os valores de saída do gerador aos padrões da rede.

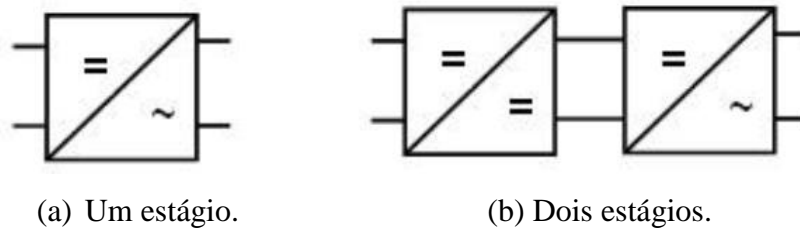


Figura 13 Estágios dos inversores.

A **Figura 14**, adaptada de [36], detalha um exemplo de diagrama de um inversor de dois estágios para um SFCR. Nota-se que a entrada CC provém diretamente do módulo fotovoltaico. O estágio conversor CC-CC gera uma tensão adequada no elo cc interno (link cc) do inversor. Normalmente, este conversor efetua o seguimento do ponto de máxima potência na entrada proveniente do módulo. O elo cc interno tem funções de filtragem e armazenamento [4]. O indutor na saída do inversor serve como elemento de filtro e também tem função de acoplamento à rede elétrica.

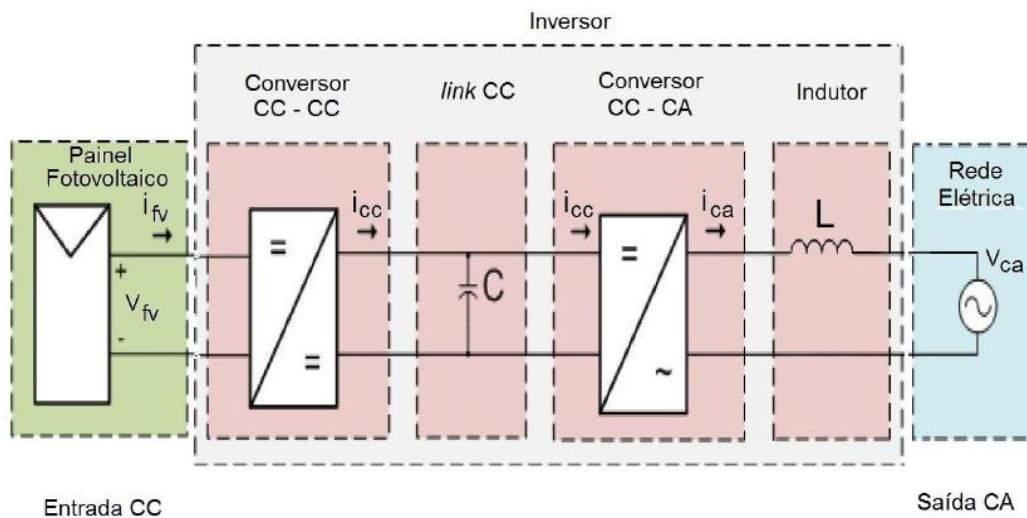


Figura 14 Inversor de dois estágios para SFCR [36].

Além disso, uma possível classificação de tipos de inversores para SFCR é a seguinte [4]:

- ✓ Inversores centrais: inversores trifásicos de grande porte com potência numa faixa que vai de centenas de kWp até MWp, utilizados em usinas fotovoltaicas;
- ✓ Inversores *Multistring*: inversores trifásicos ou monofásicos dotados de várias entradas independentes com seguidores de máxima potência para

conexão de *strings* (fileiras) de módulos. São adequados a instalações urbanas (telhados e fachadas) nas quais cada *string* pode estar submetida a diferentes condições de irradiância e/ou sombreamento.

- ✓ Inversores de String: inversores monofásicos dotados de apenas uma entrada de seguidor de máxima potência, adequado a instalação de microgeração (até 10kWp);
- ✓ Módulo c.a: módulo solar associado a um micro inversor.

A **Figura 15** ilustra essa classificação de inversores para SFCR.

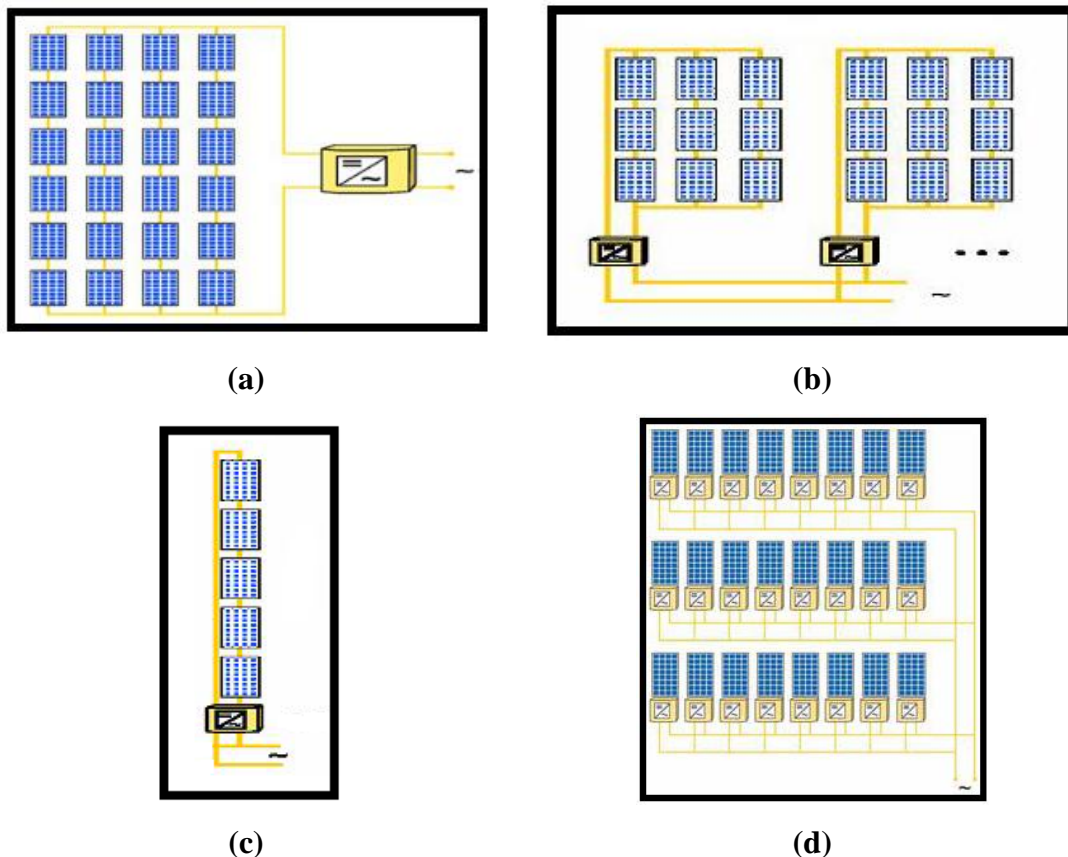


Figura 15 Tipos de inversores para SFCR.

2.6.2. Eficiência de um Inversor

Um aspecto fundamental que determina a qualidade dos inversores é a sua eficiência. A eficiência de um sistema qualquer de conversão de energia é definida como a relação entre a potência de saída e a potência de entrada. No caso de um inversor para conexão à rede, a eficiência pode ser descrita pelo conjunto de equações:

$$\eta_{conv} = \frac{P_{c.a.}}{P_{c.c.}} \quad (2.1)$$

$$\eta_{smp} = \frac{P_{c.c.}}{P_{PM}} \quad (2.2)$$

$$\eta_{tot} = \eta_{conv} \times \eta_{smp} \quad (2.3)$$

Onde:

$P_{c.a.}$ (W): Potência em corrente alternada na saída do inversor;

$P_{c.c.}$ (W): Potência em corrente contínua na entrada do inversor;

P_{PM} (W): Potência máxima do módulo fotovoltaico nas condições de temperatura e irradiância vigentes;

η_{conv} (%): Eficiência de conversão do inversor, o que inclui as perdas nos circuitos, no transformador, nos componentes de chaveamento, etc;

η_{smp} (%): Eficiência do inversor no seguimento de máxima potência;

η_{tot} (%): Eficiência total do inversor.

As eficiências totais destes inversores para conexão à rede podem atingir valores de 98% para circuitos sem transformador e 94% para inversores com transformador. A menor eficiência para os casos com transformador se dá pelas maiores perdas magnéticas e ôhmicas comparado ao caso sem transformador. Estas eficiências declaradas pelos fabricantes geralmente se referem a eficiência máxima, que se verifica apenas para determinada condição de carga. Destaca-se, assim, que a eficiência não é constante e seu valor depende da potência demandada pelos equipamentos de consumo (carga), e também de seu fator de potência [4].

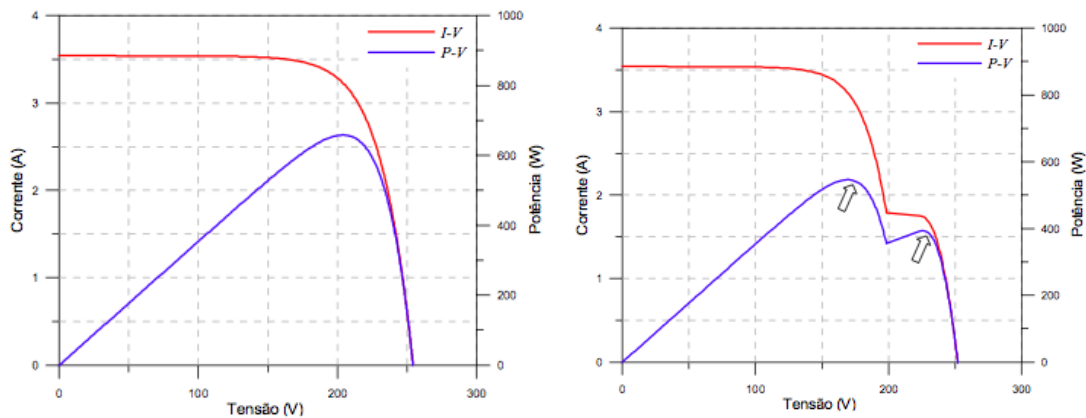
Nota-se também que outro fator fundamental no cálculo da eficiência total do inversor é o seguidor de máxima potência, o qual será abordado com mais detalhes na seção seguinte.

2.6.3. Seguimento do Ponto de Potência Máxima (MPPT)

O seguimento do ponto de potência máxima (SPPM ou MPPT, do inglês *Maximum Power Point Tracking*) é uma ferramenta que possibilita o módulo fotovoltaico operar sempre com o melhor desempenho energético possível, considerando a limitação das condições climáticas da ocasião.

Caso um gerador fotovoltaico seja submetido a uma irradiância solar uniforme (sem sombreamento) e não apresente módulos defeituosos, ele apresentará uma curva P-V com forma semelhante à da **Figura 16 (a)**, na qual existe um ponto de máxima potência em que o produto da tensão pela corrente tem seu valor máximo. Conforme já apresentado na seção 2.5, a corrente produzida pelos módulos fotovoltaicos é diretamente proporcional a irradiância solar e sofre pouca influência da temperatura da célula. Contudo, a tensão e, conseqüentemente, a potência gerada diminuem significativamente com o aumento da temperatura. Assim, os valores máximos (V_{PM} , I_{PM} e P_{PM}) são dependentes das condições de irradiância (principalmente a corrente) e de temperatura da célula (principalmente a tensão).

As variações da temperatura das células são da ordem de dezenas de segundos e mais lentas quando comparadas às variações da irradiância que podem apresentar mudanças bruscas em alguns segundos, resultado do efeito das nuvens. De forma semelhante, sombreamentos parciais provocados pelas edificações, vegetação, sujeira e poluição sobre o módulo podem resultar em distorções nas curvas características do gerador fotovoltaico, conforme ilustra a **Figura 16 (b)**, retirada de [22].



(a) Sem sombreamento.

(b) Sombreamento de 50% dos módulos.

Figura 16 Curvas I-V e P-V de um *string* de seis módulos fotovoltaicos [22].

Tendo em vista os diferentes pontos de máximo, é importante que haja um mecanismo de controle eletrônico que monitore continuamente as modificações na curva característica I-V e atue sobre a eletrônica do inversor fazendo com que o gerador fotovoltaico opere sempre na máxima tensão possível, correspondente à tensão de máxima potência, maximizando a transferência de potência e evitando perdas nas células. Tal processo é denominado de seguimento de máxima potência.

Segundo [4], um MPPT deve apresentar as seguintes características:

- ✓ Precisão: implica em medidas de corrente e tensão de qualidade;
- ✓ Eficácia: ser capaz de encontrar o ponto de potência máxima, mesmo com a ocorrência de máximos locais;
- ✓ Rapidez: deve adaptar-se com presteza às variações bruscas de irradiância, como por exemplo, causadas por nuvens passageiras.

Capítulo 3

Estabilidade de Tensão

3.1. Introdução

A Estabilidade de sistemas de potência tem sido reconhecida como um importante problema de segurança operacional desde a década de 1920 [14]. Os primeiros problemas de estabilidade de sistemas foram relacionados à manutenção da operação de máquinas síncronas. Tal problema de natureza angular, conhecidos na literatura como estabilidade angular, é relacionado às bruscas quedas na tensão terminal, devido a ocorrência de faltas próximas as unidades geradoras, provocando o aumento na abertura angular entre as máquinas, aumento excessivo das velocidades, resultando na perda de sincronismo. O sincronismo é mantido pela ação de duas forças restauradoras: o torque de sincronismo e o torque de amortecimento. Na época, os sistemas de excitação eram bastante rústicos e grande parte das máquinas operava com excitação constante, ou seja, sem controle de campo. Tais sistemas de excitação apresentavam baixos ganhos, resultando na degradação do torque de sincronismo, acelerando o rotor, influenciando diretamente para a perda de sincronismo. Com o desenvolvimento, principalmente, do regulador de tensão, o problema da insuficiência do torque de sincronismo foi sanado.

Com a inserção dos reguladores de tensão com altos ganhos e a interconexão de sistemas de potência, surgiu outro problema, desta vez associado a insuficiência de torque de amortecimento, que resultava em excursões cada vez maiores dos ângulos dos rotores, provocando a oscilação da máquina contra todo o sistema (chamado modo local de oscilação eletromecânica) ou contra outras unidades geradoras de outras áreas (denominado modo inter-área de oscilação eletromecânica), até alcançar uma situação limite em que a unidade geradora necessitava ser desligada. Este distúrbio ficou conhecido como estabilidade a pequenas perturbações. A solução encontrada para esta problemática foi a inserção do estabilizador de sistema de potência (ESP) na geração, modulando a tensão terminal, aumentando, assim, o torque de amortecimento. Contudo, atualmente, a estabilidade a pequenas perturbações é amplamente tratada como um

problema de insuficiência de amortecimento das oscilações, tendo em vista a grande dificuldade na sintonização do ESP entre as diversas áreas do sistema.

O problema da estabilidade de tensão surgiu posteriormente, como consequência das características dos modernos sistemas de potência, que devido à falta de investimentos no sistema de transmissão por restrições econômicas e ambientais, tendem a ser operados bastante carregados [19]. A instabilidade de tensão ocorre quando uma perturbação, por exemplo, um aumento de carga ou uma mudança da condição do sistema, ocasiona um declínio ou elevação progressiva das tensões em algumas barras ou em todo o sistema, em períodos de tempo que variam desde segundos até intervalos prolongados da ordem de dezenas de minutos. Vale destacar que o problema da instabilidade de tensão é um problema local, mas que pode se tornar sistêmico. O problema ocorre devido a incapacidade de um sistema de potência em manter um equilíbrio adequado de balanço de potência reativa, entretanto a característica da carga, os equipamentos associados ao controle da tensão, o controle automático da geração e o sistema de proteção, podem influenciar significativamente na estabilidade de tensão. A **Figura 17**, retirada da fonte [37], ilustra um exemplo de instabilidade de tensão na área do Tramoeste do sistema Eletronorte pertencente ao Sistema Interligado Nacional (SIN), do dia 21 de agosto de 2013, registrada pela PMU (Phasor Measurement Unit) instalada na subestação Rurópolis-PA 230 kV.

Assim, este capítulo tem por objetivo apresentar alguns conceitos básicos da estabilidade de tensão, mecanismos do fenômeno da instabilidade de tensão, alguns componentes que influenciam a estabilidade de tensão, classificar os tipos de estabilidade de tensão, abordar a curva PV e analisar a estabilidade de tensão sob modelos estáticos (análise estática) e dinâmicos (análise dinâmica).

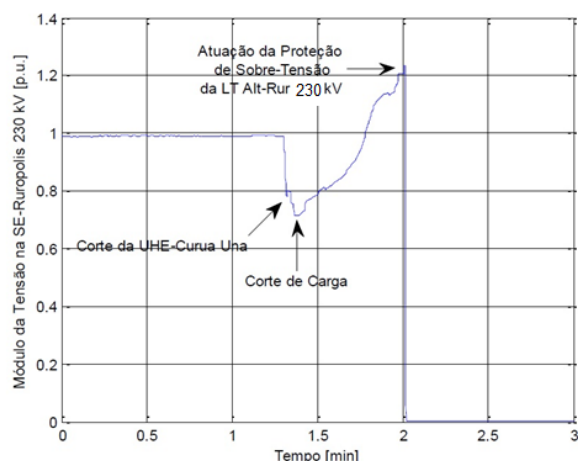


Figura 17 Instabilidade de tensão na área do Tramoeste (SE-Rurópolis-PA) [37].

3.2. Conceitos de Estabilidade de Tensão

Antes das definições relacionadas à estabilidade de tensão, é necessário entender um conceito mais geral de estabilidade de sistema de potência. A intenção é fornecer uma definição de base física em conformidade com as definições advindas da teoria dos sistemas de potência, além de ser de fácil entendimento e facilmente aplicada para estudos de estabilidade. Segundo o IEEE/CIGRE [14], define-se estabilidade de sistemas de potência como:

A Estabilidade de Sistema de Potência é a habilidade de um sistema elétrico de potência, para uma dada condição de operação inicial, de retornar para um estado de equilíbrio depois de ser submetido a um distúrbio físico, com a maioria das variáveis limitadas tal que praticamente todo o sistema permaneça intacto.

A definição aplica-se aos sistemas de potência interconectados como um todo, referindo-se à estabilidade global do sistema. Vale destacar também que a estabilidade é uma condição de equilíbrio entre forças opostas, e que o sistema de potência é um sistema altamente não-linear e que opera em um ambiente de constantes mudanças: cargas, geradores, topologias e parâmetros de operação mudando continuamente. Quando sujeito a uma perturbação, a estabilidade do sistema de potência depende da natureza da perturbação, bem como da condição de operação inicial.

A partir do conceito mais geral de estabilidade de sistemas de potência, parte-se para conceitos mais específicos, como o conceito de estabilidade de tensão, conforme proposto a seguir [14].

A estabilidade de tensão refere-se à habilidade de um sistema de potência em permanecer com tensões estacionárias em todas as barras do sistema após ser submetido a um distúrbio para uma dada condição de operação inicial.

Problemas de estabilidade de tensão normalmente ocorrem em sistemas altamente estressados (carregados) [38]. A estabilidade depende da habilidade de manter/restaurar o equilíbrio entre a demanda e o suprimento de potência reativa no sistema. Tendo em vista que a estabilidade é uma condição de equilíbrio entre forças opostas no sistema, no caso da estabilidade de tensão, tais forças são: a potência reativa fornecida e a potência reativa demandada. Assim, quando a potência reativa demandada for igual a potência reativa fornecida ao sistema, as tensões permanecem constantes. Entretanto, quando a demanda é superior ao que é injetado de potência, as tensões tendem a cair, podendo levar o sistema a instabilidade caso nenhuma providência seja tomada.

A instabilidade de tensão ocorre quando uma perturbação, por exemplo, um aumento de carga ou uma mudança na condição do sistema, ocasiona uma queda ou elevação progressiva e descontrolada da tensão em algumas barras [14]. As forças que impulsionam o sistema para uma instabilidade de tensão são, geralmente, as cargas. A instabilidade pode levar a uma situação de blecaute do sistema de potência. A literatura reporta o colapso de tensão como um processo pelo qual a sequências de eventos que acompanham a instabilidade de tensão conduzem ao blecaute ou a tensões muito baixas em uma parte significativa do sistema de potência [14]. Diferentes autores apresentam diferentes definições acerca dos termos instabilidade e colapso de tensão. Segundo Kundur [38] e o IEEE [14], o sistema entra no estado de instabilidade de tensão quando um distúrbio, causado pelo aumento na demanda da carga ou mudanças na condição do sistema, conduz a um progressivo e descontrolado declínio da tensão, enquanto que, o colapso de tensão é o processo pelo qual a sequência de eventos que acompanham a instabilidade de tensão resulta em um *blackout* ou tensões inaceitavelmente baixas em uma parte significativa do sistema.

A incapacidade de um sistema de potência em manter o equilíbrio adequado de balanço de potência reativa não é o único fator que causa a instabilidade de tensão, deve-se também levar em consideração as ações de controle de tensão. O sistema de potência está em constante mudanças e é não linear, contudo, quando este está operando em regime de carga pesada, normalmente algum limitador atinge seu limite, tornando o sistema ainda mais não-linear. Dessa forma, os controles e limitadores responsáveis pelo controle de tensão e proteção do sistema interferem diretamente no fluxo de potência reativa,

limitando a injeção deste, contribuindo para a degradação do perfil de tensão que pode resultar numa instabilidade.

É importante destacar que a queda progressiva, mas rápida, na tensão da barra também pode estar associada com um problema de instabilidade angular. Por outro lado, quedas sustentadas de tensão relacionadas a instabilidade de tensão ocorrem quando a estabilidade angular não é um problema [38]. Assim, normalmente, a instabilidade de tensão é um fenômeno mais lento.

Geralmente, a operação do sistema de potência em cenários de cargas pesadas resulta em progressiva queda de tensão nas barras, devido ao fenômeno da instabilidade de tensão. Ainda que menos comum, a instabilidade de tensão pode ocorrer por sobretensão [14]. Um dos problemas de estabilidade de tensão que resulta em descontrolada sobretensão, encontrado na literatura, é a auto excitação das máquinas síncronas. Isso pode acontecer se a carga capacitiva da máquina síncrona for muito grande. Exemplos de cargas capacitivas excessivas que podem iniciar a auto excitação são linhas de alta tensão em vazio, capacitores em derivação e bancos de filtros de estações HVDC (High Voltage Direct Current). Entretanto, neste trabalho o foco será dado ao fenômeno da instabilidade de tensão por subtensão.

A instabilidade de tensão envolve os seguintes aspectos [19]:

- ✓ A característica da carga envolvendo a dinâmica de restauração da carga;
- ✓ Os equipamentos disponíveis para o controle de tensão na rede, os quais influem na habilidade da rede de transferir potência dos pontos de geração até os pontos de consumo;
- ✓ O distúrbio ao qual a rede pode ser eventualmente submetida.

A sensibilidade da carga em relação a tensão influencia diretamente no processo de restauração da carga, podendo resultar numa instabilidade. As cargas podem manter constante a demanda solicitada de potência independentemente do nível de tensão, ou podem diminuí-la à medida que a carga aumenta e a tensão tende a cair. Ações de equipamentos responsáveis pelo controle de tensão tentam recuperar a tensão de algumas barras promovendo a restauração da carga. Contudo, a capacidade do sistema de transmissão pode estar esgotada não suportando mais a carga restaurada podendo surgir à instabilidade [19]. Assim, dispositivos como o OEL (Over-Excitation Limiter) das máquinas síncronas, OLTC (On-Load Tap Changer) são alguns dos principais contribuintes para a instabilidade de tensão. A seção seguinte aborda com mais detalhes a influência de modelos de carga, OEL e OLTC na estabilidade de tensão.

3.3. Influência dos Modelos de Carga, OEL e OLTC na Estabilidade de Tensão

3.3.1. Carga

As cargas são, tradicionalmente, representadas, por modelos que expressam a característica da carga, em termos de potência ativa e reativa, em função da magnitude da tensão do barramento e frequência, num dado instante de tempo. As componentes de potência ativa (P) e potência reativa (Q) são tratadas separadamente por equações algébricas que determinam a potência consumida pela carga. A magnitude da tensão se relaciona com a potência através do modelo exponencial:

$$P = P_0 \left(\frac{V}{V_0} \right)^\alpha \quad (3.1)$$

$$Q = Q_0 \left(\frac{V}{V_0} \right)^\beta \quad (3.2)$$

Onde:

P: Potência ativa consumida (efetiva) pela carga para qualquer tensão.

Q: Potência reativa consumida (efetiva) pela carga para qualquer tensão.

P_0 : Potência ativa consumida (nominal) pela carga na tensão de referência.

Q_0 : Potência reativa consumida (nominal) pela carga na tensão de referência.

V_0 : Tensão de referência (nominal) na barra.

α : Parâmetro que representa o comportamento da potência ativa com a tensão.

β : Parâmetro que representa o comportamento da potência reativa com a tensão.

Os parâmetros (α e β) podem assumir qualquer valor, evidenciando as diferentes características da carga [19]. Entretanto, três características da carga são comumente utilizadas em estudos de estabilidade de tensão: potência constante, corrente constante e impedância constante. Essa classificação é dada quanto à sensibilidade da carga em relação à tensão.

A característica potência constante é definida pela não dependência da potência com a tensão, ou seja, a potência consumida não se altera com a variação de tensão aplicada na barra, garantindo assim, sensibilidade nula. Para a característica de carga de corrente constante, a potência varia linearmente com a tensão, assumindo sensibilidade unitária. Por fim, na característica impedância constante, a potência varia com o quadrado

da tensão, assumindo sensibilidade igual a 2. A **Tabela 3**, retirada de [19], e a **Figura 18**, retirada de [39], resume as sensibilidades para os casos mais comuns de características da carga e ilustra graficamente a relação entre a potência e a tensão para os mesmos casos, respectivamente.

Tabela 3 Característica e sensibilidade da carga [19].

Característica	Sensibilidade (α, β)
Potência Constante	0
Corrente Constante	1
Impedância Constante	2

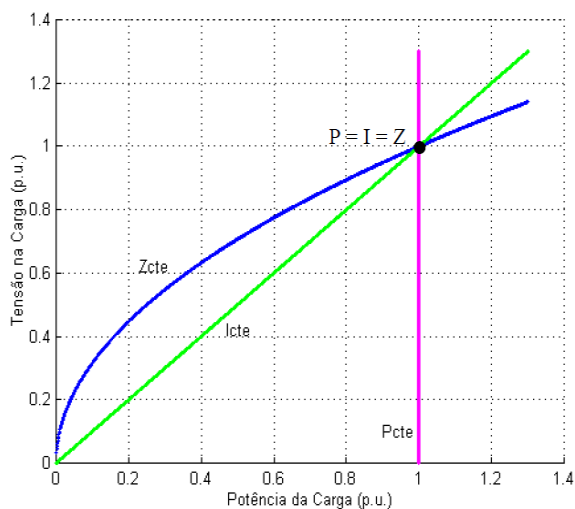


Figura 18 Comportamento das características da carga com a tensão [39].

3.3.2. Limitador de Sobre Corrente (OEL)

A ação dos limitadores tem como objetivo modificar o sinal de saída da excitação de modo que a máquina retorne a um ponto seguro de operação. Os modernos sistemas de excitação incluem várias funções de controle associadas ao regulador automático de tensão (RAT), dentre as quais, destaca-se o limitador de sobre corrente.

O limitador de sobre corrente ou limitador de corrente de campo, também chamado de limitador de sobre-excitação (OEL ou OXL – Overexcitation Limiter) ou limitador de máxima excitação (MXL – Maximum Excitation Limiter) é utilizado para limitar a corrente de campo da máquina, ou seja, ele é implementado para proteger o gerador contra sobreaquecimentos decorrentes de sobrecorrentes prolongadas no circuito de campo, o que pode ocorrer se o gerador for muito requisitado pelo sistema, sobre-excitando-o além do seu limite dado pela curva de capacidade.

O enrolamento de campo do gerador é projetado para operar continuamente em um valor que corresponde à condição nominal de carga [38]. A implementação do limitador de corrente de campo leva em conta a capacidade de sobrecarga permissível

para o enrolamento de campo e sua característica depende do fabricante. Esta capacidade de sobrecarga é normalmente especificada pela norma ANSI Standard C50.13-1977.

No âmbito geral, a função de limitação da sobre-excitação age através do regulador AC reduzindo a corrente de campo a valores nominais, após detectar a sobrecorrente no enrolamento de campo [40]. Quando o OEL atua, o gerador ao qual está conectado perde o controle de tensão, uma vez que sua corrente de campo passa a ser limitada e reduzida para um valor seguro, impossibilitando que a máquina injete mais potência reativa no sistema.

3.3.3. Transformador com Mudança de Tape sob Carga (OLTC)

Em sistemas de potência, transformadores são comumente utilizados para o controle de tensão e fluxo de potência reativa. Esses dispositivos são constituídos, na sua grande maioria, por dois enrolamentos (conjunto de espiras). O enrolamento primário de um transformador converte a potência elétrica circulante em um campo magnético, que é re-convertido em potência elétrica no enrolamento secundário. A relação de espiras entre os enrolamentos primário e secundário determina a relação de proporção existente entre as tensões primária e secundária. O agrupamento de um ou mais enrolamentos define o tape de um transformador, logo, ao variar a posição do tape, a relação de transformação modifica-se, permitindo assim alteração na tensão terminal. Do ponto de vista do sistema de potência, alterações no tape e conseqüentemente, na relação de transformação, são necessárias para compensar as variações nas tensões do sistema [38]. Portanto, o ajuste do tape permite a utilização deste equipamento para fins de controle de tensão e potência reativa.

Os tapes dos transformadores podem ser de dois tipos: fixo (*off-load tap-changer*) e o tape sob carga (*On Load Tap Changer – OLTC*). Para a mudança de tape do transformador de tape fixo é necessário desenergizá-lo. Devido a isso ele é comumente utilizado quando há variações de carga a longo prazo, expansões do sistema ou mudanças sazonais. Já o OLTC é utilizado em sistemas onde há necessidade de variações com muita frequência na relação de transformação do transformador para o controle diário da tensão na carga, atuando de forma permanente.

O OLTC atua no sentido de restaurar a carga da barra que ele controla. Assim, na tentativa de manter a tensão do lado da carga dentro dos valores especificados, o transformador varia os tapes à medida que a carga aumenta, correspondendo a um

aumento na corrente da rede, provocando assim a deterioração do perfil de tensão na carga [39]. Portanto a utilização destes tipos de transformadores para o controle da tensão difere dos outros equipamentos utilizados para este fim, devido ao fato de que a variação da tensão para cima ou para baixo em um lado do transformador (barra controlada) é realizada através da variação para baixo ou para cima da tensão do outro lado do transformador (barra não controlada). Nestas condições, o efeito da atuação do OLTC pode levar o sistema à instabilidade.

3.4. Classificação da Estabilidade de Tensão

A estabilidade de sistemas de potência é um problema único, contudo não é apropriado e eficaz estudá-lo como tal [38]. É sempre importante considerar a estabilidade global do sistema. Diversas formas de estabilidade acontecem num sistema de potência, onde são influenciadas por uma ampla gama de fatores. O estudo e análise dos problemas de estabilidade, a identificação dos fatores essenciais que influenciam na instabilidade do sistema e a formação de métodos que melhoram a operação estável e segura, são melhores entendidas se as diversas formas de estabilidade forem classificadas em diferentes categorias. Essas são baseadas nas seguintes considerações [38]:

- ✓ A natureza física da instabilidade;
- ✓ O tamanho da perturbação considerada;
- ✓ Os equipamentos, os processos e o domínio do tempo que devem ser considerados de forma a determinar a estabilidade;
- ✓ O método mais apropriado para o cálculo e previsão da estabilidade.

A **Figura 19**, extraída de [41] mostra uma classificação geral da estabilidade de sistemas de potência, identificando suas classes e sub-classes quanto aos seguintes aspectos: natureza física/principal parâmetro do sistema, dimensão da perturbação e intervalo de tempo.



Figura 19 Classificação geral da estabilidade de sistemas de potência [41].

Conforme ilustra a **Figura 19**, a estabilidade de tensão está relacionada, resumidamente, a três pontos:

- ✓ Capacidade de manter as tensões em níveis adequados;
- ✓ Balanço de potência reativa;
- ✓ Equilíbrio de controle de tensão.

Além disso, é usual classificar a estabilidade de tensão, quanto a dimensão da perturbação, em estabilidade de tensão a grandes perturbações e estabilidade de tensão a pequenas perturbações. A estabilidade de tensão a grandes perturbações (*Large-Disturbance Voltage Stability*) refere-se à habilidade do sistema de potência em manter as tensões estáveis após a ocorrência de grandes perturbações tais como: curto-circuito, perda de geração, ou contingências de circuito [14]. Essa habilidade é dependente das características do sistema e da carga, das interações entre os controles contínuos e discretos, e dos dispositivos de proteção. A determinação da estabilidade de tensão a grandes perturbações requer uma análise da resposta não-linear do sistema de potência por meio de simulações no domínio do tempo por um período de tempo suficiente para capturar a performance e interações de dispositivos como motores, OLTC e OEL. O período de estudo de interesse pode se estender de alguns segundos a dezenas de minutos [14]. Já a estabilidade de tensão a pequenas perturbações (*Small-Disturbance Voltage*

Stability) refere-se à habilidade do sistema de potência em manter as tensões estáveis após a ocorrência de pequenas perturbações como a mudança gradual na carga do sistema. Essa forma de estabilidade também é influenciada pelas características da carga e pelas interações entre os controles contínuos e discretos num dado instante de tempo. Esse conceito é útil para determinar, a cada instante, como as tensões vão responder a pequenas alterações no sistema.

Nesses estudos muitos autores empregam análises estáticas, baseadas nas equações do fluxo de carga para avaliar a estabilidade de tensão por meio das curvas PV para fornecer uma aproximação da margem de estabilidade de tensão [19, 27]. A curva PV será abordada com mais detalhes na seção 3.5. Por meio da linearização das equações estáticas do fluxo de carga, pode-se obter profundas informações sobre sensibilidade do sistema, determinando os trechos, barras e geradores que podem oferecer riscos a estabilidade de tensão [14]. Contudo, a linearização não leva em conta efeitos não-lineares tais como as ações do OLTC e OEL. Logo, a combinação das análises linear e não-linear, baseadas em simulações no domínio do tempo, devem ser usadas de maneira complementar para fornecer subsídios para solucionar o problema de instabilidade de tensão [14,19].

A estabilidade de tensão também é classificada quanto ao intervalo de tempo, podendo ser de curto prazo ou longo prazo. A estabilidade de tensão de curto prazo (*Short-Term Voltage Stability*) envolve a atuação de componentes de dinâmica rápida como motores de indução, cargas eletronicamente controladas e conversores HVDC (*High Voltage Direct Current*) [14]. O período de interesse para os estudos é da ordem de alguns segundos e a análise do problema requer a solução adequada de um sistema de equações diferenciais. A modelagem dinâmica da carga é essencial para capturar o fenômeno. O grupo de força-tarefa do IEEE/CIGRE [14] recomenda que o termo estabilidade transitória de tensão não seja utilizado. Já a estabilidade de tensão de longo prazo (*Long-Term Voltage Stability*) envolve equipamentos de dinâmica lenta como OLTC, cargas termostaticamente controladas e limitadores de correntes dos geradores, como o OEL. Ela trabalha com a hipótese de que as oscilações de potência são completamente amortecidas, sendo que a frequência do sistema é uniforme [19]. Esse tipo de estabilidade, além de estar associada a ações de controle de equipamentos que envolvem uma dinâmica lenta, está relacionada também ao aumento gradual da carga com a curva de demanda diária, resultando em longos períodos de desbalanço entre a potência

ativa e reativa do sistema. O período de estudo e análise da estabilidade de tensão de longo prazo pode se estender de vários segundos até dezenas de minutos.

Com a classificação da estabilidade de tensão e sua divisão em classes e subclasses, simulações no domínio do tempo são necessárias para a análise do comportamento dinâmico do sistema em conjunto com análises estáticas para a estimação da margem de estabilidade, identificação de fatores que influenciam a estabilidade e a avaliação de cenários de contingências [14]. Um dos métodos estáticos mais utilizados para estudos acerca da estabilidade é a curva PV. Tal método é tratado em detalhes na seção a seguir.

3.5. Curva PV

Um dos métodos de análise estática amplamente utilizado para estudos de estabilidade de tensão baseia-se na curva PV (*Power-Voltage*), a qual indica o carregamento máximo do sistema de potência em regime permanente. A curva PV é obtida através de sucessivos fluxos de carga, processo denominado de fluxo de potência continuado (*Continued Power Flow*). O fluxo de potência continuado processa sequencialmente vários casos de fluxo de potência, aumentando a carga de um conjunto de barras, além disso, ele é utilizado para a determinação das margens de estabilidade de tensão e para a análise da variação do perfil de tensão frente ao crescimento da demanda do sistema. Assim, para cada aumento na demanda, um problema de fluxo de carga é resolvido, e os pontos de equilíbrio obtidos definem a curva PV. Com isso, esta seção trata dos conceitos acerca das curvas PV e a estabilidade de tensão.

As curvas PV podem ser obtidas para diferentes cenários de crescimento de carga e geração. Para cada incremento na carga, o balanço de potência do sistema é reestabelecido entre os geradores de acordo com os respectivos fatores de partição e limites de potência ativa. Para a obtenção da curva PV, deve-se levar em consideração duas características importantes: a característica da rede elétrica e a característica da carga.

A características da rede elétrica diz respeito à capacidade da rede de manter o necessário equilíbrio entre a tensão e potência ativa e reativa supridas. O sistema de potência ilustrado na **Figura 20** serve para mostrar matematicamente a dependência da tensão com as potências transferidas.

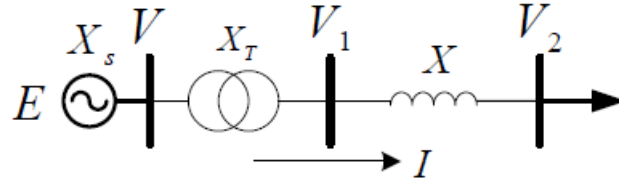


Figura 20 Sistema de potência elementar.

O sistema é composto por um gerador conectado a um transformador ligado a uma linha de transmissão, alimentando uma carga terminal. Adota-se o gerador como um barramento infinito, e que controla a tensão V_1 no lado de alta tensão do transformador. As potências ativa e reativa transferidas para a carga serão:

$$P = \frac{V_1 V_2}{X} \sin \delta \quad (3.3)$$

$$Q = \frac{V_1 V_2}{X} \cos \delta - \frac{V_2^2}{X} \quad (3.4)$$

Onde:

δ : ângulo de carga, dado pela diferença das fases das tensões V_1 e V_2 .

Supondo que V_1 é constante, a reatância do transformador (X_T) e a reatância do gerador (X_S) são constantes também. Então, a equação (3.4) pode ser reescrita como:

$$Q + \frac{V_2^2}{X} = \frac{V_1 V_2}{X} \cos \delta \quad (3.5)$$

Elevando-se ao quadrado as equações (3.3) e (3.5) e somando-as, elimina-se δ pela identidade trigonométrica $\sin^2 \delta + \cos^2 \delta = 1$, resultando em:

$$P^2 + \left(Q + \frac{V_2^2}{X}\right)^2 = \left(\frac{V_1 V_2}{X}\right)^2 \quad (3.6)$$

Isolando V_2 , obtem-se [12]:

$$V_2 = \sqrt{\frac{V_1^2}{2} - QX \pm \sqrt{\frac{V_1^4}{4} - XV_1^2 Q - X^2 P^2}} \quad (3.7)$$

Então, a equação (3.7) define a característica da rede. Supondo que a tensão V_1 é mantida constante pelo controle do gerador e a reatância X do sistema de transmissão não se altera, a tensão na carga V_2 depende apenas das potências ativa P e reativa Q transferidas pelo sistema de transmissão.

A característica da carga estática, como explicado na seção anterior, pode ser definida utilizando o modelo exponencial, onde os expoentes podem assumir qualquer valor, definindo a sensibilidade da carga em relação a tensão.

As sensibilidades das cargas nem sempre são iguais, podendo as componentes ativa e reativa variar de maneira diferente [19]. Contudo, assumindo a carga com fator de potência constante, pode-se garantir que as sensibilidades são iguais e que as parcelas ativa e reativa variam na mesma proporção [12]. Considerando uma carga com fator de potência $\cos \varphi$ constante e variando-se as potências ativa (P) e reativa (Q) segundo a equação (3.5), obtém-se a curva PV que representa a característica da rede. Considerando uma carga com sensibilidade nula, ou seja, com uma característica potência constante, para uma dada demanda de potência, a interseção da característica PV da carga com a característica PV da rede, define o ponto de operação do sistema de potência [19], conforme ilustra a **Figura 21**.

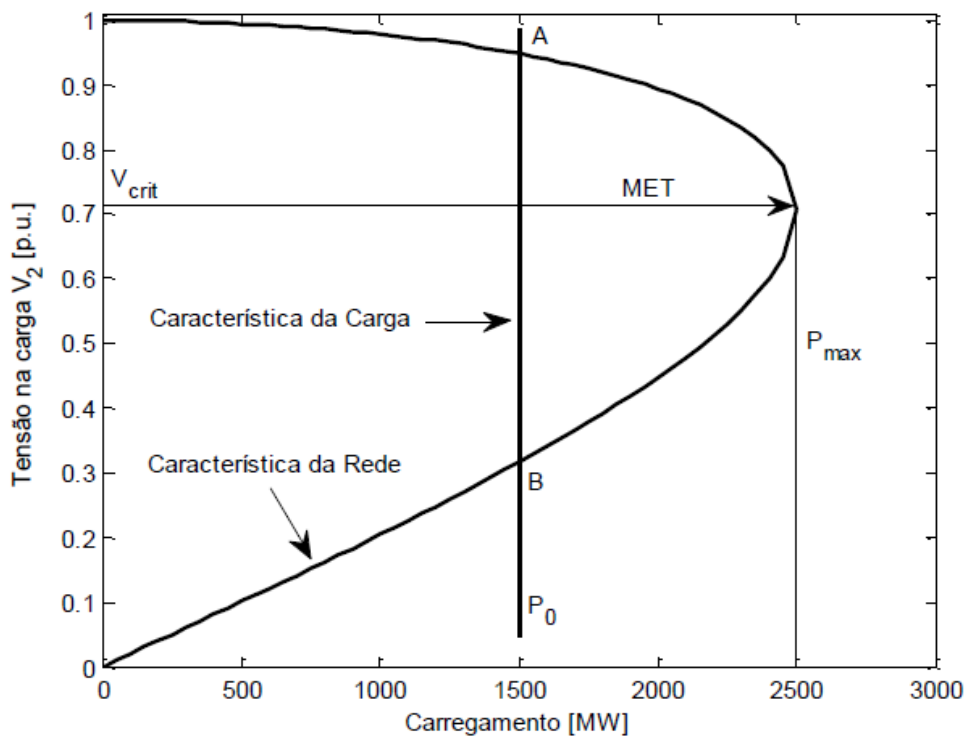


Figura 21 Curva PV e definição de Margem de Estabilidade de Tensão (MET) [19].

A curva PV representa a variação da tensão de determinada barra de carga com o aumento do carregamento do sistema (demanda). A partir do ponto de potência máxima (P_{max}) nenhum acréscimo de potência pode ser transferido pelo sistema de transmissão. Então, pode-se dizer que o limite de máxima transferência de potência é atingido em P_{max}

e, devido a isso, este ponto é conhecido como ponto de máximo carregamento [12]. Na literatura, o ponto de máximo carregamento é comumente referido como a ponta do “nariz” (*nose tip*) da curva PV, estabelecendo uma tensão crítica (V_{crit}) abaixo da qual o sistema é considerado instável para carga do tipo potência constante [12, 13, 38], uma vez que, a partir de P_{max} a característica da carga não intercepta a característica da rede, provocando inexistência de um ponto de operação, levando o sistema ao colapso de tensão pelo processo de restauração de carga [12]. Os valores críticos da curva PV variam de acordo com as condições do sistema, tais como despacho da geração, limites dos geradores e fator de potência das cargas.

Em algumas ocasiões, os operadores do sistema não possuem a informação do detalhamento da carga e da geração distribuída, a ponto de saber com precisão o carregamento do sistema. Geralmente há apenas as informações referentes aos fluxos de potência das linhas. Então, nesses casos é usual considerar outro índice para gerar a curva PV: a potência ativa total transferida da transmissão para a distribuição. A potência transferida é função do somatório de carga, das perdas e do somatório de injeção de potência ativa por parte da geração distribuída, caso ela esteja presente. A **Figura 22** mostra a equação e ilustra os casos da potência transferida com e sem geração distribuída. Neste trabalho, foram desconsideradas as perdas. Logo, nos casos em que não há a presença de geração distribuída, a potência transmitida apresenta valor muito próximo ao carregamento do sistema, entretanto, com a presença deste tipo de geração, podem ocorrer diferenças e conduzir a conclusões enganosas sobre os resultados.

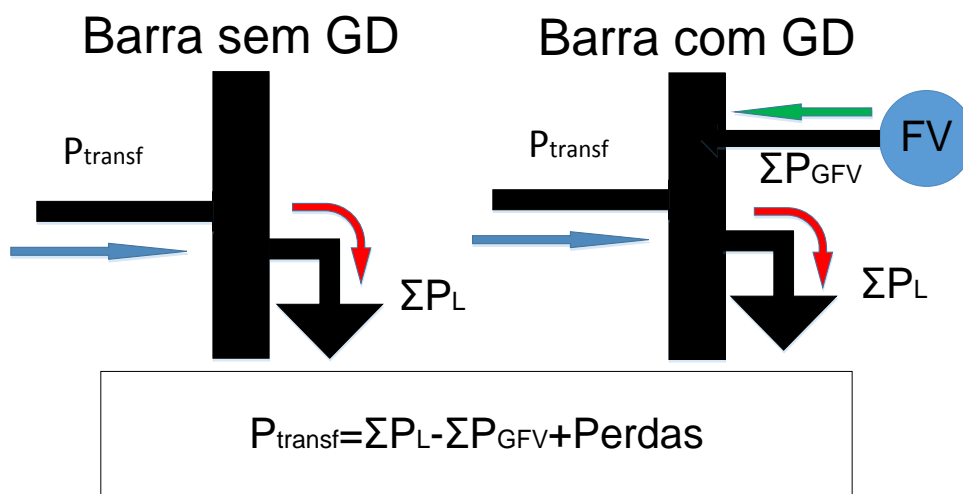


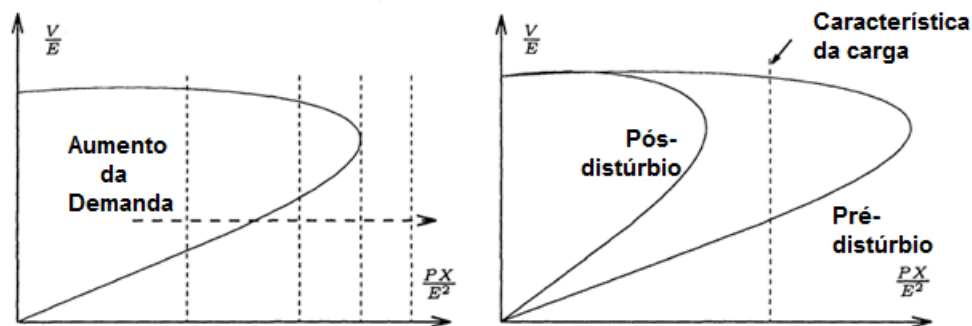
Figura 22 Potência transmitida.

A margem de estabilidade de tensão (MET), observada na **Figura 21**, é uma medida da capacidade de transferência de potência do sistema de transmissão. A MET é muito utilizada e representa a distância, em MW ou percentual, do ponto de operação P_0 até o ponto de máximo carregamento P_{max} [13]

$$MET(\%) = \frac{P_{max} - P_0}{P_0} \cdot 100\% \quad (3.8)$$

Considerando a **Figura 23 (a)**, adaptada de [12], na qual um aumento em demanda faz com que a característica da carga em regime permanente, do tipo potência constante, varie até que finalmente ela não intercepte a característica da rede. Neste caso, não existe ponto de equilíbrio, dando origem a uma instabilidade de tensão.

Uma situação mais frequente, ocorre quando uma contingência de geração ou transmissão leva a uma mudança significativa na característica PV da rede [12]. A **Figura 23 (b)** ilustra essa situação. Isto corresponde a um decréscimo de tensão e/ou um aumento acentuado na reatância. Observa-se que a perturbação provoca um encolhimento na curva PV da rede pós-perturbação, de modo que a mesma não intercepta a característica da carga.



(a) Aumento de demanda

(b) Perda de equipamento de geração ou transmissão.

Figura 23 Mecanismos que levam a instabilidade de tensão [12].

Já a **Figura 24**, adaptada de [12], ilustra as mesmas situações, entretanto, considera um modelo mais realístico para o comportamento da carga em regime permanente.

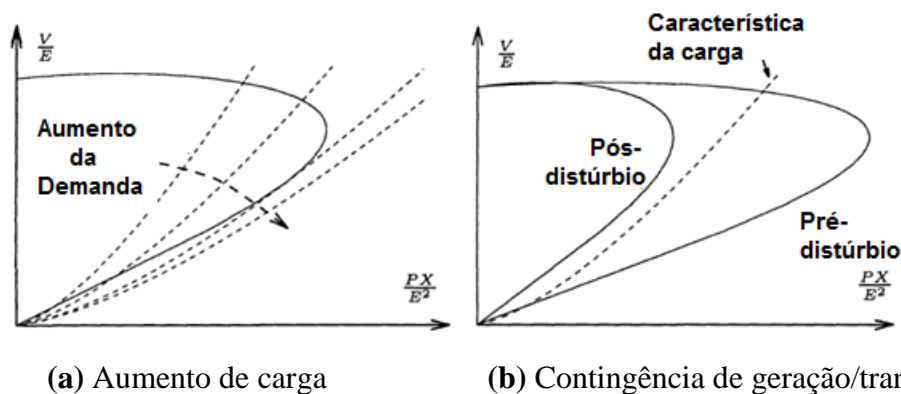


Figura 24 Situações de instabilidade de tensão para características realísticas da carga em regime permanente [12].

A **Figura 24** mostra que nem sempre o ponto de máximo carregamento coincide com o ponto de instabilidade, uma vez que, o ponto de tangência depende da característica estática da carga em regime permanente [12]. É ainda possível que alguns pontos de operação não sejam viáveis, devido a níveis de tensão inaceitavelmente baixos.

As análises para os pontos de operação possíveis na curva PV foram feitas a partir do pressuposto que as fontes de tensão têm magnitude constante [12]. Na prática, porém, isto não acontece. Os geradores estão sujeitos à ação de dispositivos de proteção, como por exemplo o limitador de sobre-excitação (OEL), que pode limitar sua capacidade de produção de potência reativa. Além disso, há de se levar em conta variações na composição da carga e efeitos de mudanças de tapes por parte do OLTC. Portanto, a curva PV é importante não só do ponto de vista estático, mas também do ponto de vista dinâmico, uma vez que ela pode ser utilizada para a determinação da margem de estabilidade nas investigações acerca dos problemas da estabilidade de tensão em situações que levem em consideração a ação de dispositivos de controle e proteção.

A forma da curva PV é influenciada pela operação do OLTC e OEL, e quando estes equipamentos não estão sendo considerados quando deveriam ser os resultados a respeito da estabilidade do sistema serão equivocados [18]. Particularmente, para o caso em que o modelo da carga é do tipo potência constante, o erro cometido é pouco ao se afirmar sobre o ponto crítico do sistema, e este caso representa uma boa aproximação para uma primeira avaliação da estabilidade do sistema. Porém, para o modelo da carga do tipo corrente constante, desprezar a dinâmica do OLTC e OEL altera significativamente o ponto crítico do sistema e nesse caso a instabilidade ocorreria muito depois em relação ao caso em que o OLTC e OEL estão sendo modelados [18]. A **Figura**

25, modificada de [18], mostra uma comparação de uma curva PV obtida da modelagem estática e outras três curvas considerando modelagem dinâmica.

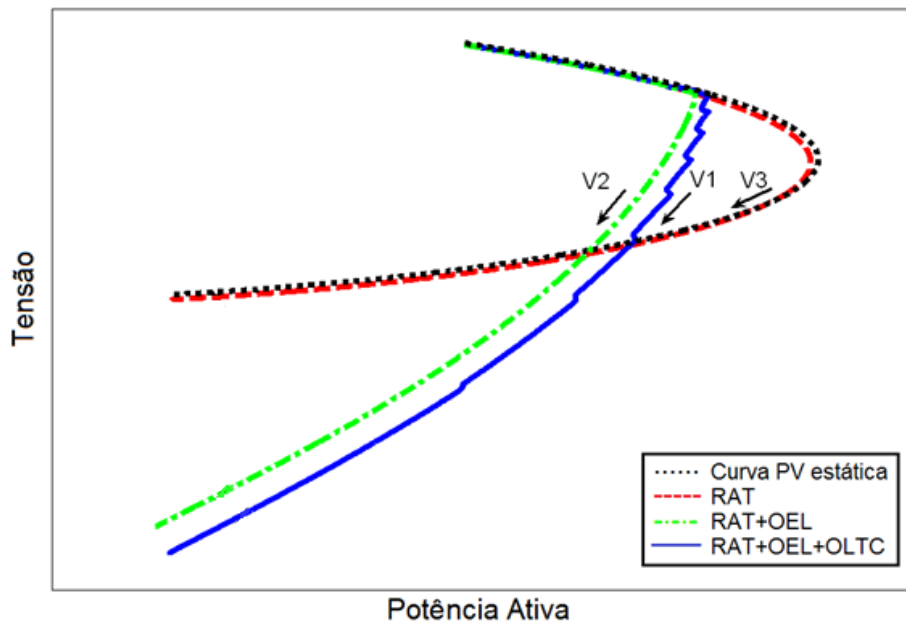


Figura 25 Curvas PV para diferentes dinâmicas [18].

As seguintes observações podem ser feitas em relação as curvas da **Figura 25** [18]:

- a) A curva PV pontilhada genérica de uma barra de carga (curva preta) baseada nas premissas de que o gerador é ideal e sua dinâmica é negligenciada, descreve os pontos de operação que muitas vezes não condizem com a realidade do sistema. Utilizando a modelagem estática das cargas, a curva PV estática na barra de alta tensão indica o ponto de máximo carregamento para elevados valores de potência ativa, respeitando os limites físicos. Além disso, os pontos da curva PV estática são todos estáveis, fato este que não ocorre nas outras curvas, pois consideram a dinâmica dos dispositivos.
- b) A curva PV tracejada (vermelha), considera o mesmo modelo utilizado no item anterior, entretanto, considera-se um gerador não ideal com a ação do regulador automático de tensão (RAT) com limite de excitação e também, do regulador de velocidade. Esta curva PV dinâmica aproxima-se da curva PV estática quanto maior for o ganho do RAT e enquanto o limite de excitação não for alcançado. Após a saturação da excitação, a ponta do

“nariz” da curva PV reduzirá comparado a ponta do “nariz” da curva estática. De acordo com a característica da carga, alguns pontos podem ser instáveis (parte da curva a esquerda do marcador “x”), com ou sem extrapolação do limite de excitação.

- c) A curva PV pontilhada-tracejada (verde), considera o modelo do item b) mas com OEL em serviço. Aumentando a carga, o OEL modifica significativamente a forma do nariz da curva PV, diminuindo o ponto de máximo carregamento e contribuindo para uma instabilidade. Isto acontece para a maioria das cargas.
- d) A curva PV dinâmica sólida (azul) ilustra a importância de levar em consideração a dinâmica do OLTC na determinação do “nariz” da curva PV. Considera-se também que RAT e OEL estão em serviço. Além disso, a utilização de modelos dinâmicos para a elaboração da curva PV altera a velocidade de partir de um ponto para outro na curva, principalmente para o caso com OLTC, que trabalha próximo ao limite de máximo carregamento.

O símbolo “V”, na **Figura 25**, indica a velocidade em um nível de tensão específico, que o ponto de equilíbrio se move com o aumento de carga. Geralmente, os valores de velocidade são tais que $V_1 > V_2 > V_3$.

Capítulo 4

Modelo Dinâmico da Geração Fotovoltaica

4.1. Introdução

Geradores fotovoltaicos conectados à rede elétrica estão relacionados a uma grande variedade de aplicações. A grande maioria destes sistemas é residencial (até alguns kW), comercial (até alguns MW) e está conectado à rede de distribuição. Entretanto, muitos sistemas fotovoltaicos de grande porte ou usinas solares (algumas excedem 100 MW) estão conectadas em sistemas de transmissão [42]. O foco deste trabalho está na modelagem dinâmica de agregados de geração fotovoltaica de pequeno porte, assim, a modelagem dinâmica da usina fotovoltaica não é destacada. A **Figura 26**, modificada de [43], ilustra um sistema com elevada penetração de geração solar.

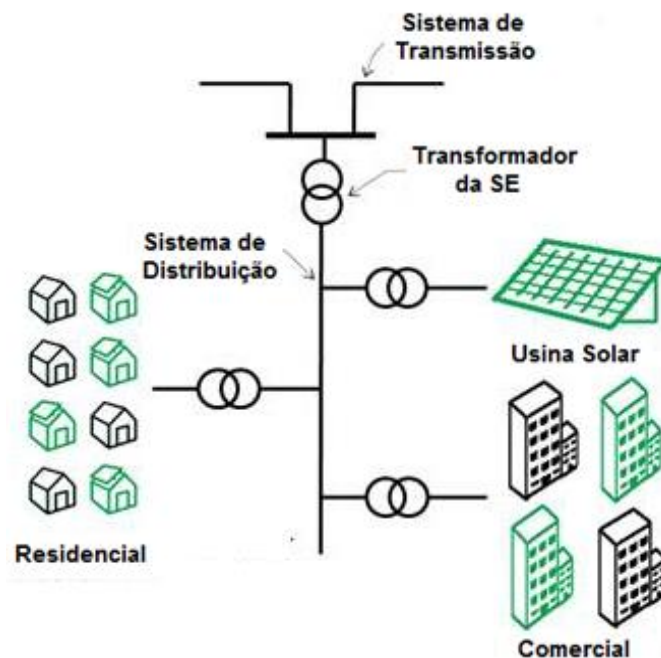


Figura 26 Elevada penetração de geração solar no sistema de distribuição [43].

As normas de confiabilidade definidas pelo NERC (*North American Electric Reliability Corporation*) estabelecem que os modelos para estudos estáticos (fluxo de carga) e modelos para estudos dinâmicos (simulação no domínio do tempo) utilizados na representação de geradores fotovoltaicos estejam de acordo com requisitos e procedimentos regionais, de modo a refletir as exigências do gerador que podem impactar na rede elétrica, sejam elas de ordem técnica ou regulamentar.

A WECC (*Western Electricity Coordinating Council*) utiliza modelos de domínio público (*non-proprietary*), disponíveis em uma biblioteca de modelos, os quais foram testados e validados de acordo com os padrões definidos nos guias (*Guidelines*) para serem utilizados em simulações computacionais. Além da lista (*Approved Dynamic Model List*), a WECC sugere seus próprios modelos genéricos para usinas fotovoltaicas (*WECC Generic Model for Large-scale PV Plants*) e geradores fotovoltaicos de pequeno porte (*WECC Generic Model for Distributed and Small PV Plants*).

Segundo [43], os modelos dinâmicos da WECC possuem as seguintes características gerais:

- ✓ Domínio público: os modelos não devem ser de propriedade e nem sujeitos a nenhuma confidencialidade do fabricante. Os modelos devem permitir a representação de uma vasta gama de equipamentos, com configurações de ganhos, constantes de tempo e recursos de chaveamento, além de ser acessível a operadores de rede;
- ✓ Estabilidade numérica: os modelos devem ser numericamente estáveis ao longo da simulação no domínio do tempo com passos de integração de 1 a 10 milissegundos;
- ✓ Portabilidade e compatibilidade entre plataformas: os modelos não devem ser restritos a uma única plataforma/software de simulação. Além disso, os modelos devem apresentar as mesmas funcionalidades básicas e conjunto de parâmetros de entrada para implementação em diferentes plataformas;
- ✓ Capacidade de auto-inicialização: os modelos devem inicializar corretamente a partir de um caso de fluxo de carga (condições iniciais) sem a intervenção significativa do usuário;
- ✓ Documentação completa: devem ser fornecidos todos os documentos relacionados aos modelos, incluindo diagrama de blocos, descrição das principais funções de controle e valores padrão de parâmetros;

- ✓ Validade: os modelos, quando munidos de um conjunto de parâmetros determinados (padrão), devem ter sido validados em testes de campo, testes de fábrica ou testes de transitórios eletromagnéticos.

A maior parte da geração fotovoltaica conectada ao sistema consiste de geradores fotovoltaicos de pequeno porte conectados no nível de distribuição, através de inversores [42]. Os modelos genéricos da WECC são desenvolvidos para estudos de planejamento de sistemas de transmissão e envolvem uma rede complexa e amplo conjunto de geradores, cargas e outros componentes dinâmicos. O presente capítulo tem como objetivo detalhar a modelagem dinâmica sugerida pela WECC para geradores fotovoltaicos distribuídos utilizada nas simulações deste trabalho. Em [44], encontra-se simulações detalhadas a respeito dos modelos da WECC tanto para larga, quanto pequena escala.

4.2. Modelo para Estudos de Fluxo de Carga

O modelo genérico dinâmico da WECC assume que os geradores fotovoltaicos são modelados explicitamente nos estudos de fluxo de carga, representando o equivalente de vários geradores de pequeno porte conectados ao sistema.

De acordo com [42], as plantas fotovoltaicas devem ser representadas por um sistema simplificado de um ou mais geradores e transformadores equivalentes, transformador de subestação, sistema coletor equivalente e sistema de compensação de potência reativa, se necessário. Para a maioria das plantas fotovoltaicas, um gerador único equivalente é adequado para estudos estáticos, conforme ilustra a **Figura 27**, modificada de [42].

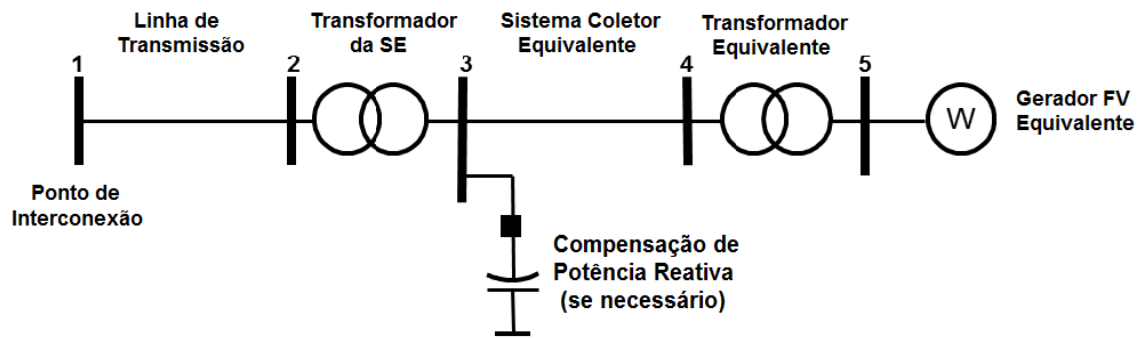


Figura 27 Representação do gerador fotovoltaico equivalente para estudos de fluxo de carga [42].

Neste trabalho, utilizou-se o programa de análise de redes (ANAREDE) para a realização das simulações e estudos referentes ao fluxo de carga. Os geradores fotovoltaicos são modelados como barras do tipo PQ com injeção de potência ativa na rede, evidenciando que não participam do controle de tensão. Os resultados do fluxo de carga servem de condições iniciais para os cálculos e estudos dinâmicos.

4.3. Modelo para Estudos Dinâmicos

Segundo [45], o modelo dinâmico deve atender as seguintes características:

- ✓ O modelo deve fornecer uma representação razoavelmente boa de desempenho eletrodinâmico de geradores fotovoltaicos no ponto de interconexão;
- ✓ O modelo deve ser adequado para estudar respostas do sistema a contingências e perturbações. Os distúrbios elétricos resumem-se a faltas balanceadas na rede de transmissão e outros como perda de geração, perda e aumento de carga;
- ✓ O modelo deve incorporar funções de proteção que desconectam a geração distribuída em caso de perturbações que afetem a tensão e/ou frequência e possam causar algum dano ao inversor;
- ✓ Sistemas e equipamentos de compensação de potência reativa devem ser modelados separadamente. Pode ser considerada a capacidade de injeção de potência reativa por parte do inversor, caso ele apresente tal controle.

O modelo indicado pela WECC para geradores fotovoltaicos de menor porte apresenta menor complexidade em relação ao modelo utilizado para a representação da usina solar. O modelo genérico PVD1 é recomendado para representar pequenos sistemas fotovoltaicos ou um equivalente de múltiplos sistemas fotovoltaicos. Tal modelo é ilustrado na **Figura 28**, modificada de [42].

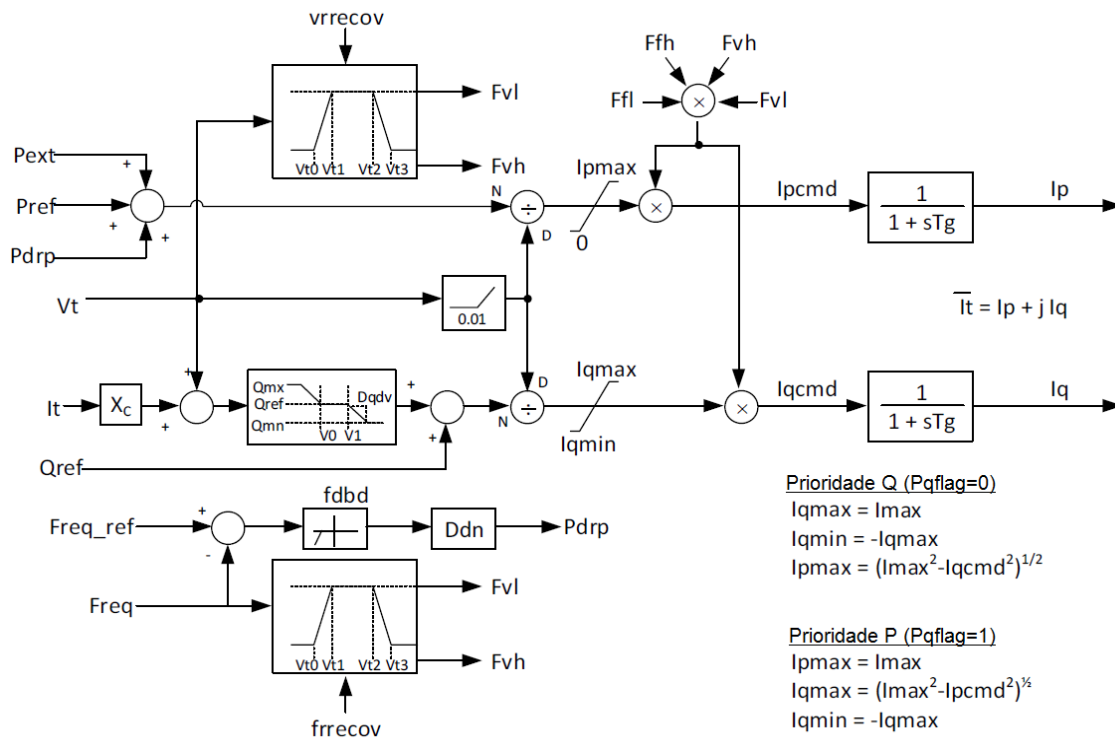


Figura 28 Diagrama de blocos do modelo da WECC para sistemas fotovoltaicos de pequeno porte [42].

O modelo PVD1 da WECC pode utilizar como prioridade a potência ativa (Prioridade P) ou a potência reativa (Prioridade Q). Utilizando a prioridade como potência ativa, o comando de corrente ativa (I_{pcmd}) é limitado pela corrente máxima do inversor (I_{max}), enquanto que, os limites do comando de potência reativa são calculados a partir da curva de capacidade, segundo o valor de I_{pcmd} . Já na prioridade de potência reativa, ocorre o contrário, o comando de corrente reativa é limitado pela corrente máxima do inversor, enquanto que, os limites de corrente ativa são calculados a partir do comando de potência reativa (I_{qcmd}).

Além dos comandos de potência ativa e reativa, o modelo conta com controle de potência ativa, controle de potência reativa e proteção. O controle de potência ativa deve fornecer uma injeção de corrente ativa à rede elétrica. O comando de corrente ativa está

limitado à prioridade selecionada pelo usuário, conforme indicado no parágrafo anterior, e ele é derivado de uma potência ativa de referência (advinda do fluxo de carga) e da tensão terminal do inversor. Além disso, o subsistema de controle de potência ativa deve prover uma resposta a queda de frequência, com banda morta e ganho ajustável pelo usuário.

O controle de potência reativa, assim como o controle de potência ativa, deve prover um comando de corrente reativa para o sistema, respeitando os limites do inversor. O modelo PVD1 apresenta uma função avançada para o inversor: o controle Volt-Var. A função Volt-Var é utilizada na tentativa de melhorar a tensão terminal no ponto de conexão do gerador fotovoltaico. Tal controle segue a curva apresentada na **Figura 29**.

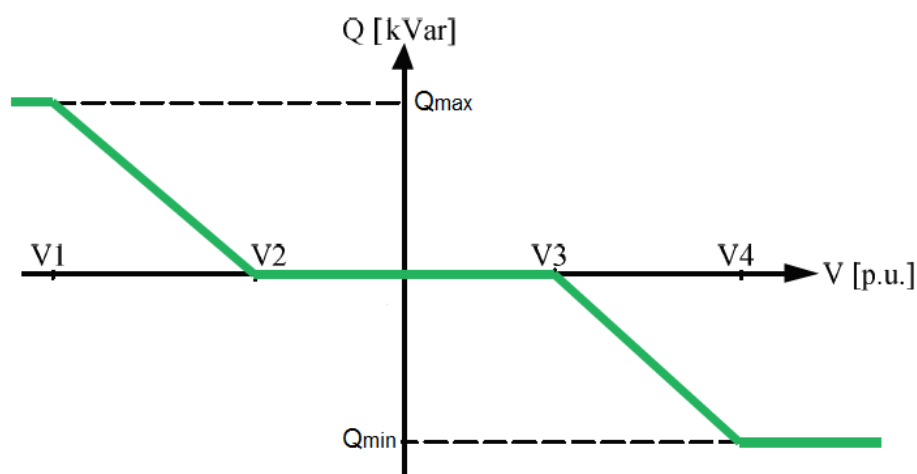


Figura 29 Curva que representa o controle Volt-Var do inversor.

Abaixo da tensão $V1$, o inversor fornece 100% da potência reativa disponível no inversor. Entre $V1$ e $V2$, o inversor fornece potência reativa segundo uma reta decrescente, a zona morta é definida entre $V2$ e $V3$. A partir da tensão $V3$, segue o mesmo raciocínio descrito na região entre $V1$ e $V2$, porém nesta região o inversor absorve potência reativa. A WECC recomenda limites fixos para a potência reativa (Q_{max}), contudo, é possível utilizar limites variáveis para a potência reativa, os quais dependem da capacidade máxima do inversor e da potência ativa injetada pelo gerador fotovoltaico.

As funções de proteção recomendada pela WECC devem reduzir a geração quando tensão e/ou frequência estiverem fora das bandas mortas definidas pelo usuário. Tal redução é proporcional ao desvio de tensão e/ou frequência.

O modelo dinâmico utilizado neste trabalho é baseado no modelo PVD1 [42] e está ilustrado na **Figura 30**.

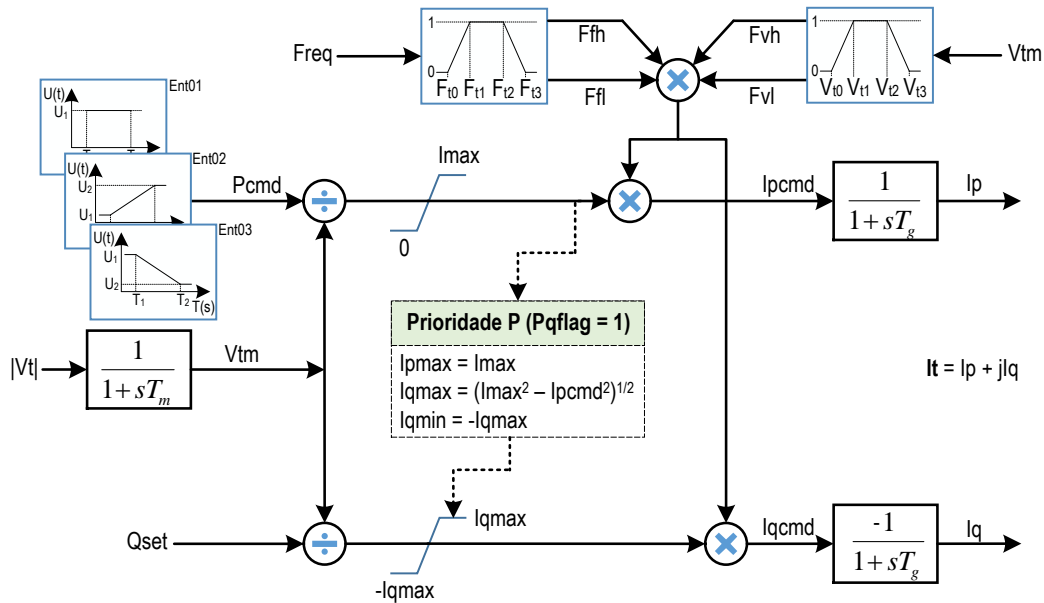


Figura 30 Modelo dinâmico do gerador fotovoltaico.

O modelo apresentado na **Figura 30** é utilizado para geradores fotovoltaicos de pequeno porte conectados ao sistema de distribuição ou para um equivalente de múltiplos geradores fotovoltaicos conectados a barra de alta/média tensão. O regulador de tensão e a dinâmica do link CC são negligenciados por efeito de simplicidade [45].

O modelo reflete prioridade de potência ativa, com comando de corrente ativa (I_{pcmd}) limitado pela capacidade do inversor (I_{max}). Os limites do comando de potência reativa (I_{qcmd}) são calculados a partir da curva de capacidade em função do valor de I_{pcmd} . P_{cmd} e Q_{set} são os setpoints de potência ativa e reativa computados pelo controle. Os controles de potência ativa e reativa são abordados na próxima seção. T_g (~20 ms) e T_m (~50ms) são as constantes de tempo da corrente do inversor e da medição de tensão, respectivamente. As variáveis F_{fh} , F_{fl} , F_{vh} e F_{vl} são os sinais relacionados a proteção de sobre e sub frequência, sobre e sub tensão, respectivamente.

Do modelo original, proposto pela WECC, foram desconsiderados o controle Volt-Var, a reatância X_c e sinais de ajustes na potência ativa por regulação da frequência (P_{drp}) e de potência ativa suplementar (P_{ext}).

A modelagem da representação dinâmica do gerador fotovoltaico foi implementada no programa computacional de análise de transitórios eletromecânicos

(ANATEM), do CEPEL (Centro de Pesquisas de Energia Elétrica), via CDU (Controle Definido pelo Usuário) e do programa auxiliar CDUEdit, também do CEPEL.

Portanto, fundamentalmente o modelo PVD1 da WECC é uma simples injeção de corrente com subsistemas para controle de potência ativa, controle de potência reativa e proteção. Tais controles são abordados com mais detalhes a seguir.

4.3.1. Controle de Potência Ativa

O subsistema de controle de potência ativa deve prover injeção de corrente ativa ao sistema, onde a mesma está sujeita a limites, com possibilidade de o usuário escolher entre prioridade de corrente ativa ou reativa. No presente trabalho não foi considerada a prioridade de potência reativa, onde os limites do comando de potência reativa (I_{qcmd}) são calculados a partir da curva de capacidade, segundo o valor de I_{pcmd} .

O comando de corrente ativa deve ser originado a partir de uma referência de potência ativa e a tensão terminal do inversor determinada na solução da rede. A referência de potência ativa deve ser a potência inicial da solução do fluxo de potência. Considera-se, também, que este sinal de referência de potência ativa é a máxima potência possível advinda do gerador fotovoltaico, ou seja, representa a saída do MPPT.

Por padrão, os modelos da WECC assumem valores fixos de variáveis de saída dos geradores e de acordo com o valor calculado pelo fluxo de carga. Nesta dissertação, foram considerados três perfis de injeção de potência ativa do gerador fotovoltaico:

- ✓ Potência constante (Ent01): considerando um período do dia em que a irradiação é aproximadamente constante;
- ✓ Potência crescente em rampa até 92% da capacidade nominal do inversor (Ent02): considerando um período do dia em que a irradiação solar cresce (ao meio dia ou 12h);
- ✓ Potência decrescente em rampa até 10% da capacidade nominal do inversor (Ent03): considerando um período do dia em que a irradiação solar diminui (módulos cobertos por nuvens).

Vale destacar que o modelo não considera a influência da temperatura nas características elétricas do gerador fotovoltaico.

4.3.2. Controle de Potência Reativa

O controle de potência reativa, assim como o controle de potência ativa, deve prover uma corrente reativa para o sistema, respeitando os limites do inversor. Geralmente, para geradores fotovoltaicos são aceitos dois tipos de modos de controle: potência reativa constante ou fator de potência. No presente trabalho foi considerado o controle de potência reativa constante, então aplicou-se um controlador Proporcional-Integral (PI) com o objetivo de manter o fator de potência unitário, ou seja, o gerador fotovoltaico não injeta potência reativa na rede. O controle, cujos ganhos foram obtidos de forma empírica [22], é ilustrado na **Figura 31**.

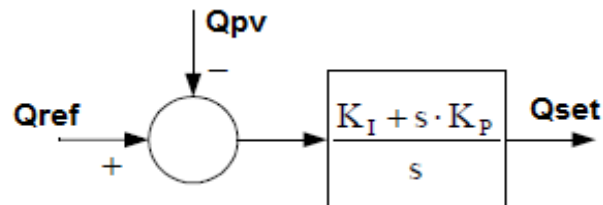


Figura 31 Controle de potência reativa constante [22].

No controle apresentado na **Figura 31** é realizada uma comparação entre o valor de potência reativa de referência nulo (Q_{ref}) e o valor real medido na barra ao qual o gerador fotovoltaico está conectado (Q_{pv}). A diferença entre estes dois parâmetros resulta em um erro que é tratado pelo controle PI. No PI, a ação proporcional tem como objetivo melhorar a resposta do sistema em malha fechada (diminuindo o erro de regime permanente), já a ação integral, tem como objetivo garantir o erro de regime permanente nulo para resposta ao degrau do sistema em malha fechada. Os parâmetros K_i e K_p , retirados de [22], são 0,5 e 0,05, respectivamente. Esta malha de controle tem como objetivo fazer o gerador operar com fator de potência unitário, não fornecendo potência reativa à rede elétrica.

4.3.3. Funções de Proteção

O modelo PVD1, proposto pela WECC, considera funções que preveem a desconexão parcial ou total dos geradores fotovoltaicos em casos de sub ou sobre tensão e/ou sub ou sobre frequência, as quais são monitoradas no terminal equivalente do

gerador. O efeito de desconexão parcial ou total se dá por meio da diminuição das correntes injetadas pelo modelo. O usuário pode definir as bandas mortas de tensão e frequência, a proporção da geração a ser desconectada e que fração da geração será restaurada quando o distúrbio é eliminado.

A desconexão parcial da geração é relevante quando o gerador equivalente representa sistemas de geração distribuída, onde cada um dos geradores experimentaria distúrbios no nível da transmissão de formas diferentes, dependendo da distância elétrica até a barra onde estão conectados e do nível de tensão no ponto de interconexão.

A proteção é individualizada por modelo dinâmico e não temporizada. A **Tabela 4**, baseada em [46], apresenta os ajustes de proteção considerados no modelo dinâmico utilizado.

Tabela 4 Ajustes da proteção do gerador fotovoltaico [46].

Proteção	Tensão	Frequência
Desconexão total	$V < 0.8 \text{ p.u.}$	$f < 56.5 \text{ Hz}$
Desconexão parcial	$0.8 \text{ p.u.} \leq V \leq 0.9 \text{ p.u.}$	$56.5 \text{ Hz} \leq f \leq 59.5 \text{ Hz}$
Não atua	$0.9 \text{ p.u.} < V < 1.1 \text{ p.u.}$	$59.5 \text{ Hz} < f < 60.5 \text{ Hz}$
Desconexão parcial	$1.1 \text{ p.u.} \leq V \leq 1.2 \text{ p.u.}$	$60.5 \text{ Hz} \leq f \leq 66 \text{ Hz}$
Desconexão total	$V > 1.2 \text{ p.u.}$	$f > 66 \text{ Hz}$

4.4. Curva de Capacidade

A curva de capacidade dos inversores fotovoltaicos geralmente é definida por normas e códigos de rede de cada país [28]. Nos últimos anos, foram publicadas muitas normas e orientações internacionais por diferentes tipos de organizações, por exemplo, *Comité Européen de Normalisation Électrotechnique*, *Verband der Elektrotechnik* (VDE) e *Comitato Elettrotecnico Italiano* (CEI), para um novo conceito de que geração distribuída e redes ativas de baixa tensão podem prover serviços auxiliares à rede através do ajuste de potência reativa trocada com o sistema [47, 48, 49].

Apesar da geração fotovoltaica não regular a tensão no ponto de interconexão, ela é capaz de fornecer suporte de potência reativa. A geração de potência reativa, visando o controle de tensão, depende da capacidade do inversor. Requisitos de conexão e padrões de desempenho com respeito a capacidade de GFVs de prover potência reativa estão em constante evolução [50].

A maioria dos inversores utilizados em sistemas residenciais e comerciais não são dimensionados para fornecer potência reativa quando o gerador estiver operando com máxima potência de saída. A capacidade de fornecer suporte de potência reativa pode ser maior quando a injeção de potência ativa for baixa, dependendo dos limites de corrente do inversor e níveis de tensão na rede.

As curvas de capacidade de potência reativa dos inversores diferem das curvas definidas para máquinas síncronas pois são normalmente limitadas pela tensão interna e por restrições de corrente. Inversores são tipicamente projetados para operar entre 90% e 110% da tensão terminal, onde estes limites de tensão afetam diretamente a capacidade do gerador de fornecer suporte de potência reativa. Quando a tensão terminal atinge 110%, não é possível injetar potência reativa adicional a rede. Conforme mencionado anteriormente, normas de conexão para geradores fotovoltaicos estão evoluindo e a capacidade destas fontes fornecerem suporte de potência reativa é uma das áreas chave de discussão [50]. Contudo, algumas normas de interconexão aos sistemas de transmissão descrevem os requisitos de capacidade de potência reativa como “triangular”, “retangular” ou semelhante, conforme ilustra a **Figura 32**, modificada de [50].

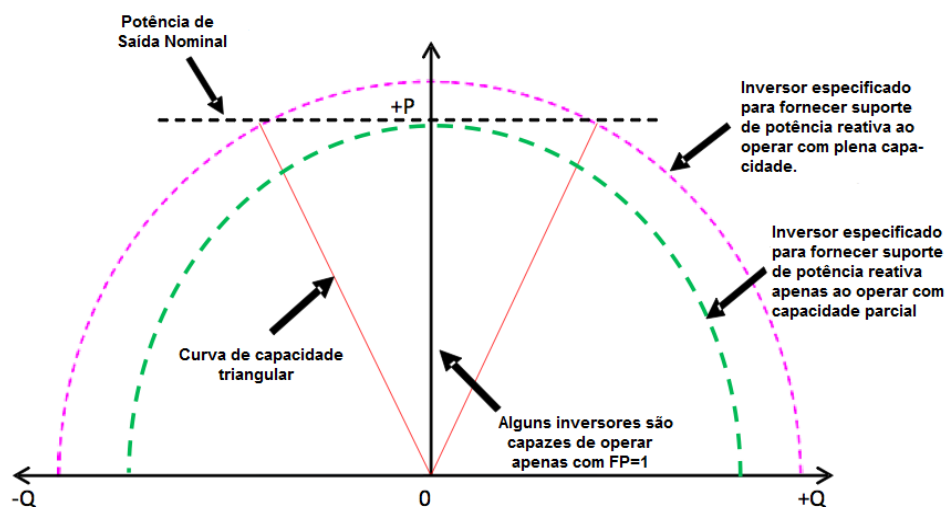


Figura 32 Curvas de capacidade de inversores [50].

As curvas de capacidade são geralmente válidas apenas para a tensão nominal considerando os limites de tensão. Segundo [50], é tecnicamente possível projetar inversores para sistemas fotovoltaicos para fornecer potência reativa, mesmo quando a potência ativa de saída for nula, semelhante a um STATCOM, entretanto, esta funcionalidade não é padrão na indústria [28].

O modelo dinâmico do gerador fotovoltaico utilizado nesta dissertação opera apenas com fator de potência unitário e para os limites de capacidade, foram utilizadas as recomendações gerais da WECC considerando como prioridade a potência ativa, conforme foi mostrado nas equações da **Figura 30**.

Capítulo 5

Resultados

5.1. Introdução

Este capítulo apresenta os resultados de simulações referentes aos estudos e análises do impacto de redes de distribuição com massiva conexão de geradores fotovoltaicos na estabilidade de tensão de longo-prazo em redes de transmissão.

O primeiro estudo refere-se a uma análise comparativa de diferentes modelos de redes de distribuição com presença da geração fotovoltaica e seus efeitos na estabilidade de tensão de longo-prazo. Nesse estudo as redes de distribuição com geração distribuída fotovoltaica são representadas por três modelos:

- ✓ Modelo 1: Equivalentes de carga e geração fotovoltaica ambos concentrados na subestação de AT/MT, e representados pelos modelo ZIP e como cargas com potência ativa negativa do tipo corrente constante, respectivamente.
- ✓ Modelo 2: Equivalentes de carga e de geração fotovoltaica ambos concentrados na subestação de AT/MT, e representados pelos modelo ZIP e modelo dinâmico, respectivamente.
- ✓ Modelo 3: Equivalente da parcela majoritária de carga concentrado na subestação de AT/MT, e representado pelo modelo ZIP; e parcela minoritária de carga e geração fotovoltaica ambas distribuídas ao longo de uma rede de distribuição de MT, e representadas pelos modelo ZIP e modelo dinâmico, respectivamente.

Neste capítulo também são investigados os impactos na estabilidade de tensão advindos da massiva inserção de sistemas de geração fotovoltaica nas redes de distribuição, considerando diferentes níveis de penetração da geração fotovoltaica e variabilidade da potência injetada por tais fontes intermitentes.

Considera-se em todos os estudos citados a análise e comparação da margem de estabilidade de tensão (MET) por meio da curva PV. Dois índices são levados em conta

na análise da curva PV: a potência ativa total transferida da rede de transmissão para a rede de distribuição e o somatório total das cargas do sistema (carregamento). Além disso, todas as curvas PV geradas nas análises dos estudos consideraram a dinâmica de equipamentos como OEL, OLTC e atuação da proteção de sistemas fotovoltaicos.

As simulações com geradores distribuídos fotovoltaicos são realizadas considerando o aumento progressivo de carga a partir de um ponto de operação. Também são considerados diferentes níveis de penetração e de injeção de potência ativa da geração solar. Além disso, a proteção dos sistemas fotovoltaicos, os modelos dinâmicos do OEL e OLTC, combinados com modelos estáticos de cargas e autotransformadores reguladores de tensão também são considerados nos estudos da presente dissertação.

Destaca-se, também, que em todos os estudos o gerador fotovoltaico opera no modo de controle de fator de potência, com o inversor operando com fator de potência unitário, ou seja, sem fornecer potência reativa.

Todos os resultados foram obtidos a partir de estudos de fluxo de carga e simulações completas no domínio do tempo realizadas nos softwares ANAREDE e ANATEM, respectivamente [51,52]. Tais ferramentas são amplamente utilizadas para a realização de estudos de expansão e operação do sistema elétrico brasileiro.

5.2. Sistema Teste

O sistema de potência teste utilizado nas simulações deste trabalho é uma combinação de um sistema de transmissão com múltiplos sistemas de distribuição. O diagrama unifilar do sistema pode ser observado na **Figura 33**, enquanto que, na **Figura 34**, mostra-se o diagrama unifilar do sistema de distribuição. Para fins de estudo foram realizadas modificações nos sistemas originais apresentados nas referências [38] e [53].

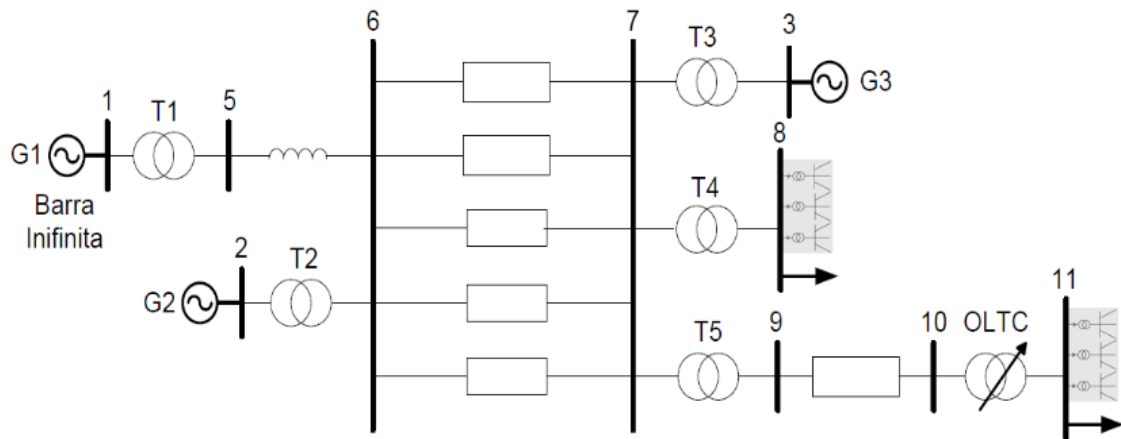


Figura 33 Diagrama unifilar do sistema teste [38].

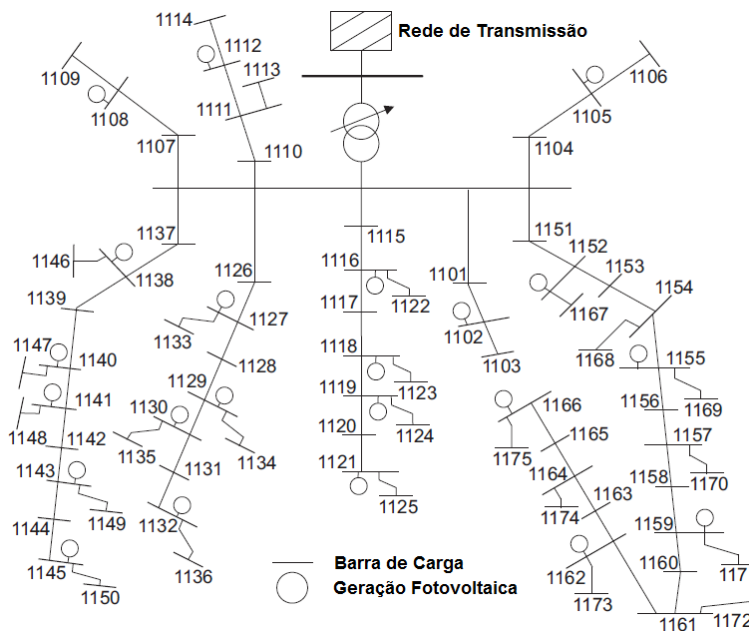


Figura 34 Diagrama unifilar do sistema de distribuição [53].

O sistema de transmissão é composto por 11 barras, sendo três barras de geração e duas de carga. Duas gerações síncronas convencionais são modeladas (G2 e G3). G1 é a barra de referência do sistema de potência, considerado um barramento infinito (sistema de grande porte). O sistema original, apresenta OEL apenas no gerador G3, entretanto, neste trabalho foi acrescentado OEL no gerador G2, com isso ambas as unidades geradoras possuem OEL. O OLTC está conectado no trecho entre as barras 10 e 11. Os dados do sistema e os modelos de dados do OEL [38] e OLTC [38] adotados nas simulações encontram-se no Anexo A.

O sistema de transmissão adotado nesse trabalho contém os principais elementos que influenciam na estabilidade de tensão de longo-prazo, tais como OLTC e OEL. Esse sistema é originalmente descrito na referência Kundur [38] e também consta nas referências Morison et al. (1992), CIGRE (1993) e Taylor [13] para análise dos vários aspectos da estabilidade de tensão.

O sistema de distribuição possui 22 geradores fotovoltaicos distribuídos, 75 barras de carga dispersas ao longo de oito alimentadores e um autotransformador regulador de tensão. Neste trabalho não foi considerado a dinâmica do autotransformador, logo ele foi considerado como um transformador de tape fixo. Na modelagem do gerador fotovoltaico, foram considerados casos em que a capacidade máxima do inversor é de 3MW e em outros, 6MW. Os dados do sistema [53] adotados nas simulações encontram-se no Anexo B.

Assim, no total, o sistema teste conta com 461 barras, 2 geradores síncronos, um barramento infinito e 132 geradores fotovoltaicos distribuídos.

O cenário inicial de geração e carregamento do sistema de transmissão considerado está quantificado na **Tabela 5** e **Tabela 6**, respectivamente. O cenário é semelhante ao *Load Level 1* encontrado na referência [38].

Tabela 5 Cenário de geração [38].

Barra	P (MW)	V (p.u.)
G1	3981	0.9800
G2	1736	0.9646
G3	1154	1.0400

Tabela 6 Cenário de carga [38].

Barra	P (MW)	Q(MVAr)
8	3271	1015
11	3384	971

As cargas das barras 8 e 11 foram representadas 100% como corrente constante para a potência ativa, ou seja, a carga ativa varia linearmente com a magnitude da tensão, enquanto que, para a potência reativa, a carga foi representada 100% como impedância constante, onde, a carga reativa varia com o quadrado da magnitude da tensão.

5.3. Análise Comparativa de Diferentes Modelagens da Rede de Distribuição com Presença dos Geradores Fotovoltaicos

Este estudo investiga a importância do modelo detalhado de redes de distribuição com massiva conexão de geradores fotovoltaicos na estabilidade de tensão de redes de transmissão, em relação a modelos mais simples. Três diferentes modelos da rede de distribuição foram considerados. Dois diferentes níveis de penetração, 5,95% e 11,9%, foram utilizados. Define-se o nível de penetração (NP) como a relação entre a soma das capacidades (em MW) dos geradores fotovoltaicos e a carga total do sistema.

$$NP = \frac{\sum \text{Capacidade Fotovoltaica Instalada (MW)}}{\text{Carga Total (MW)}} \cdot 100\% \quad (5.1)$$

Para tais análises, foram feitas as seguintes considerações:

1. Nível de penetração da geração fotovoltaica igual a 5,95%:
 - a. Gerador fotovoltaico operando com controle de fator de potência unitário;
 - b. As potências ativas e reativas das cargas da barra 8 e 11 são de 3271 MW e 1015 MVar e, 3384 MW e 971 MVar, respectivamente. As potências totais ativa e reativa da carga do sistema é de 6655 MW e 1986 MVar. No modelo, utilizou-se o equivalente a 5% da carga total do sistema, aproximadamente 332,75 MW e 99,3 MVar;
 - c. Considera-se a utilização de 6 sistemas de distribuição, iguais ao ilustrado na **Figura 34**, 3 sistemas conectados a barra 8 e outros 3 na barra 11. Cada sistema de distribuição possui 75 barras de carga, logo, ao todo são 450 barras de carga distribuída;
 - d. As potências ativas e reativas das cargas de cada barra no sistema de distribuição são de:

$$P_{l(dist)} = \frac{332,75}{450} = 0,74 \text{ MW} \quad (5.2)$$

$$Q_{l(dist)} = \frac{99,3}{450} = 0,22 \text{ MVar} \quad (5.3)$$

- e. As potências ativa e reativa da carga total para um sistema de distribuição são de:

$$P_{ltot(1)} = 0,74 \times 75 = 55,5 \text{ MW} \quad (5.4)$$

$$Q_{ltot(1)} = 0,22 \times 75 = 16,5 \text{ MVar} \quad (5.5)$$

- f. Um sistema de distribuição apresenta 22 geradores distribuídos. Considerando 6 sistemas de distribuição, tem-se 132 geradores fotovoltaicos e, para atender a carga, cada gerador distribuído apresenta a seguinte potência:

$$P_{gFV} = \frac{332,75}{132} = 2,521 \text{ MW} \quad (5.6)$$

- g. Então, a geração total de potência ativa para um sistema de distribuição é:

$$P_{g(dist)} = 2,521 \times 22 = 55,462 \text{ MW} \quad (5.7)$$

- h. A potência ativa injetada pelos geradores fotovoltaicos é considerada aproximadamente constante e próximo ao valor especificado no item f.

2. Nível de penetração de geração fotovoltaica igual a 11,9%:

- a. Gerador fotovoltaico operando com controle de fator de potência unitário;
- b. As potências ativas e reativas das cargas da barra 8 e 11 são de 3271 MW e 1015 MVar e, 3384 MW e 971 MVar, respectivamente. As potências totais ativa e reativa da carga do sistema é de 6655 MW e 1986 MVar. No modelo, utilizou-se o equivalente a 10% da carga total do sistema, aproximadamente 665,5 MW e 198,6 MVar;
- c. Considera-se a utilização de 6 sistemas de distribuição, iguais ao ilustrado na **Figura 34**, 3 sistemas conectados a barra 8 e outros 3 na barra 11. Cada sistema de distribuição possui 75 barras de carga, logo, ao todo são 450 barras de carga distribuída;

- d. As potências ativas e reativas das cargas de cada barra no sistema de distribuição são de:

$$P_{l(dist)} = \frac{665,5}{450} = 1,479 \text{ MW} \quad (5.8)$$

$$Q_{l(dist)} = \frac{198,6}{450} = 0,441 \text{ MVar} \quad (5.9)$$

- e. As potências ativa e reativa da carga total para um sistema de distribuição são de:

$$P_{ltot(1)} = 1,479 \times 75 = 110,925 \text{ MW} \quad (5.10)$$

$$Q_{ltot(1)} = 0,441 \times 75 = 33,075 \text{ MVar} \quad (5.11)$$

- f. Um sistema de distribuição apresenta 22 geradores distribuídos. Considerando 6 sistemas de distribuição, tem-se 132 geradores fotovoltaicos e, para atender a carga, cada gerador distribuído apresenta a seguinte potência:

$$P_{gFV} = \frac{665,5}{132} = 5,041 \text{ MW} \quad (5.12)$$

- g. Então, a geração total de potência ativa para um sistema de distribuição é:

$$P_{l(dist)} = 5,041 \times 22 = 110,902 \text{ MW} \quad (5.13)$$

- h. A potência ativa injetada pelos geradores fotovoltaicos é considerada aproximadamente constante e próximo ao valor especificado no item f.

Para o caso em que o nível de penetração é de 5,95%, os resultados foram obtidos considerando um aumento de carga de 50% em relação ao ponto de operação inicial até 150 segundos. Para o caso de 11,9%, foi considerado um aumento de 60% de carga para o mesmo intervalo de tempo. Tal alteração deve-se a limitações do software ANATEM.

5.3.1. Modelo 1

Nesta representação considera-se que a quantidade de potência injetada pela geração distribuída é descontada do valor de potência da carga conectada na barra. Então o novo valor de potência da carga da barra de transmissão é o valor inicial descontado do valor da potência total de geração fotovoltaica. As potências ativa e reativa da carga são representadas por P_L e Q_L , respectivamente, enquanto que, a potência ativa da geração fotovoltaica é representada por P_{GFV} .

5.3.2. Modelo 2

Neste modelo, os geradores distribuídos são representados por um equivalente dinâmico, cuja sua capacidade é igual ao somatório de todas as gerações distribuídas. A carga é representada pelo modelo ZIP. P_L e Q_L são as potências ativa e reativa da carga. P_{GFV} é a potência ativa total da geração fotovoltaica.

Para a adequação do valor de entrada de potência ativa no modelo dinâmico do gerador fotovoltaico, foram considerados, no software ANATEM, 66 geradores fotovoltaicos agregados que juntos equivalem a P_{GFV} .

5.3.3. Modelo 3

No modelo 3, parte da carga total do sistema de transmissão é distribuída em 6 sistemas de distribuição com massiva conexão de geradores fotovoltaicos distribuídos. Em cada barra de carga (8 e 11), há 3 sistemas de distribuição. O valor da potência da carga do sistema de transmissão é o valor original descontado da potência total da geração distribuída nos alimentadores dos sistemas de distribuição multiplicado pelo número de sistemas de distribuição conectados na barra de transmissão. A carga é representada pelo modelo ZIP. P_L e Q_L são as potências ativa e reativa da carga. P_{GFV} é o somatório das potências ativas dos geradores fotovoltaicos distribuídos em um alimentador. “n” é o número de sistemas de distribuição conectados a barra da transmissão.

As **Figuras 35** e **36** ilustram os três tipos de modelos utilizados neste estudo para os níveis de penetração de 5,95% e 11,9%, respectivamente.

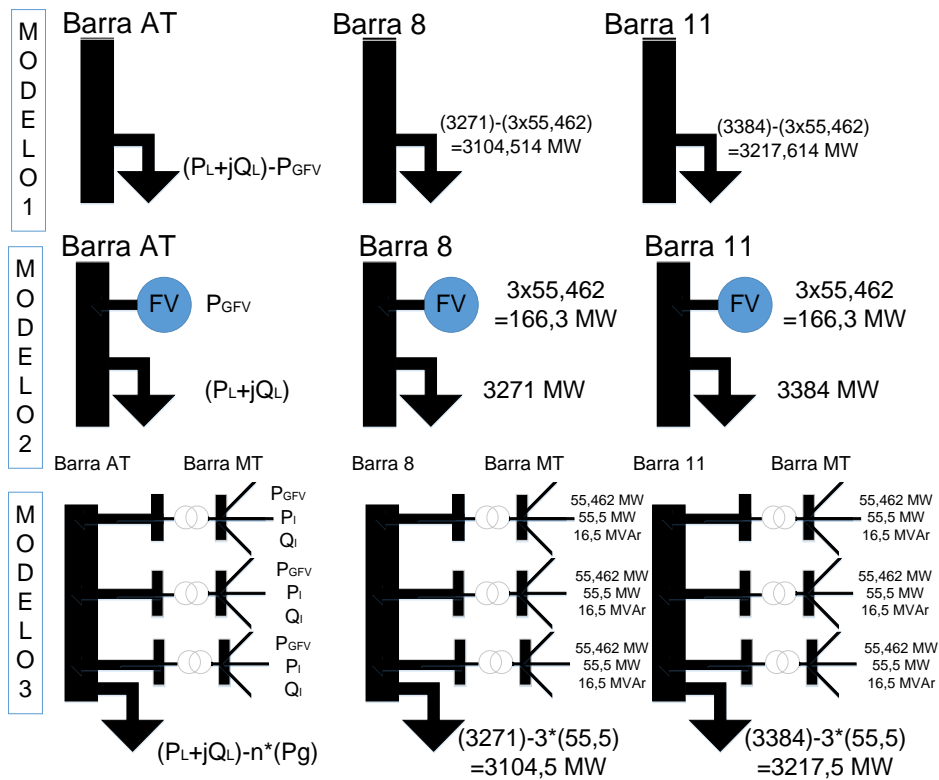


Figura 35 Modelos de carga e geração distribuída para NP=5,95%.

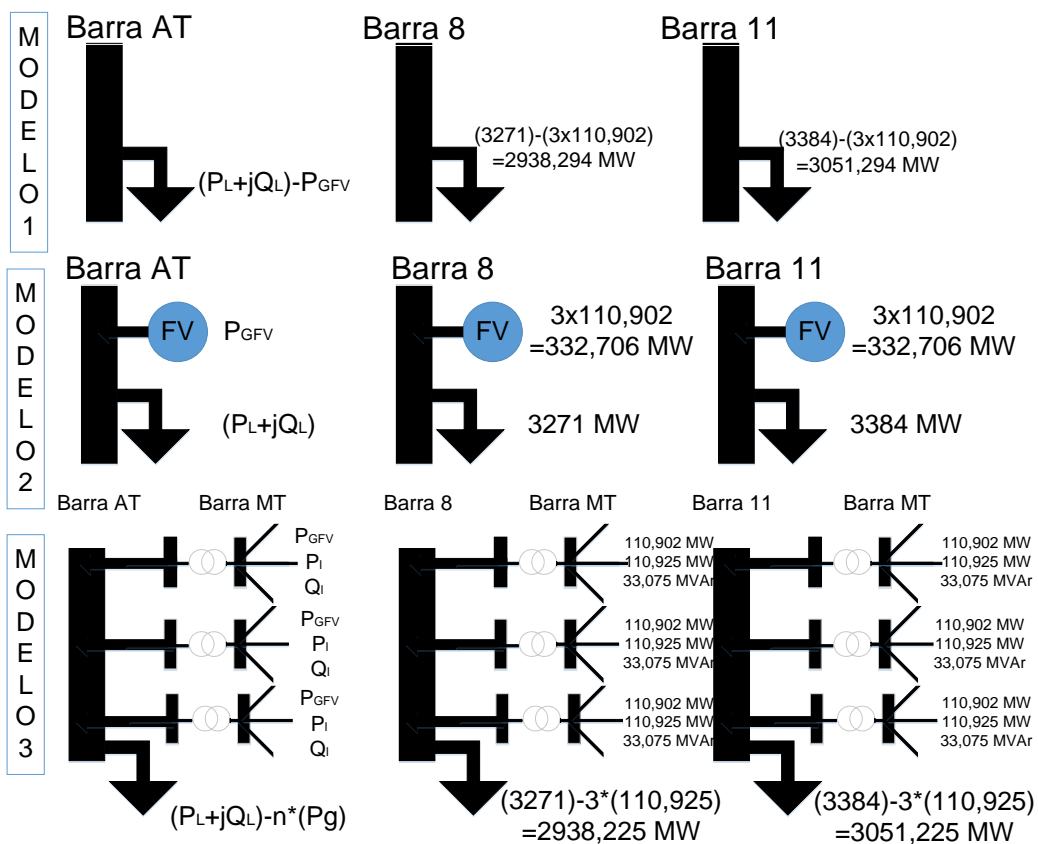


Figura 36 Modelos de carga e geração distribuída para NP=11,9%.

5.4. Diferenças dos Modelos Considerado Nível de Penetração de 5,95%

A **Figura 37** mostra as curvas PV das barras 8 e 11. Esta análise considerou como índice, na abscissa da curva PV, a potência transmitida do sistema de transmissão para o sistema de distribuição.

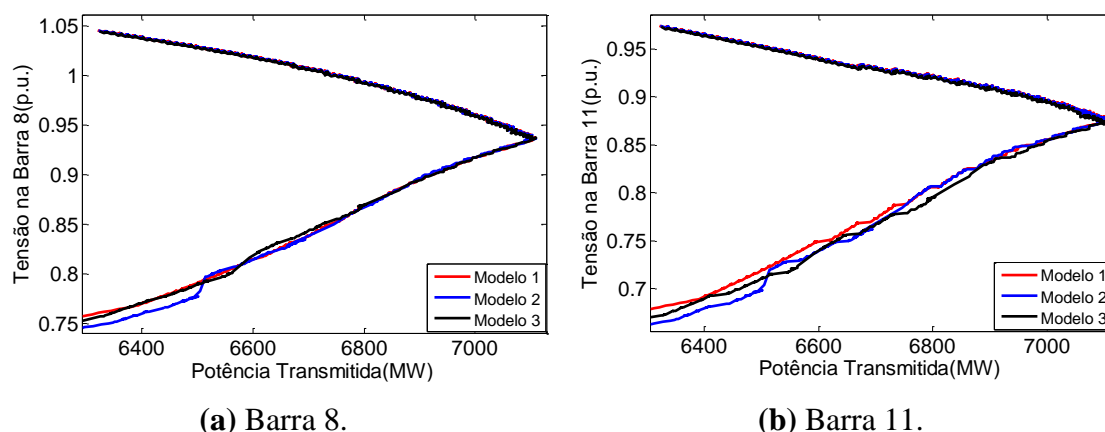


Figura 37 Curva PV considerando a potência transmitida como índice e NP=5,95%.

Do ponto de vista do balanço energético, a potência inicial transferida da transmissão para a distribuição é aproximadamente a mesma, independente do modelo utilizado. Em virtude disto, as curvas referentes aos três modelos iniciam no mesmo ponto de operação. Nota-se, para este nível de penetração de geração solar, pouca diferença quanto ao nariz da curva PV, apenas uma ligeira redução do nariz é obtida quando o modelo 3 é usado. Tal redução pode ser evidenciada no cálculo da margem de estabilidade de tensão (MET) a partir do ponto de carregamento inicial (P_0) e o ponto de máxima transferência de potência ($P_{tm\acute{a}x}$). Segue abaixo os cálculos das margens para cada um dos modelos.

i. Modelo 1:

$$\begin{aligned}
 P_0 &= 6321 \text{ MW} \\
 P_{tm\acute{a}x} &= 7103,5 \text{ MW} \\
 MET_1(\%) &= \frac{7103,5 \text{ MW} - 6321 \text{ MW}}{6321 \text{ MW}} \times 100\% = 12,38\% \quad (5.14)
 \end{aligned}$$

ii. Modelo 2:

$$P_0 = 6322,4 \text{ MW}$$

$$P_{tm\acute{a}x} = 7100,07 \text{ MW}$$

$$MET_2(\%) = \frac{7100,07\text{MW} - 6322,4\text{MW}}{6322,4\text{MW}} \times 100\% = 12,30\% \quad (5.15)$$

iii. Modelo 3:

$$P_0 = 6323,49 \text{ MW}$$

$$P_{tm\acute{a}x} = 7099,86 \text{ MW}$$

$$MET_3(\%) = \frac{7099,86\text{MW} - 6323,49\text{MW}}{6323,49\text{MW}} \times 100 = 12,27\% \quad (5.16)$$

A **Figuras 38** mostra a curva PV para as barras 8 e 11, considerando a tensão em função do carregamento (somatório total da potência das cargas).

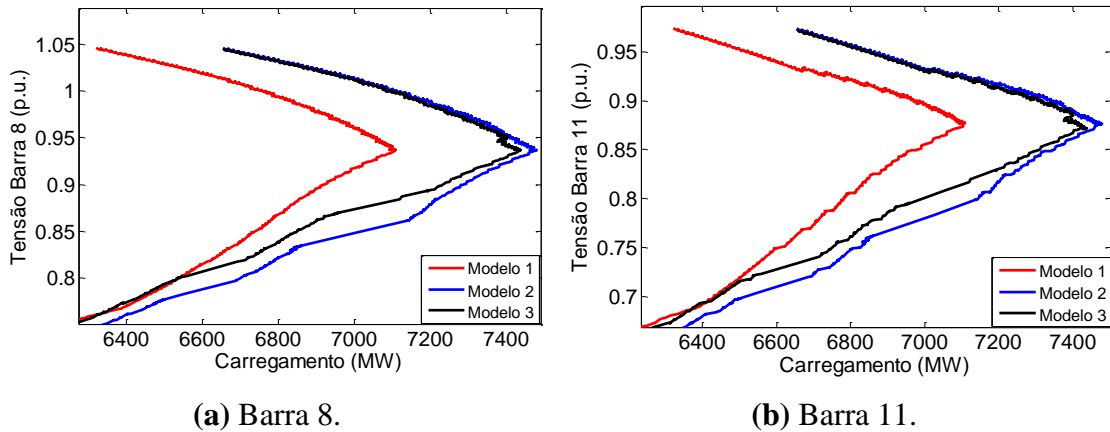


Figura 38 Curva PV considerando o carregamento como índice e NP=5,95%.

As curvas referentes ao modelo 1 não iniciam no mesmo ponto de operação (carregamento) que iniciam as curvas para os modelos 2 e 3. Isto ocorre em virtude do modelo 1 descontar o valor da injeção de potência da geração distribuída do valor da potência da carga, logo, este modelo apresentará um carregamento inicial menor quando comparado aos outros dois modelos, então o carregamento mostrado para o modelo 1 é o carregamento original descontado do total de geração fotovoltaica. Devido a essa diferença de ponto de operação inicial, a comparação visual dos resultados das curvas PVs utilizando o modelo 1 comparado com os modelos 2 e 3 é prejudicada. Assim, a partir do ponto de carregamento inicial (P_0) e do ponto de máximo carregamento ($P_{m\acute{a}x}$), calcula-se a margem de estabilidade de tensão (MET) para cada um dos modelos no

estudo considerado as curvas PV para as barras 8 e 11. Segue abaixo os cálculos de margem:

i. Modelo 1:

$$\begin{aligned}
 P_0 &= 6321 \text{ MW} \\
 P_{m\acute{a}x} &= 7109 \text{ MW} \\
 MET_1(\%) &= \frac{7109\text{MW} - 6321\text{MW}}{6321\text{MW}} \times 100\% = 12,46\% \quad (5.17)
 \end{aligned}$$

ii. Modelo 2:

$$\begin{aligned}
 P_0 &= 6655 \text{ MW} \\
 P_{m\acute{a}x} &= 7479 \text{ MW} \\
 MET_2(\%) &= \frac{7479\text{MW} - 6655\text{MW}}{6655\text{MW}} \times 100\% = 12,38\% \quad (5.18)
 \end{aligned}$$

iii. Modelo 3:

$$\begin{aligned}
 P_0 &= 6655 \text{ MW} \\
 P_{m\acute{a}x} &= 7438 \text{ MW} \\
 MET_3(\%) &= \frac{7438\text{MW} - 6655\text{MW}}{6655\text{MW}} \times 100\% = 11,76\% \quad (5.19)
 \end{aligned}$$

Observa-se que, os resultados e as margens de estabilidade de tensão apresentaram resultados semelhantes, tanto para curva PV considerando o índice da potência transmitida, quanto para o caso em que se considera como índice o carregamento. De maneira que, para este nível de penetração fotovoltaica, as diferenças nos resultados não foram significativas. A **Tabela 7** resume as margens calculadas para cada um dos modelos e índice de plotagem da curva PV.

Tabela 7 MET considerando diferentes índices para a curva PV e NP=5,95%.

Índice	Potência Transmitida			Carregamento		
	1	2	3	1	2	3
Modelo	1	2	3	1	2	3
P_0(MW)	6321	6322,4	6323,49	6321	6655	6655
$P_{m\acute{a}x}$(MW)	7103,5	7100,7	7099,86	7109	7479	7438
MET (%)	12,38	12,30	12,27	12,46	12,38	11,76

Nota-se, então, que a margem de estabilidade de tensão é ligeiramente maior nos casos em que se utiliza o modelo 1 (mais simples, menor custo computacional). A MET encontrada com a utilização do modelo 2, é reduzida quando comparada ao modelo 1, entretanto, ainda é maior que no caso do modelo 3. Então, a utilização do modelo 3 mostrou-se mais crítica para a análise da estabilidade de tensão, apresentando menor ponto de máximo carregamento e transferência de potência, além de uma menor margem de estabilidade de tensão, comparado aos outros dois modelos.

Do ponto de vista computacional, a diferença no tempo de simulação dos três modelos é apresentada na **Tabela 8**. O computador utilizado para a realização das simulações tem como características processador (Intel® Core™ i7-3632QM CPU @ 2.20 GHz) e memória RAM (8 GB). O modelo 1 apresenta menor tempo de simulação pois não envolve a dinâmica da geração distribuída. O modelo 2 considera a dinâmica de apenas duas gerações fotovoltaicas equivalentes, enquanto que, o modelo 3 considera a dinâmica de 132 geradores fotovoltaicos distribuídos, aumentando o tempo da simulação.

Tabela 8 Tempo de simulação dos diferentes modelos.

Modelo	Tempo
1	31 segundos
2	49 segundos
3	34 minutos

Apesar do tempo maior exigido para a realização da simulação, a utilização do modelo 3 mostrou-se mais conservadora ou pessimista para a análise da estabilidade de tensão do sistema estudado, uma vez que, apresenta menor margem de estabilidade de tensão.

As diferenças entre os modelos podem ser evidenciadas, também, analisando o perfil de tensão das barras 8 e 11, conforme ilustra a **Figura 39**. Inicialmente, o comportamento da tensão para todos os modelos é muito semelhante. No modelo 1, o aumento progressivo da carga contribui para a diminuição das tensões nas barras, o OLTC atua na tentativa de restaurar a carga e nível de tensão, no entanto, cada mudança de tape produz um incremento no carregamento das linhas de transmissão, aumentando as perdas, causando uma grande queda de tensão no sistema. Então o regulador de tensão atua, aumentando a excitação na tentativa de restaurar a tensão terminal dos geradores síncronos. Com o progressivo aumento das correntes de campo das unidades geradoras síncronas, o OEL atua. O OEL da máquina síncrona G3 atua em aproximadamente 76

segundos, enquanto que, da máquina G2, de maior capacidade, atua em aproximadamente 120 segundos. O gerador perde o controle de tensão, reduzindo a injeção de potência reativa. Assim, com a atuação do OLTC, que comuta tape e drena potência reativa do sistema, com a atuação dos OELs que limitam a potência reativa injetada pelos geradores síncronos, a tensão do sistema vai sendo reduzida até chegar um ponto de colapso de tensão, em que ocorre uma queda brusca e progressiva do nível de tensão.

Em todos os modelos estes fatos ocorrem e levam o sistema a uma instabilidade de tensão e um posterior colapso de tensão, entretanto, nos modelos 2 e 3 em que a geração fotovoltaica é representada, a queda sistêmica de tensão também provoca a atuação da proteção de subtensão dos geradores fotovoltaicos distribuídos. No modelo 2, quando as tensões nas barras 8 e 11 atingem o valor de 0,9 p.u., a proteção atua e inicia-se o corte parcial dos geradores fotovoltaicos conectados nestas barras, diminuindo a potência ativa injetada pelos geradores fotovoltaicos, aumentando a demanda por potência, contribuindo para a queda de tensão. Quando o nível de tensão nestas barras torna-se inferior a 0,8 p.u., há o corte total da geração fotovoltaica. No modelo 2, o corte total dos equivalentes fotovoltaicos ocorre em aproximadamente em 92 segundos (no equivalente conectado na barra 11) e em 101 segundos (no equivalente conectado a barra 8). No modelo 3, por ser um modelo em que a geração fotovoltaica está distribuída entre os alimentadores, a proteção atua em diversos instantes, desconectando individualmente cada gerador dependendo do nível de tensão da barra a qual ele está conectado. Nota-se desconexão integral de muitos geradores fotovoltaicos aproximadamente nos instantes 81 segundos e 93 segundos, onde há quedas mais bruscas de tensão.

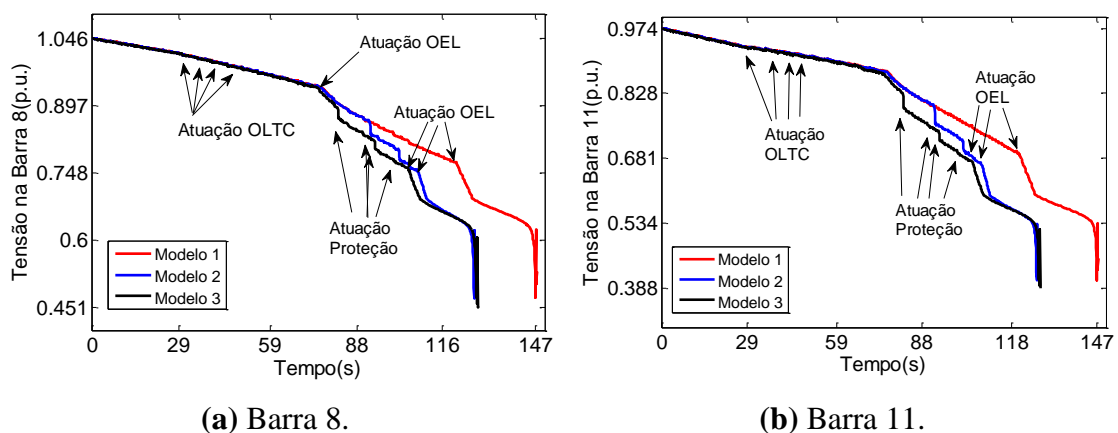


Figura 39 Perfil de tensão considerando os três modelos e NP=5,95%.

Nota-se também, que o colapso de tensão, ocorre praticamente no mesmo instante quando são utilizados os modelos 2 e 3. Há um ligeiro atraso no colapso de tensão para o caso em que o modelo 3 é utilizado. Contudo, a utilização do modelo distribuído em redes de distribuição em relação ao modelo equivalente provoca níveis de tensão menores, em virtude da atuação da proteção dos geradores fotovoltaicos, distribuição das cargas ao longo de alimentadores e ações do OLTC e do OEL.

A atuação do OLTC para os três casos simulados pode ser observada na **Figura 40**. Com a queda de tensão na barra controlada, o OLTC atua a fim de restaurar o nível de tensão, comutando o tape. Para os três modelos a sensibilização ocorre praticamente no mesmo instante e o OLTC atua em aproximadamente em 30 segundos.

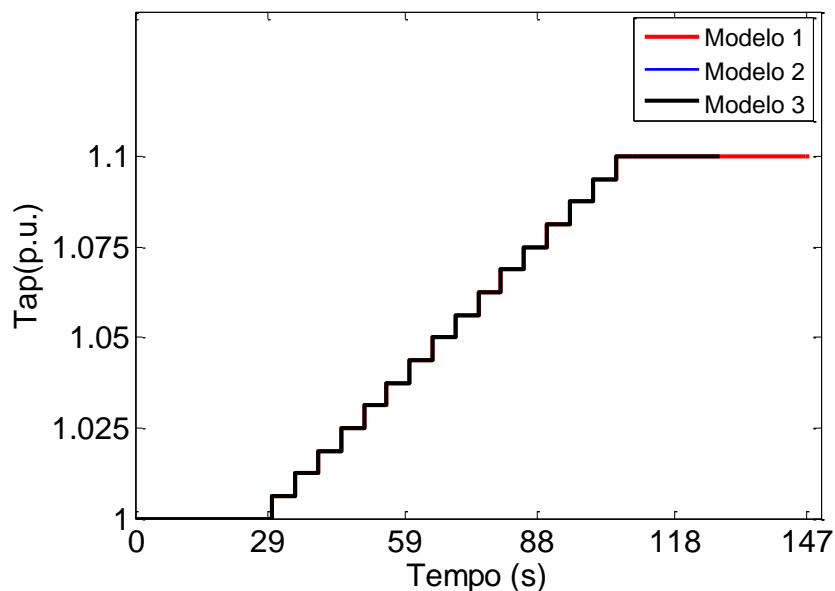


Figura 40 Ação do OLTC considerando os três modelos e NP=5,95%.

A **Figura 41** mostra a corrente de campo dos geradores síncronos G2 e G3, destacando a atuação do OEL. O aumento da corrente de campo aumenta a excitação da máquina síncrona, aumentando a potência reativa fornecida pelas máquinas ao sistema até que a corrente de campo atinge seu limite e atue a proteção, levando a máquina a perder o controle de tensão. Tanto para a máquina G2, quanto para a máquina G3, a atuação do OEL ocorre antes do que para o caso em que se utiliza o modelo 3, seguido do modelo 2 e por fim, o modelo 1. Evidenciando que, a utilização do modelo 3 exige mais das máquinas, apresentando menores níveis de tensão, fazendo com que o OEL atue antes, contribuindo para a instabilidade do sistema de potência.

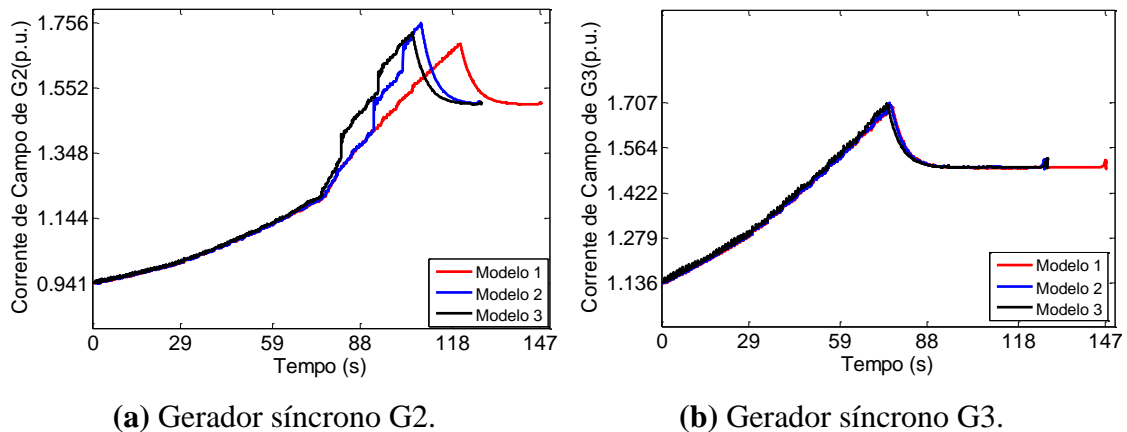


Figura 41 Ação do OEL considerando os três modelos e NP=5,95%.

Apesar das diferenças nos níveis de tensão apresentados, instantes em que ocorre o colapso de tensão e atuação do OEL, para os três diferentes modelos, a margem de estabilidade de tensão, calculada através da curva PV, foram relativamente próximas. Então, investigou-se os efeitos dos três diferentes modelos considerando, também, uma maior percentagem de carga distribuída e geração fotovoltaica.

5.5. Diferenças nos Modelos Considerando Nível de Penetração de 11,9%

A **Figura 42** apresenta as curvas PV, para os três modelos de representação de redes de distribuição com geração distribuída fotovoltaica, que mostram o comportamento da tensão em função da potência transmitida da transmissão para a distribuição nas barras 8 e 11 à medida que a carga aumenta.

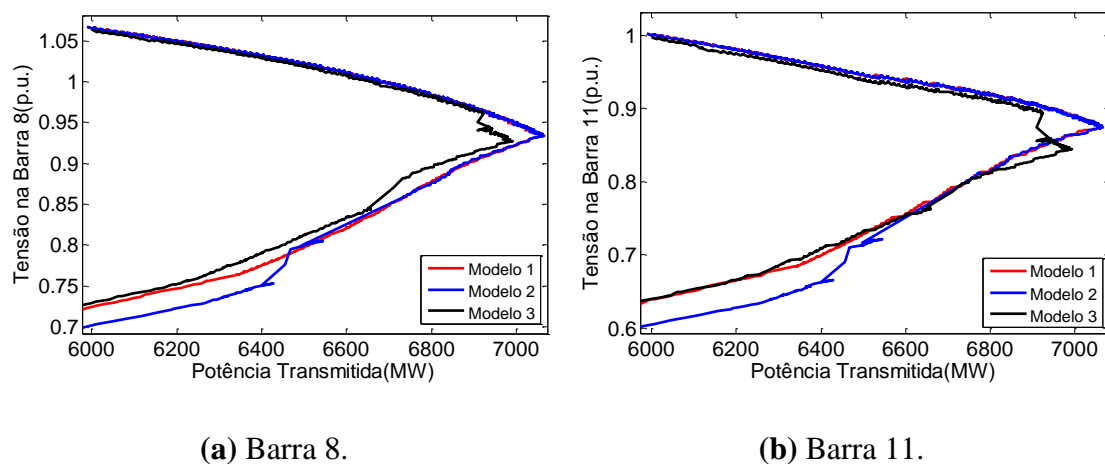


Figura 42 Curva PV considerando a potência transmitida como índice e NP=11,9%.

Considerando um aumento no detalhamento da carga e aumento da contribuição da geração fotovoltaica, percebe-se uma redução do nariz da curva para o modelo 3 em relação aos modelos 1 e 2, indicando uma menor margem de estabilidade de tensão. Assim como no caso anterior, as margens de estabilidade de tensão foram calculadas considerando como índice a potência transmitida.

i. Modelo 1:

$$\begin{aligned}
 P_0 &= 5989 \text{ MW} \\
 P_{m\acute{a}x} &= 7060,46 \text{ MW} \\
 MET_1(\%) &= \frac{7060,46\text{MW} - 5989\text{MW}}{5989\text{MW}} \times 100\% = 17,89\% \quad (5.20)
 \end{aligned}$$

ii. Modelo 2:

$$\begin{aligned}
 P_0 &= 5989,6 \text{ MW} \\
 P_{m\acute{a}x} &= 7060,66 \text{ MW} \\
 MET_2(\%) &= \frac{7060,66\text{MW} - 5989,6\text{MW}}{5989,6\text{MW}} \times 100\% = 17,88\% \quad (5.21)
 \end{aligned}$$

iii. Modelo 3:

$$\begin{aligned}
 P_0 &= 5999,49 \text{ MW} \\
 P_{m\acute{a}x} &= 6982,61 \text{ MW} \\
 MET_3(\%) &= \frac{6982,61\text{MW} - 5999,49\text{MW}}{5999,49\text{MW}} \times 100 = 16,38\% \quad (5.22)
 \end{aligned}$$

Observa-se que a margem de estabilidade considerando o modelo detalhado reduziu mais de 1% em relação aos modelos 1 e 2, uma diminuição maior quando comparado ao caso em que o detalhamento da carga e capacidade da geração fotovoltaica são menores.

O custo computacional foi o mesmo verificado no caso anterior e apresentado na **Tabela 6**.

A **Figura 43** apresenta as curvas PV, para os três modelos de representação de carga e geração distribuída, que mostram o comportamento da tensão nas barras 8 e 11 em função do carregamento conforme a carga aumenta.

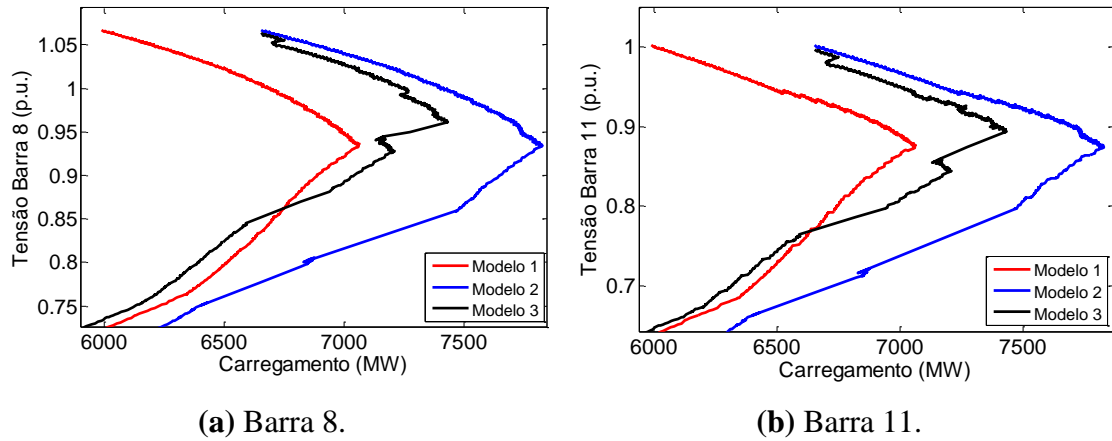


Figura 43 Curva PV considerando o carregamento como índice e NP=11,9%.

Nota-se assim como no caso anterior, um carregamento inicial diferente para o caso em que se utiliza o modelo 1, então, calcula-se a MET para cada um dos modelos afim de compara-los.

i. Modelo 1:

$$\begin{aligned}
 P_0 &= 5986 \text{ MW} \\
 P_{\text{máx}} &= 7062 \text{ MW} \\
 MET_1(\%) &= \frac{7062\text{MW} - 5986\text{MW}}{5986\text{MW}} \times 100\% = 17,97\% \quad (5.23)
 \end{aligned}$$

ii. Modelo 2:

$$\begin{aligned}
 P_0 &= 6655 \text{ MW} \\
 P_{\text{máx}} &= 7827 \text{ MW} \\
 MET_2(\%) &= \frac{7827\text{MW} - 6655\text{MW}}{6655\text{MW}} \times 100\% = 17,61\% \quad (5.24)
 \end{aligned}$$

iii. Modelo 3:

$$\begin{aligned}
 P_0 &= 6655 \text{ MW} \\
 P_{\text{máx}} &= 7432 \text{ MW} \\
 MET_3(\%) &= \frac{7432\text{MW} - 6655\text{MW}}{6655\text{MW}} \times 100\% = 11,67\% \quad (5.25)
 \end{aligned}$$

Verifica-se que a diferença da margem de estabilidade de tensão do modelo 3 para os outros dois modelos aumentou comparado ao caso da seção 6.3. O aumento da

quantidade de carga detalhada e de geração distribuída aumentou a margem de estabilidade de tensão para os modelos 1 e 2, contudo, a margem para o modelo 3 foi semelhante ao nível de penetração menor. Uma redução de aproximadamente 6% na margem. Evidenciando que o modelo 3 apresenta o pior cenário para a margem de estabilidade de tensão.

A **Tabela 9** resume as margens calculadas considerando os índices e modelos.

Tabela 9 MET considerando diferentes índices para a curva PV e NP=11,9%.

Índice	Potência Transmitida			Carregamento		
	1	2	3	1	2	3
P_0 (MW)	5989	5989,6	5999,49	5986	6655	6655
$P_{máx}$ (MW)	7060,46	7060,66	6982,61	7062	7827	7432
MET (%)	17,89	17,88	16,38	17,97	17,61	11,67

Em ambos os casos a margem de estabilidade de tensão é reduzida para o caso em que se utiliza o modelo 3. Os resultados obtidos para os modelos 1 e 2 considerando os dois índices foram semelhantes, uma vez que o não detalhamento da carga e utilização de um equivalente para a geração distribuída não resultou em grandes diferenças na potência injetada pelo sistema de transmissão na distribuição do somatório de carga do sistema. Entretanto, utiliza-los para estudos de planejamento e operação, a partir de determinado nível de penetração de geração fotovoltaica, pode ser temerário e levar a conclusões errôneas, uma vez que, pode-se considerar um ponto de operação, próximo ao ponto de máximo carregamento como estável, quando na verdade este ponto não existe, levando o sistema a uma instabilidade ou até a um colapso de tensão.

Utilizando o modelo 3 e o somatório de carga como índice, o valor calculado para a margem é cerca de 6% menor que o valor encontrado quando se utiliza como índice o fluxo de potência. Tal diferença deve-se a injeção de potência por parte dos geradores distribuídos que acabam por compensar uma parte do fluxo de potência, fazendo com que o valor injetado de potência no sistema de transmissão se afaste do valor do carregamento total do sistema e quanto maior a injeção de potência, maior será a diferença, resultando em margens mais críticas para os casos em que se considera o somatório das cargas. O mesmo se aplica para a diferença vista na **Tabela 7**, entretanto, a diferença é menor pois a potência injetada pela GD é menor.

Além da curva PV, é possível notar a importância da utilização do modelo detalhado analisando os níveis de tensão do sistema de transmissão, o comportamento do OLTC e da proteção dos geradores síncronos. A **Figura 44** ilustra o perfil de tensão das barras 8 e 11. O fenômeno do colapso de tensão ocorre para todos os modelos. A sequência de eventos é a mesma para o caso anterior estudado, com diferença nos instantes de atuação dos equipamentos como OLTC, OEL e proteção dos geradores fotovoltaicos.

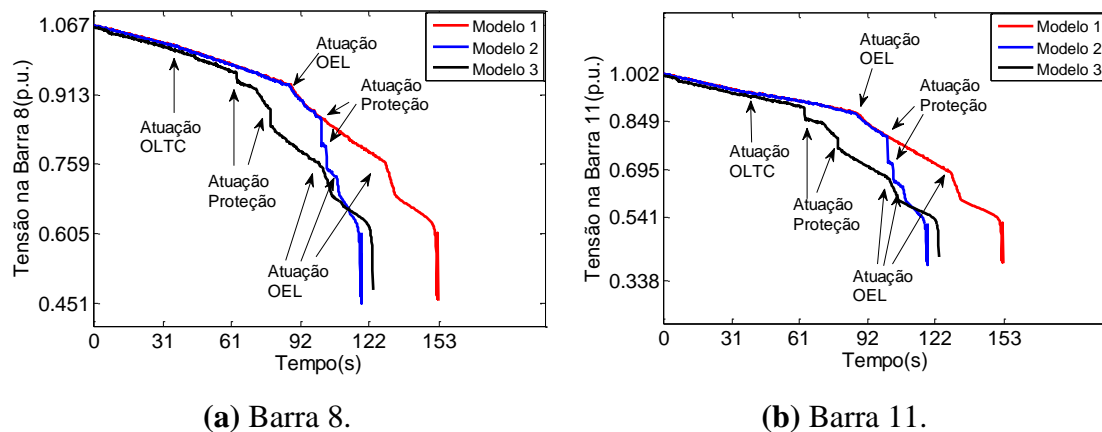


Figura 44 Perfil de tensão considerando os três modelos e NP=11,9%.

A **Figura 45** apresenta o comportamento do OLTC para os três modelos. As diferenças quanto ao ponto de operação inicial em relação a tensão, utilizando o modelo de representação detalhada, fez com que o OLTC fosse sensibilizado alguns segundos antes comparado a ação deste para os modelos 1 e 2. A ação antecipada do OLTC contribui para a degradação do perfil de tensão mais rapidamente das barras não controladas por ele, reduzindo a margem de estabilidade de tensão.

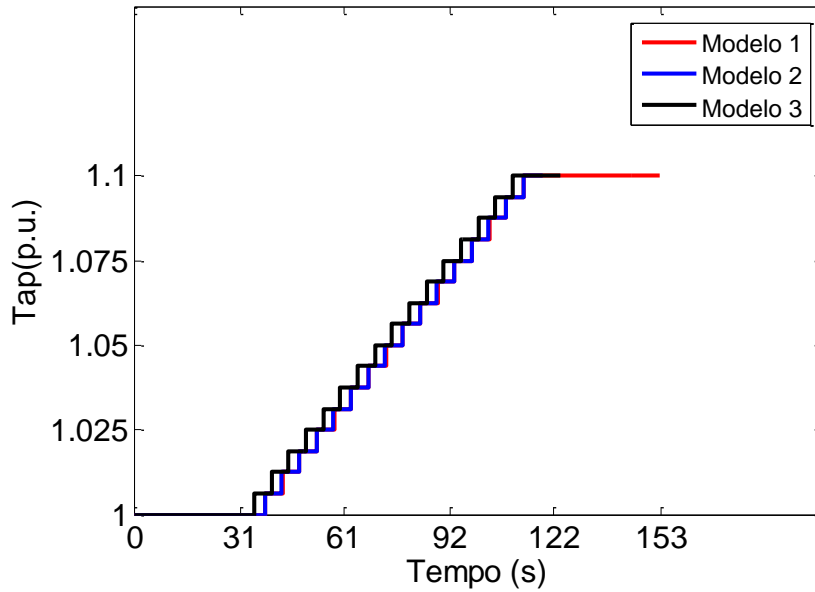
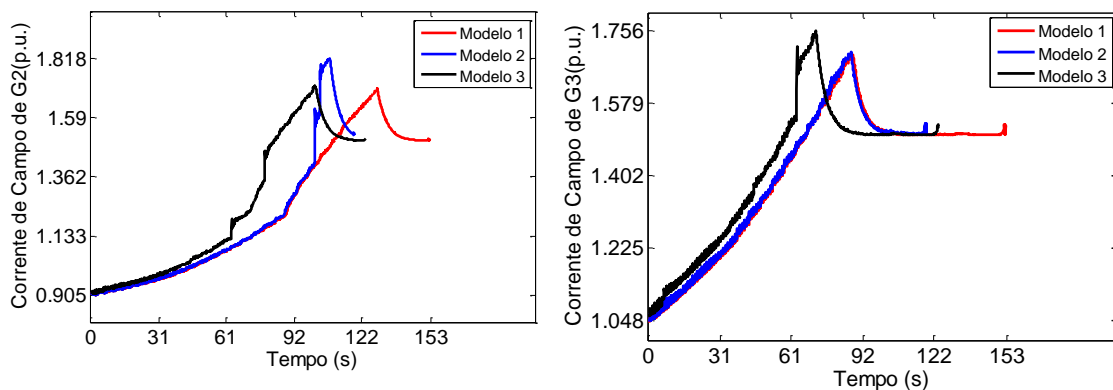


Figura 45 Ação do OLTC considerando os três modelos e NP=11,9%.

As correntes de campo dos geradores síncronos estão ilustradas na **Figura 46**. Percebe-se que o OEL atua antes para o caso em que se utiliza o modelo 3. No modelo detalhado o OEL atua aproximadamente nos instantes de 101 segundos (G2) e 71 segundos (G3), no modelo 2, ocorre em 108 segundos (G2) e 86 segundos (G3), enquanto que, utilizando a representação mais simplificada, o modelo 1, a ação do OEL ocorre em 129 segundos (G2) e 88 segundos (G3). O aumento de carga, queda de tensão e representação detalhada das redes de distribuição e da geração distribuída demandou uma potência reativa maior das unidades síncronas, resultando em maiores correntes de campo e atuação da proteção de sobrecorrente.



(a) Gerador síncrono G2.

(b) Gerador síncrono G3.

Figura 46 Ação do OEL considerando os três modelos e NP=11,9%.

As margens de estabilidade de tensão calculadas, perfis de tensão e atuação do OLTC e OEL dos geradores síncronos destacam a importância da utilização do modelo detalhado de redes de distribuição com geradores fotovoltaicos na estabilidade de tensão. As METs apresentadas pelos modelos 1 e 2 são próximas em ambos os estudos, seja considerando como índice o fluxo de potência da transmissão para a distribuição, seja o somatório das cargas. Contudo eles apresentam diferenças quanto ao nível de tensão apresentados e as ações de equipamentos discretos. A MET do modelo 3 é menor que a margem calculada para os outros dois modelos, tanto considerando um nível de penetração de 5,95% quanto um nível de 11,9%. Além disso, a diferença na margem comparada com os modelos 1 e 2 aumentou quando a quantidade de carga detalhada foi elevada. Assim, a utilização do modelo 3 mostrou-se mais crítica comparado aos outros dois modelos mais simplificados, reduzindo o ponto de máximo carregamento do sistema, como consequência da atuação antecipada de dispositivos de grande influência na estabilidade de tensão. Dessa forma, o modelo 3 mostrou-se mais adequado para a representação de redes de distribuição com massiva conexão de geradores fotovoltaicos para análise da estabilidade de tensão de longo prazo em sistemas de potência.

Pelos motivos expostos da importância da utilização do modelo detalhado, os estudos seguintes fazem avaliação dos impactos da penetração massiva de geradores fotovoltaicos distribuídos em redes de distribuição considerando o aumento do nível de penetração e a variabilidade da geração fotovoltaica.

5.6. Análise dos Impactos

Para avaliar os diferentes impactos causados pela massiva conexão de sistemas fotovoltaicos distribuídos na estabilidade de tensão de longo prazo, duas análises foram feitas utilizando o modelo 3, as quais são apresentadas a seguir:

- ✓ Aumento do nível de penetração da geração fotovoltaica;
- ✓ Variabilidade da geração fotovoltaica.

5.6.1. Aumento do Nível de Penetração da Geração Fotovoltaica

Três diferentes cenários de geração solar são considerados nesta análise. A cada nível de geração solar é associado um nível de penetração.

A **Tabela 10** apresenta os níveis de penetração estudados. Para cada nível de penetração há uma capacidade do gerador, uma potência individual fotovoltaica (Potência Individual FV) que se refere à potência ativa fornecida por cada gerador distribuído ao sistema, e a potência total fotovoltaica (Potência Total FV), que se refere ao somatório da potência ativa injetada no sistema pelos 132 geradores distribuídos. Vale destacar que, para tais análises, a potência injetada pelos geradores distribuídos é considerada aproximadamente constante.

Tabela 10 Níveis de penetração solar.

NP	Capacidade GFV (MVA)	Potência Individual FV (MW)	Potência Total FV (MW)
0%	-	-	-
5,95%	3	2,521	332,772
11,9%	6	5,041	665,412

Nesta análise, considera-se um incremento sucessivo da demanda total do sistema, desde 1 segundo até 150 segundos, com incrementos de aproximadamente 0,33% em relação a carga inicial a cada segundo. Tal aumento foi realizado para forçar o colapso de tensão no sistema. O tempo de simulação programado foi de 300 segundos, entretanto, como ocorre o colapso de tensão este tempo foi abreviado.

A **Figura 47** ilustra as curvas PV das barras 8 e 11, levando em conta o carregamento do sistema. Nota-se que o aumento do nível de penetração causa uma elevação no nível de tensão, uma vez que, as curvas partem do mesmo ponto de carregamento, mas de níveis diferentes de tensão. Quanto maior o nível de penetração, maior o ponto inicial de tensão apresentado na barra de carga. Há também um ganho na margem de estabilidade de tensão, uma vez que o “nariz” da curva se expande a medida que o nível de penetração é aumentado.

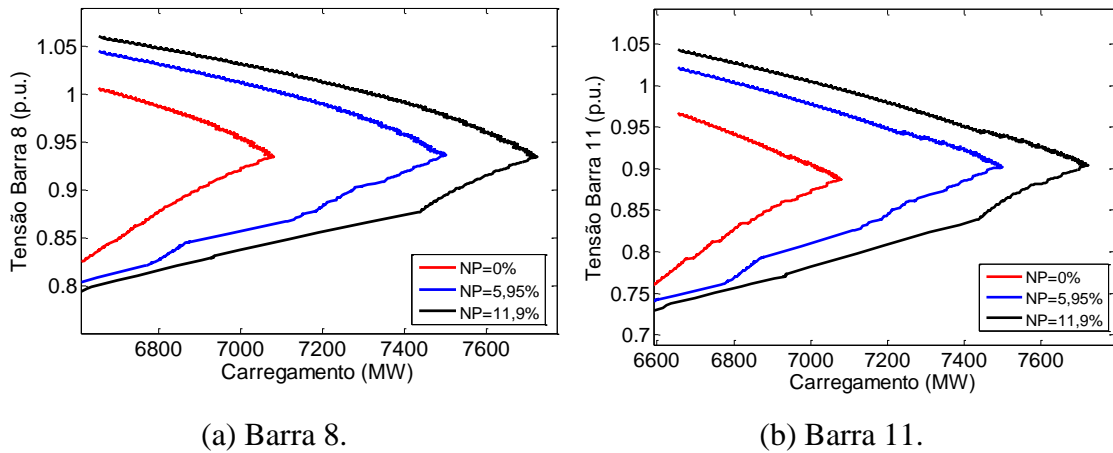


Figura 47 Curva PV considerando o carregamento e o aumento do NP.

Afim de comparar com as curvas da **Figura 47**, foram geradas as curvas PV utilizando como variável o fluxo de potência ativa transferida do sistema de transmissão para os sistemas de distribuição conectados as barras 8 e 11. A **Figura 48** mostra tais gráficos.

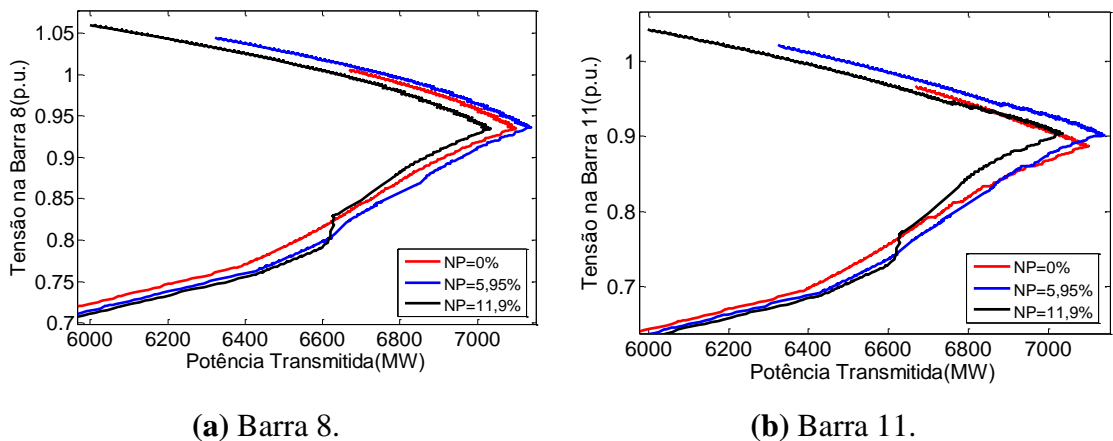


Figura 48 Curva PV considerando o fluxo de potência na linha e o aumento do NP.

As curvas da **Figura 48** iniciam em pontos de operação diferentes, pois, quanto maior o NP da GFV, maior a potência injetada por estes, então menor a potência inicial advinda do sistema de transmissão. Assim, para compará-las foi calculado a MET (%) da mesma forma que foi calculada na seção anterior e comparada com as margens encontradas quando é considerado o somatório de potência das cargas como índice. Os resultados são apresentados na **Tabela 11**.

Tabela 11 MET para o aumento do NP considerando diferentes índices para a curva PV utilizando o modelo 3.

Índice	Potência Transmitida			Carregamento		
	0	5,95	11,9	0	5,95	11,9
NP(%)	0	5,95	11,9	0	5,95	11,9
P_0 (MW)	6668	6323	5999	6654	6654	6654
$P_{máx}$ (MW)	7131	7131	7026	7080	7500	7722
MET(%)	6,94	12,77	17,11	6,40	12,71	16,05

Observa-se, de modo geral, que o aumento do nível de penetração da geração fotovoltaica resultou em um aumento da margem de estabilidade de tensão do sistema, independentemente do índice adotada para a curva PV. As diferenças apresentadas pelas margens considerando os índices diferentes foram insignificantes para os casos sem geração fotovoltaica e para o caso em que o nível de penetração é de 5,95%, apresentando uma diferença de cerca 1% para o nível de penetração mais elevado.

Então, considerando a potência injetada pela GD aproximadamente constante e aumentando seu nível de penetração, há um aumento no ponto de máxima transferência de potência resultando em um ganho na margem de estabilidade que pode ser comprovado pela curva PV, utilizando a tensão em função do somatório das cargas ou em função do somatório do fluxo de potência ativa transferida da transmissão para a distribuição, sem grandes prejuízos no resultado.

A **Figura 49** apresenta o comportamento das tensões nas barras 8 e 11 para o caso estudado. O aumento sucessivo da carga contribui para a diminuição das tensões nas barras, sensibilizando o OLTC. O OLTC atua na tentativa de restaurar o nível de tensão, entretanto, as mudanças de tape não conseguem elevar a tensão na barra controlada, aumentando as perdas. A comutação do tape traz efeitos positivos para barra controlada, entretanto drena corrente e potência reativa da barra não controlada, bem como do resto do sistema, aumentando a demanda de potência reativa, levando o regulador de tensão a atuar, aumentando a corrente de excitação na tentativa de elevar a tensão na barra dos geradores síncronos.

Com o progressivo aumento das correntes de campo das unidades geradoras síncronas, a proteção atua, o OEL atua. O gerador reduz a injeção de potência reativa na rede, perdendo o controle de tensão, causando uma grande queda de tensão no sistema. O OEL atua de acordo com a capacidade de cada gerador síncrono e em função da corrente de plena carga, assim, o OEL do gerador G3 sempre atua antes do gerador G2. Nos casos

em que há geração fotovoltaica, a queda sistêmica de tensão também provoca a atuação da proteção de subtensão dos geradores fotovoltaicos distribuídos.

Assim, com a atuação do OLTC, que comuta tape e drena potência reativa do sistema, com a atuação dos OELs que limitam a corrente de campo e potência reativa injetada pelos geradores síncronos, a tensão do sistema é reduzida até chegar um ponto de colapso de tensão, em que ocorre uma queda brusca e progressiva do nível de tensão. O aumento do nível de penetração resultou em um atraso no momento em que ocorre o colapso de tensão. Para os níveis de penetração 0%, 5,95% e 11,9%, o colapso de tensão aconteceu em aproximadamente 114, 136 e 145 segundos, respectivamente.

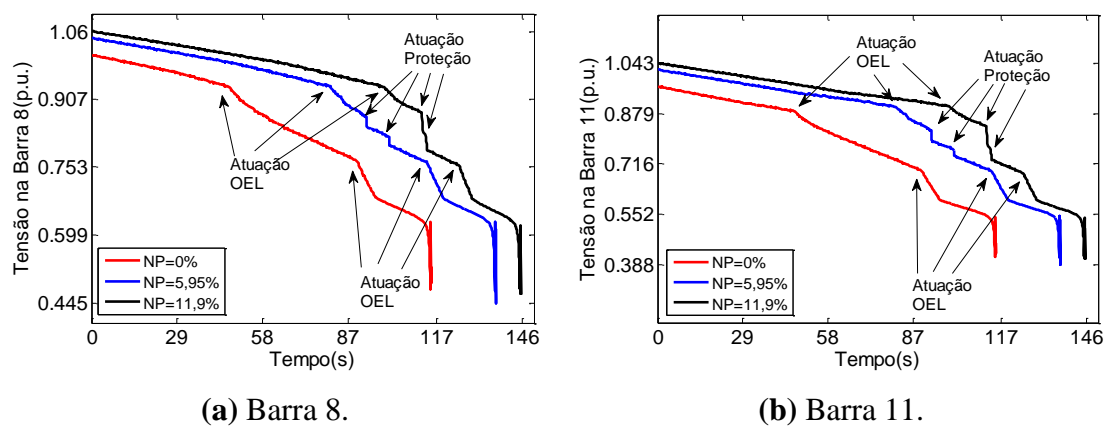


Figura 49 Perfil de tensão para diferentes NP.

O aumento de carga eleva a demanda por potência reativa no sistema de transmissão e os geradores síncronos tendem a fornecer mais potência reativa, aumentando a corrente de campo das máquinas. No entanto, a corrente de campo não pode aumentar indefinidamente de modo a manter a máquina em operação segura e estável. Então, quando a corrente ultrapassa um determinado valor limite, o OEL atua reduzindo a corrente de campo, e conseqüentemente a potência reativa fornecida ao sistema. O aumento do nível de penetração da geração fotovoltaica proporciona o aumento da potência injetada pela GD, considerando obviamente o mesmo nível de irradiação para cada NP. Como consequência, a demanda de carga atendida é reduzida, melhorando os níveis de tensão da transmissão, retardando, assim, a ação do OEL de ambas as unidades geradoras síncronas (**Figura 50**) e do OLTC (**Figura 51**). Observa-se que o aumento do nível de penetração da geração fotovoltaica exige menos do sistema de potência, influenciando na atuação de equipamentos como OEL e OLTC, contribuindo para retardar o colapso de tensão.

Um efeito que pode ser negativo para a estabilidade de tensão é o aumento do nível de tensão das redes de distribuição provocado pelo aumento do NP da GD, que por sua vez causa um aumento das potências ativa e reativa das cargas distribuídas ao longo da rede de distribuição. Porém, esse efeito negativo não é preponderante em relação ao efeito benéfico para estabilidade proporcionado pelo próprio aumento do NP da GD como comentado no parágrafo anterior.

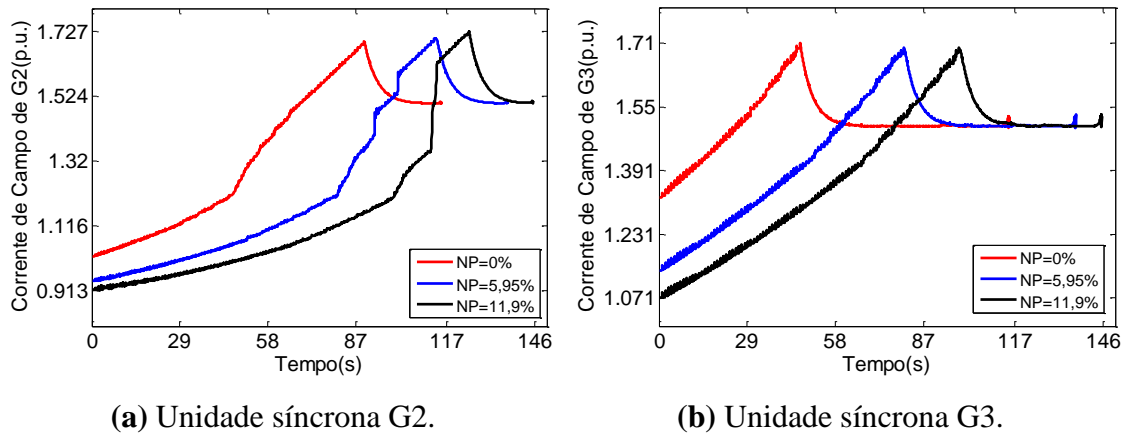


Figura 50 Ação do OEL para diferentes NP.

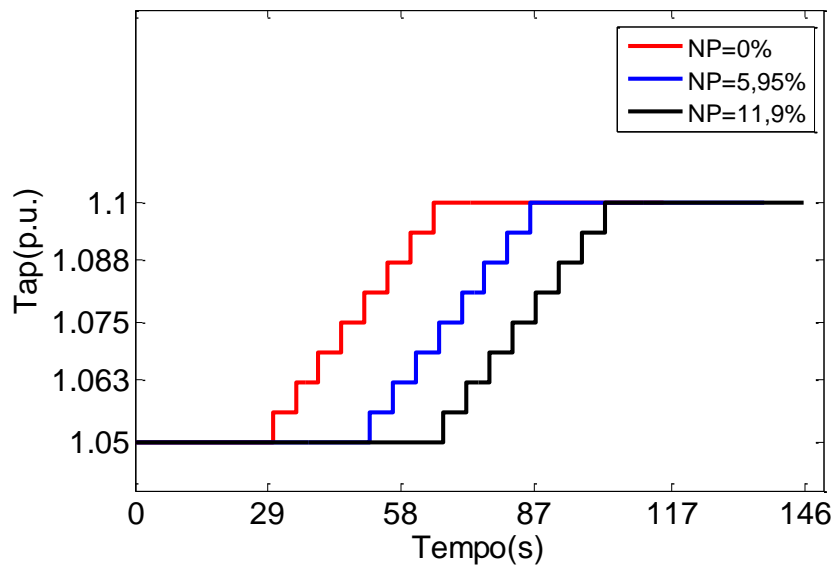


Figura 51 Ação do OLTC para diferentes NP.

A partir da **Figura 51**, nota-se que o OLTC é sensibilizado e consequentemente atua antes para os casos de menor NP. Ressalta-se que o OLTC utilizado é de temporização dupla, então, após a sua sensibilização passam-se 30 segundos para a comutação do tape, caso o nível de tensão ainda esteja fora da região controlada. A

postergação de sua atuação é benéfica para a estabilidade de tensão de longo prazo devido a elevada demanda de reativo para a atuação deste equipamento de regulação.

O efeito sistêmico do colapso de tensão também pode ser observado nos níveis de tensão em cada um dos sistemas de distribuição. A **Figura 52** ilustra o perfil de tensão de todas as barras de um sistema de distribuição conectado a barra 8 para os casos de nível de penetração de geração solar de 0%, 5,95% e 11,9%.

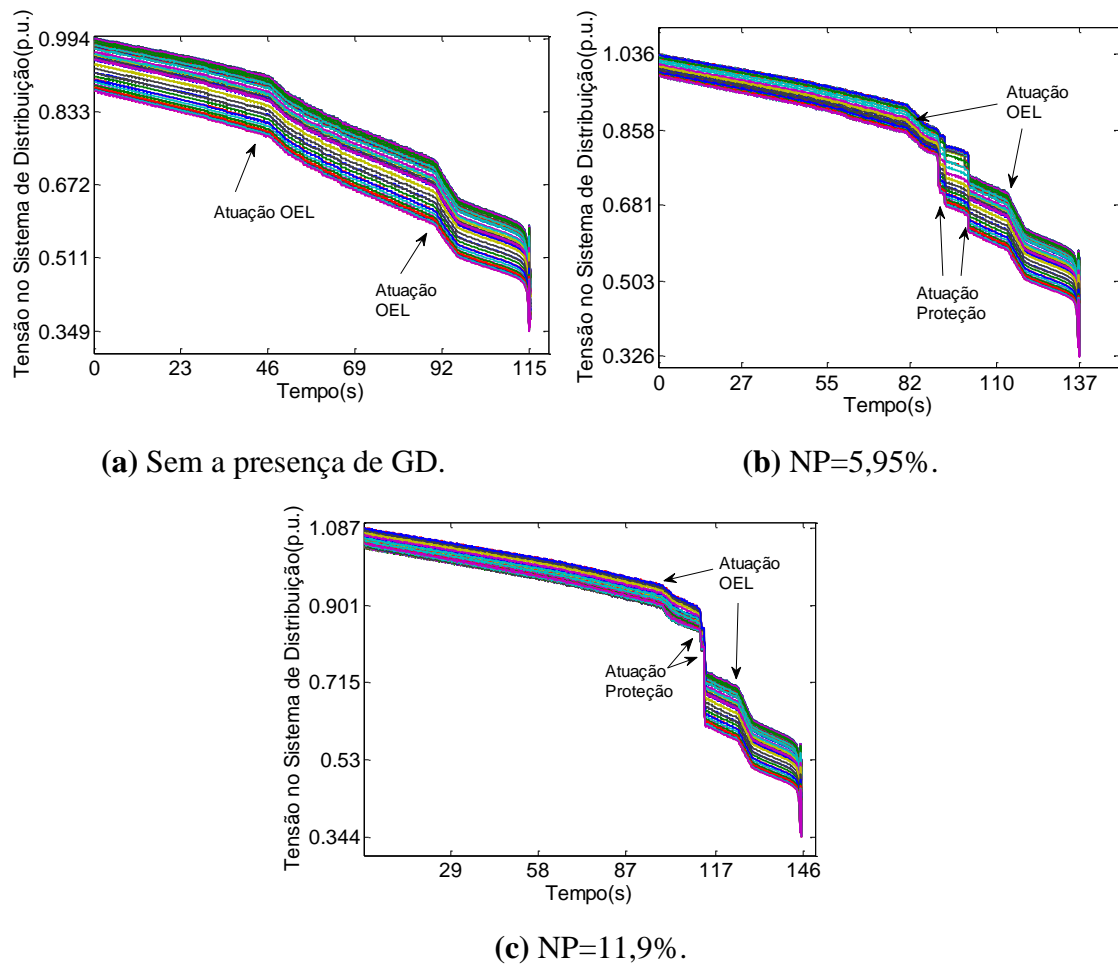


Figura 52 Perfil de tensão na distribuição.

Em sistemas de distribuição, onde, comumente, a relação entre a resistência e a reatância (R/X) do sistema é elevada, a potência ativa possui maior influência no controle de tensão comparado com a potência reativa. Dado os perfis de tensão para os diferentes casos, nota-se que em todos há a queda de tensão nas barras próximas ao fim dos alimentadores, comparadas as barras próximas a subestação. Contudo, com o aumento da penetração de geração, aumento da potência fornecida do gerador distribuído para a rede, o perfil de tensão de todas as barras do sistema de distribuição é elevado, compensando

ou reduzindo as quedas de tensão ao longo dos alimentadores. De modo geral, esse crescimento de tensão tem um caráter positivo para a estabilidade de tensão, já que a tensão no alimentador é aprimorada.

O aumento progressivo das cargas e as conseqüentes quedas de tensão dos sistemas de distribuição, inclusive nos pontos de conexão dos sistemas fotovoltaicos provocam a atuação da proteção de subtensão dos geradores fotovoltaicos distribuídos. Isto resultou inicialmente no desligamento parcial dos geradores fotovoltaicos e, posteriormente, no corte total da geração solar presente nas redes de distribuição. Segundo o modelo dinâmico do gerador fotovoltaico utilizado no presente trabalho, a desconexão parcial significa uma redução na potência ativa injetada, enquanto que, na desconexão total a potência ativa é nula. A desconexão parcial dos geradores começa a ocorrer para níveis de tensão entre 0,9 p.u. e 0,8 p.u., abaixo de 0,8 p.u., a desconexão é total.

O acionamento da proteção e a conseqüente diminuição da potência injetada pelos sistemas fotovoltaicos, contribuíram para o aumento da demanda de potência pelas cargas, degradando o nível de tensão nas barras. Entretanto, a elevação do nível de tensão e, a carga compensada pelos geradores fotovoltaicos até o momento de sua desconexão total, mostraram-se preponderante para diminuir o ritmo da “rápida” queda de tensão quando comparado ao caso sem geração solar, e também aumentaram o ponto de máximo carregamento do sistema, contribuindo, assim, para um ganho na margem de estabilidade de tensão.

A **Figura 53** mostra as potências ativas injetadas por 22 geradores fotovoltaicos de um sistema de distribuição conectado a barra 8, para os casos de níveis de penetração de 5,95% e 11,9%, respectivamente. Os geradores fotovoltaicos mostrados estão inseridos no mesmo sistema de distribuição mostrado na **Figuras 52**. Evidencia-se a atuação da proteção para os diferentes níveis de penetração. A proteção do gerador fotovoltaico é individual e depende da magnitude da tensão da barra a qual ele está conectado. Devido à queda de tensão ao longo do alimentador, as proteções nos geradores distribuídos localizados próximos ao fim do alimentador, tendem atuar antes do que a proteção dos geradores próximos a subestação, em virtude do nível de tensão apresentado.

Entretanto, a diferença de tempo de atuação é menor quando comparado com o caso em que o nível de penetração é 11,9%, devido a maior compensação realizada pela maior injeção de potência fotovoltaica. Como a proteção é instantânea, a desconexão total do gerador fotovoltaico é equivalente a um aumento de carga em degrau, enquanto que,

a desconexão parcial é equivalente a um aumento de carga em rampa. Vale destacar que, de acordo com o modelo dinâmico do gerador fotovoltaico, a potência ativa injetada depende da magnitude da tensão na barra. Então, a desconexão de geradores fotovoltaicos e o consequente afundamento de tensão causada por esta, influencia a injeção de potência dos geradores fotovoltaicos remanescentes, até que estes também sejam desconectados totalmente, contribuindo ainda mais para a degradação do perfil de tensão.

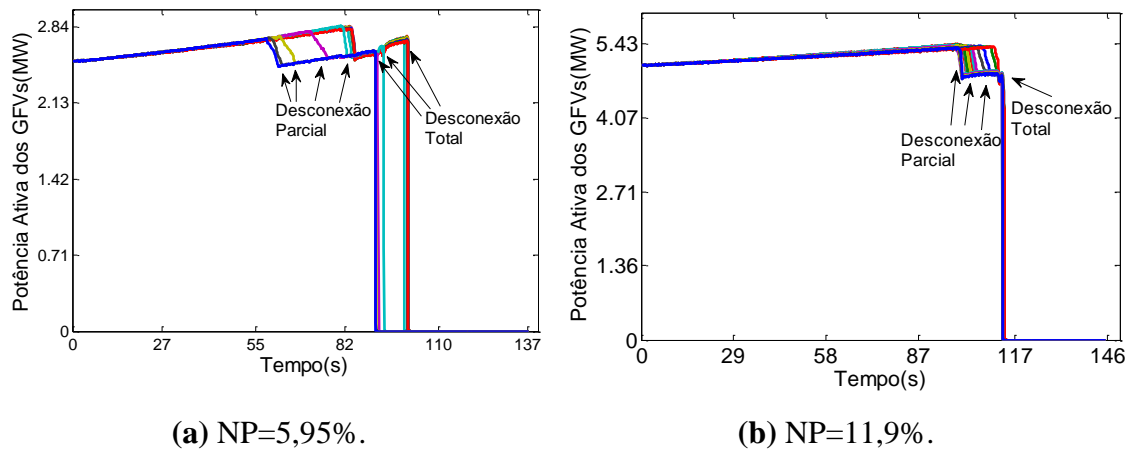


Figura 53 Injeção de potência ativa de geradores fotovoltaicos.

5.6.2. Variabilidade da Geração Fotovoltaica

Neste estudo, considera-se o incremento sucessivo da demanda total do sistema, desde 1 segundo até 150 segundos, ao final deste tempo, têm-se um aumento de 50% em relação a carga inicial. Parte-se do caso em que o nível de penetração da geração fotovoltaica é igual a 11,9% e, dada a intermitência da fonte primária de energia, o sol, foram considerados e comparados três casos para a potência injetada pelo gerador fotovoltaico:

- ✓ Potência constante: considerando um período do dia em que a irradiação solar é aproximadamente constante;
- ✓ Potência decrescente em rampa até 10% da capacidade nominal do inversor a partir de 1 segundo até 150 segundos de simulação: considerando um período do dia em que a irradiação solar diminui (pôr do sol ou módulos cobertos por nuvens);
- ✓ Potência crescente em rampa até 92% da capacidade nominal do inversor a partir de 1 segundo até 150 segundos de simulação:

considerando um período do dia em que a irradiação solar cresce (ao meio dia ou 12h).

O tempo de simulação considerado e o tempo de incremento e decremento da potência injetada pelo gerador fotovoltaico está dentro da faixa de tempo do “transitório” de nuvens, que varia de 30 segundos a 8 minutos [25].

Assim como nos estudos de caso anteriores, considerou-se dois índices para gerar a curva PV afim de compara-los considerando a variação da potência injetada pelos geradores fotovoltaicos. A **Figura 54** mostra as curvas PV dinâmica considerando como índice a potência ativa total transferida da transmissão para a distribuição (**Figura 54 (a)** e **Figura 54 (b)**) e também, levando em conta o somatório das cargas do sistema (**Figura 54 (c)** e **Figura 54 (d)**).

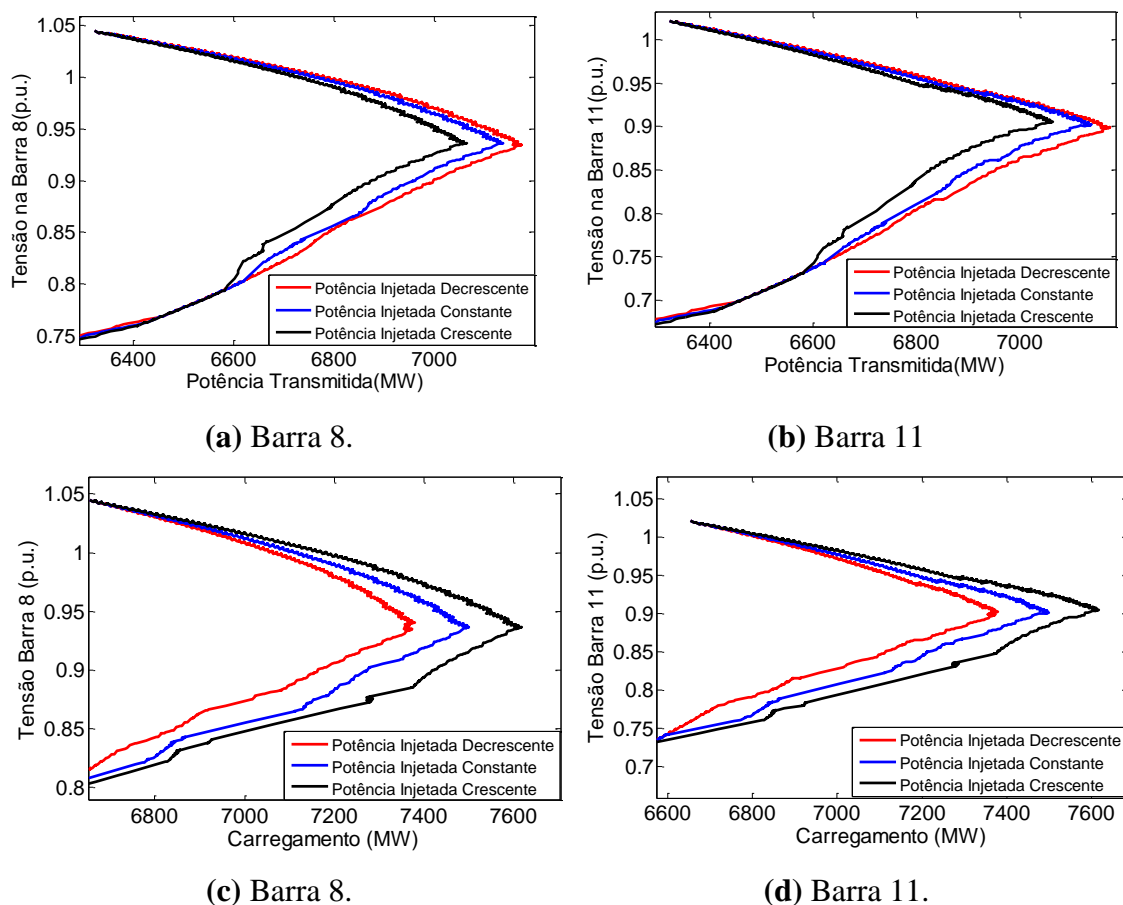


Figura 54 Curvas PV considerando diferentes índices e diferentes perfis de injeção de potência fotovoltaica.

A **Tabela 5.8** resume os valores de potência inicial, potência máxima e margem de estabilidade de tensão para todos os casos da **Figura 54**.

Tabela 12 MET para a variabilidade da GFV considerando diferentes índices para a curva PV utilizando o modelo 3.

Índice	Potência Transmitida			Carregamento		
	Decresc.	Cte.	Cresc.	Decresc.	Cte.	Cresc.
Pot. Inj.						
P_0 (MW)	6323	6323	6323	6654	6654	6654
$P_{máx}$ (MW)	7164	7131	7057	7379	7500	7618
MET(%)	13,30	12,77	11,60	10,89	12,71	14,48

Analisando a **Figura 5.22** e a **Tabela 5.8**, nota-se que a utilização de índices diferentes para a geração da curva PV levou a resultados diferentes. Considerando o total do fluxo de potência ativa injetada nas barras 8 e 11, o caso em que a potência injetada pelos GFVs diminui em rampa é o caso que apresenta maior margem de estabilidade de tensão. Enquanto que, utilizando o somatório da potência das cargas como índice, a margem de estabilidade de tensão é maior para o caso em que a injeção de potência pelos GFVs é crescente. Utilizando a potência ativa transmitida como índice para a curva PV é como se o sistema “enxergasse” uma carga menor devido a injeção de potência ativa por parte da GD e, quanto maior a injeção de potência da geração distribuída, maior a variação na MET comparado ao caso em que se usa como índice o carregamento do sistema.

A **Figura 55** mostra o somatório total de fluxo de potência ativa considerando a injeção de potência ativa da GD crescente (curva azul), o mesmo somatório para a potência decrescente (curva verde escuro) e os somatórios da carga total para uma injeção crescente de potência ativa e uma injeção decrescente de potência (curva vermelha e verde claro, respectivamente).

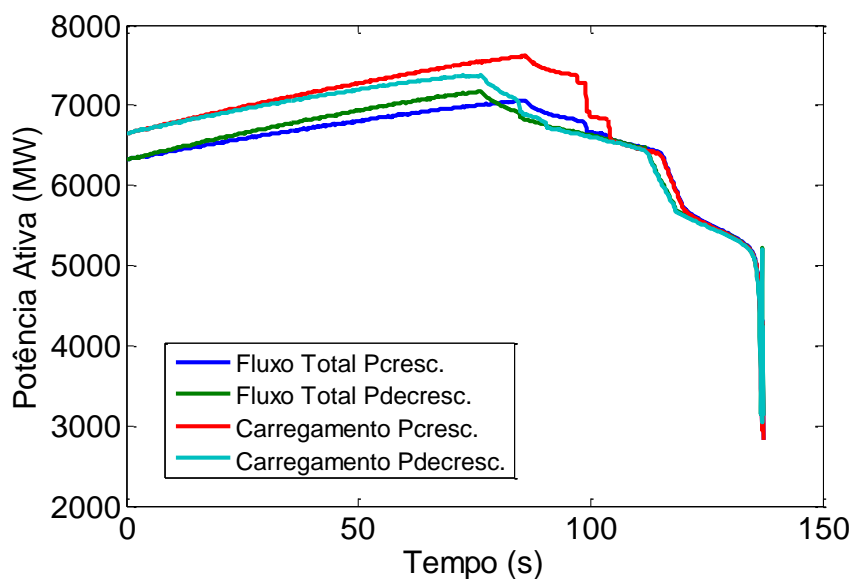


Figura 55 Comparação do somatório da potência ativa transmitida com o somatório da potência das cargas do sistema para os casos de crescimento e decrescimento da injeção de potência da GD.

Observa-se que em todas as quatro situações há um aumento da potência ativa em virtude do aumento progressivo de carga aplicado de 1 segundo até 150 segundos com aumento de 0,33% a cada segundo e, também, em virtude do efeito da variação da tensão. O modelo da carga para a potência ativa é corrente constante, ou seja, a potência ativa varia linearmente com a tensão.

Para os casos em que se considera o carregamento do sistema, o aumento da carga resulta em uma diminuição da tensão e, conseqüentemente, diminui a potência da carga. Entretanto, o efeito de compensação do nível de tensão devido à injeção de potência ativa pelos geradores fotovoltaicos mostra-se preponderante para diminuir o ritmo de queda de tensão, fazendo com que o sistema atinja um ponto de máximo carregamento maior (7618 MW) em aproximadamente 85 segundos. Quando comparado ao caso em que a injeção de potência ativa decresce, o ponto de máximo carregamento atinge um valor menor (7379 MW) em aproximadamente 75 segundos de simulação. A diminuição da injeção de potência do gerador fotovoltaico contribui para um ritmo mais rápido de queda de tensão do sistema quando comparado à potência injetada crescente, influenciando a atuação de dispositivos cruciais para a estabilidade de tensão de longo-prazo e diminuindo a margem de estabilidade de tensão.

Para os casos em que se considera o fluxo de potência ativa transmitida há uma inversão. O caso em que a potência injetada decresce é o caso que apresenta maior

margem de estabilidade de tensão. O aumento sucessivo de carga tende a diminuir a potência das cargas devido o modelo ser corrente constante e, conseqüentemente, diminuir o nível de tensão nas barras. O efeito da tensão mostra-se mais crítico que a diminuição na potência das cargas, que inicialmente poderia ser considerado como um fator estabilizante.

O decréscimo da injeção de potência ativa contribui ainda mais para a redução do perfil de tensão, exigindo um montante maior de potência advinda do sistema de transmissão quando comparado ao caso em que a injeção de potência ativa é crescente e há uma compensação da tensão. Então, a maior exigência de potência da transmissão reflete-se em um valor maior de potência ativa transmitida, no caso em que a potência ativa diminui em rampa o ponto de máxima transmissão de potência (7164 MW) ocorre em aproximadamente 75 segundos enquanto que para a potência crescente o máximo de 7057 MW ocorre em 85 segundos. Essa inversão de pontos máximos resulta em conclusões errôneas a respeito do máximo carregamento do sistema e, por conseguinte reflete na curva PV, uma vez que, o aumento da potência ativa injetada pelo gerador fotovoltaico contribui para uma “folga” no sistema de transmissão, resultando em um aumento da margem de estabilidade de tensão quando comparado aos casos em que a potência é aproximadamente constante e no caso em que a potência diminui.

A diferença nos valores apresentados nas curvas que utilizam o somatório de carregamento e as que usam a potência ativa transferida como índices para a curva PV deve-se ao somatório de injeção de potência fotovoltaica injetada nas barras de transmissão. Uma vez que, desconsiderando as perdas, o total de potência transferida do sistema de transmissão para os sistemas de distribuição é dado pelo somatório da potência das cargas menos o somatório da potência injetada pelos geradores fotovoltaicos. As **Figuras 56 e 57** mostram, respectivamente, o fluxo total de potência ativa da rede de transmissão para a rede de distribuição, o carregamento total e a injeção total de potência ativa pelos geradores fotovoltaicos para os casos em que há crescimento e decréscimo em rampa. Considerando o caso de crescimento, no instante de tempo de 31,83 segundos, tem-se um carregamento total de 7063 MW que subtraído do fluxo total de 6645 MW resulta em 418 MW, diferindo do somatório de 421MW de injeção de potência ativa pelos geradores fotovoltaicos. Esta diferença de 3 MW está relacionada às perdas. Aplicando semelhante metodologia ao caso em que a potência decresce e utilizando o mesmo instante de tempo, a diferença entre o carregamento e o somatório de fluxo é de 289 MW, próximo ao valor de 291,9 referente ao somatório de potência fotovoltaica injetada.

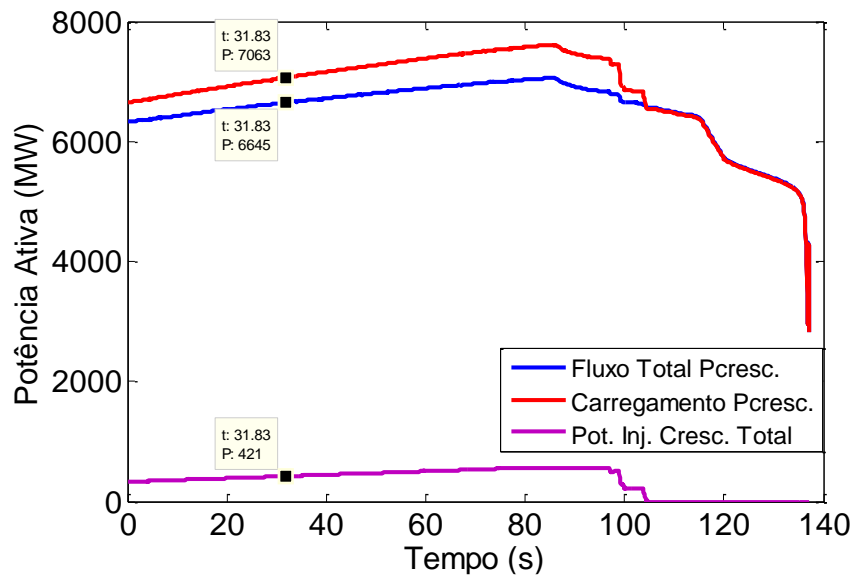


Figura 56 Comparação do somatório de fluxo de potência ativa com o carregamento e a potência injetada pelos GFVs considerando o aumento da potência injetada em rampa.

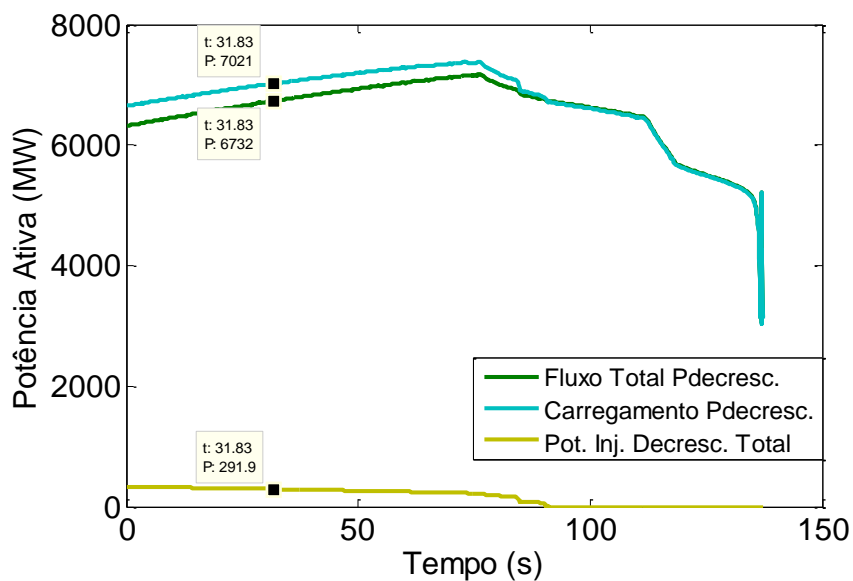


Figura 57 Comparação do somatório de fluxo de potência ativa com o carregamento e a potência injetada pelos GFVs considerando a diminuição da potência injetada em rampa.

A contribuição positiva do aumento de injeção de potência ativa dos geradores fotovoltaicos pode ser evidenciada analisando o perfil de tensão das barras de carga da transmissão e ação de dispositivos de controle de tensão e proteção. A **Figura 58** apresenta o comportamento nas barras 8 e 11 levando em consideração os três casos de variabilidade da potência injetada pelos geradores distribuídos. Observa-se que, assim

como nos casos anteriores, o aumento sucessivo da carga resulta em uma progressiva diminuição dos níveis de tensão até um ponto de queda brusca, o colapso de tensão.

O aumento da potência injetada pelos geradores fotovoltaicos não teve uma grande contribuição no que diz respeito ao instante em que ocorre o colapso de tensão, tendo em vista, que para os três casos, o colapso ocorre aproximadamente no mesmo instante. Entretanto, o aumento da injeção de potência contribui para uma maior compensação de carga e conseqüente alívio para o sistema de transmissão, reduzindo o fluxo de potência ativa do sistema de transmissão para o sistema de distribuição. Além disso, o aumento de injeção de potência contribui para a elevação do perfil de tensão e retarda a queda de tensão ocasionada pelo aumento de carga.

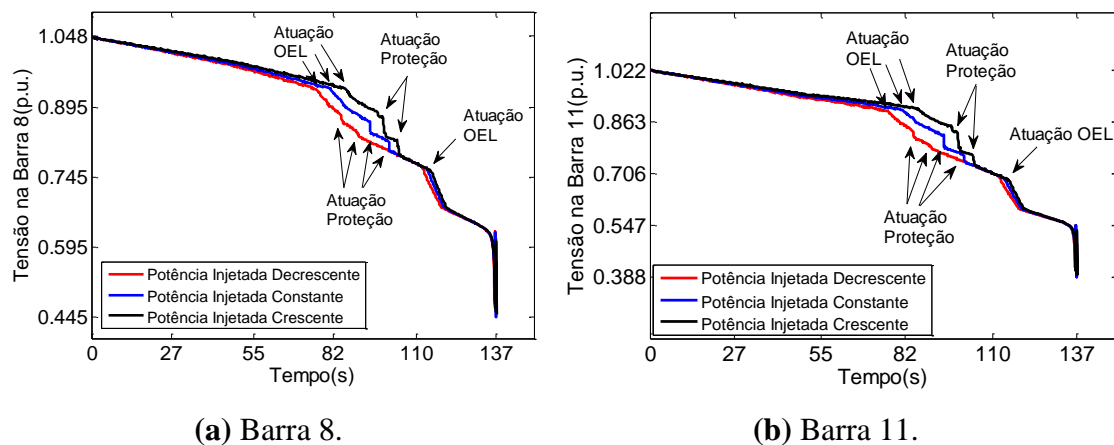
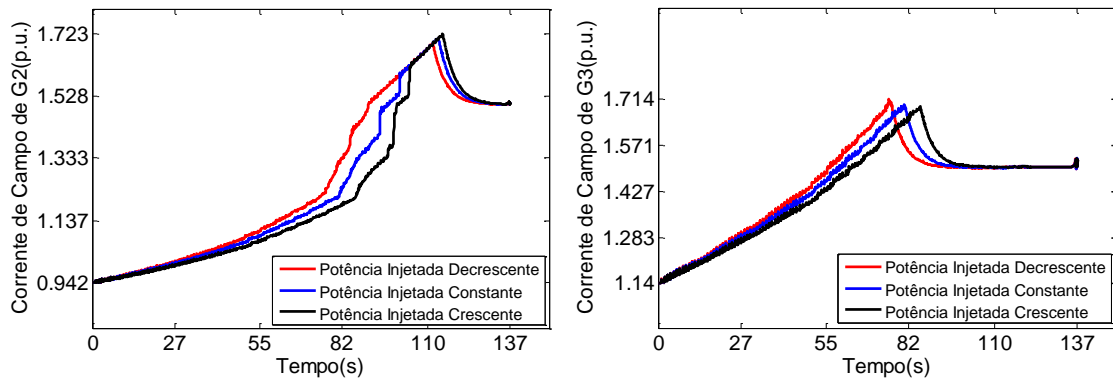


Figura 58 Perfil de tensão considerando a variabilidade da geração fotovoltaica.

O efeito de “alívio” no sistema de transmissão com o aumento da potência injetada pelos geradores fotovoltaicos é refletido no atraso da atuação do OEL dos geradores síncronos G2 e G3, conforme mostra a **Figuras 59**. O aumento da potência injetada pelos geradores fotovoltaicos contribui para a compensação de carga e aumento do perfil de tensão, assim, há uma redução na corrente de campo dos geradores G2 e G3 e conseqüente redução da potência reativa fornecida pelas máquinas. Nota-se que quanto maior a potência injetada, menor a exigência por parte dos geradores síncronos, que apresentam excitação menor, ocasionando um retardamento na atuação do OEL.



(a) Gerador síncrono G2.

(b) Gerador síncrono G3.

Figura 59 Ação do OEL considerando a variabilidade da GFV.

A atuação do OLTC também é postergada, conforme ilustra a **Figura 60**, uma vez que há um aumento do nível de tensão e diminuição da velocidade da queda de tensão a medida que as potências fornecidas pelos geradores fotovoltaicos aumentam. O OLTC é sensibilizado em instante de tempo posterior nos casos em que as potências fornecidas pelos sistemas fotovoltaicos são maiores, uma vez que, maior o nível de tensão, aumentando a diferença para o valor de referência de regulação do OLTC. O valor de referência para a regulação de tensão em todos os casos é de 1 p.u.. Quanto mais atrasada a atuação do OLTC, melhor para a estabilidade de tensão do sistema, pois a comutação do tape do OLTC é benéfica para a barra 11, pois tenta recuperar a carga, mas é maléfica para o resto do sistema, porque drena potência reativa, contribuindo para uma instabilidade.

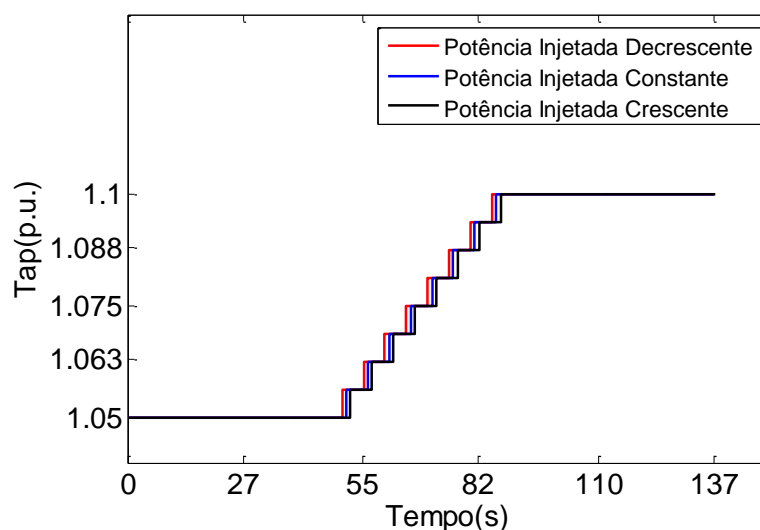
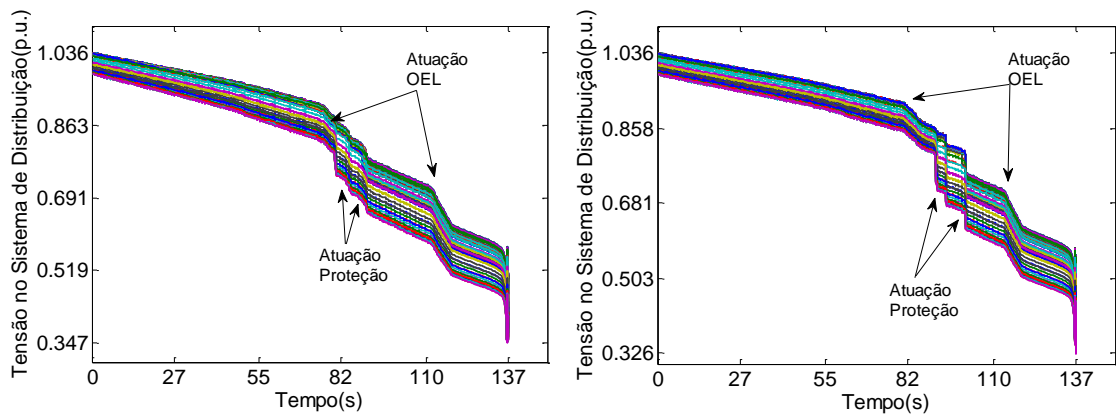


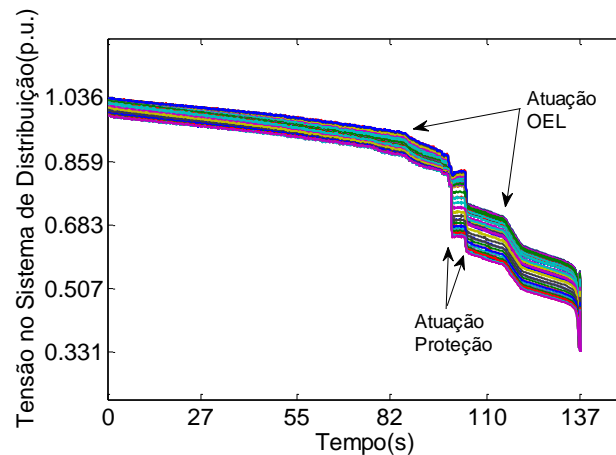
Figura 60 Ação do OLTC considerando a variabilidade da GFV.

Os efeitos da variação da geração fotovoltaica também são mostrados no perfil de tensão dos sistemas de distribuição, conforme ilustra a **Figura 61**. Nesta figura, são mostrados os níveis de tensão de todas as barras de um sistema de distribuição conectado a barra 8. As consequências da variação da potência injetada nos perfis de tensão dos sistemas de distribuição, do ponto de vista da magnitude da tensão, são semelhantes ao que ocorre com o perfil de tensão na transmissão. A injeção de potência ativa na rede de distribuição eleva as tensões. O crescimento da potência injetada pelos geradores fotovoltaicos em rampa favorece valores de tensão mais elevados nas barras quando comparado aos casos em que a potência é aproximadamente constante e no caso em que há um decréscimo em rampa. Entretanto, não há diferença significativa quanto ao instante de tempo em que ocorre o colapso de tensão.



(a) Potência decrescente em rampa.

(b) Potência constante.



(c) Potência crescente em rampa.

Figura 61 Perfil de tensão na distribuição para diferentes perfis de injeção de potência ativa.

Para ilustrar a potência ativa fornecida pelos geradores fotovoltaicos, foram selecionados e comparados três geradores de cada caso de potência injetada, um no início, outro no meio e um mais próximo do fim do alimentador, conforme ilustra a **Figura 62**.

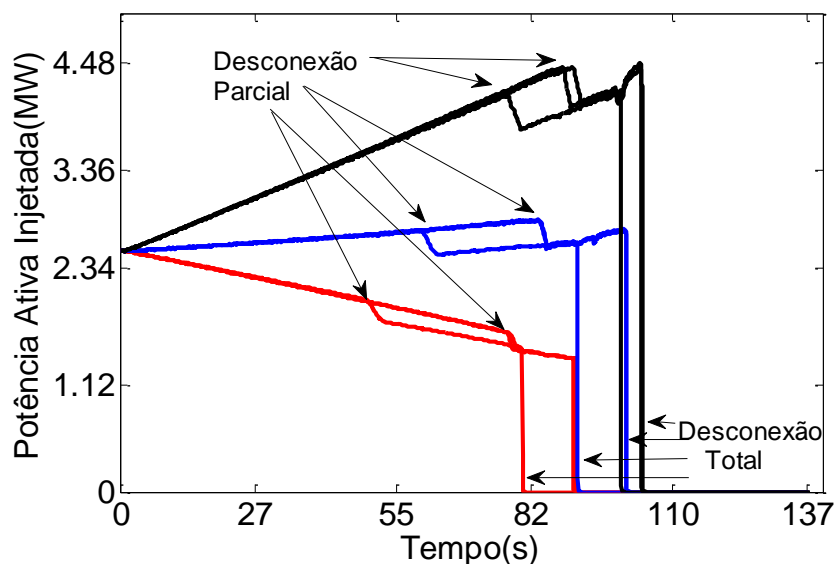


Figura 62 Potência ativa injetada por GFVs.

Nota-se a atuação da proteção do gerador fotovoltaico, devido à queda de tensão provocado pelo aumento progressivo de carga. A proteção do gerador fotovoltaico tem grande importância tanto do ponto de vista da segurança e manutenção da operação segura do equipamento quanto nos impactos causados a rede. Considerando apenas a atuação desta, a desconexão parcial do gerador fotovoltaico tem o efeito equivalente a um aumento de carga em rampa, uma vez que, o sinal de comando de injeção de potência ativa é gradualmente reduzido à medida que a tensão diminui, diminuindo a potência fornecida ao sistema, reduzindo a demanda de carga atendida. A desconexão total do gerador fotovoltaico tem um efeito mais severo comparado à desconexão parcial no que diz respeito à estabilidade de tensão. O corte total do gerador fotovoltaico acontece instantaneamente no momento em que a tensão for inferior a 0,8 p.u. (para o caso de subtensão), tal desconexão instantânea tem consequências similares a um aumento de carga em degrau, provocando uma súbita queda de tensão na barra em que está conectado, contribuindo para o deterioramento do perfil de tensão na área.

Observa-se, também, que a atuação da proteção ocorre em diferentes instantes. Comparando as injeções de potência ativa que são do mesmo caso (potência aproximadamente constante, potência em rampa crescente e decrescente), a diferença se

dá devido à queda de tensão ao longo do alimentador. Barras mais próximas ao final do alimentador, apresentam níveis de tensão menores, logo com o aumento da carga, estas barras atingirão a região de atuação da proteção de subtensão antes quando comparadas as barras que estão no início do alimentador ou no meio, por exemplo. Comparando os diferentes casos, infere-se que o aumento de injeção de potência ativa contribui para retardar tanto a desconexão parcial, quanto a desconexão total dos geradores fotovoltaicos, independentemente da localização da barra, já que a elevação da potência ativa injetada pelos geradores fotovoltaicos na rede compensa ou reduz as quedas de tensão ao longo do alimentador.

Capítulo 6

Conclusões Finais e Trabalhos Futuros

6.1. Considerações Finais

Neste capítulo são apresentadas as conclusões relativas a cada estudo de caso apresentado no Capítulo 5 e em seguida são dadas as conclusões finais englobando os impactos da integração de geradores fotovoltaicos para a estabilidade de tensão de longo-prazo em sistemas elétricos de potência. Conforme informado no capítulo anterior, todas as simulações foram realizadas com os *softwares* ANAREDE e ANATEM, considerando a modelagem dinâmica de geradores fotovoltaicos, assim como dos principais componentes que influenciam a estabilidade de tensão de longo-prazo, como OLTC e OEL.

Ao final do capítulo, são sugeridos trabalhos futuros de forma a dar continuidade à dissertação apresentada, enfocando outros temas a serem explorados dentro da estabilidade de tensão de longo-prazo envolvendo geradores fotovoltaicos.

6.2. Diferentes Modelagens de Carga e Geração

Os resultados mostraram que, para o nível de penetração de geração fotovoltaica de 5,95%, os valores de ponto de máxima transferência de potência ou máximo carregamento, bem como, as margens de estabilidade de tensão, são similares quando os três modelos são alternadamente utilizados. Independentemente do índice utilizado para a geração da curva PV. Esse resultado sugere que os modelos mais simplificados são adequados para estudos de estabilidade de tensão, uma vez que os erros no cálculo de margem são pequenos e apresentam tempo de simulação menor comparado ao modelo mais detalhado.

Apesar dos diferentes modelos não apresentarem diferenças significativas nas METs calculadas, ocorreram diferenças quanto ao nível de tensão apresentado pelo sistema de transmissão e atuação do OEL. Assim, a utilização do modelo 3, expôs o

sistema de transmissão a menores perfis de tensão e ação adiantada da proteção dos geradores síncronos comparado ao modelo 1 e 2. A atuação da proteção dos GFVs também contribuiu para a diminuição da tensão.

Por outro lado, quando o nível de penetração dos geradores fotovoltaicos aumenta para 11,9%, o valor do ponto de máxima transferência de potência ou máximo carregamento da curva PV obtida pelo uso do modelo 3 é menor quando comparado aos valores das curvas PV geradas pelo uso dos modelos mais simplificados. Para esse caso, os estudos de estabilidade de tensão devem ser realizados considerando o uso do modelo detalhado, pois, se o modelo detalhado da rede de distribuição com a conexão de geradores fotovoltaicos for desprezado, o sistema pode parecer mais estável do que realmente é, conduzindo a resultados enganosos.

A margem de estabilidade de tensão encontrada, considerando o somatório total da potência das cargas, foi menor comparado a utilização da potência transmitida da transmissão para a distribuição. A diferença se dá devido a injeção de potência ativa por parte da geração distribuída, de maneira que, quanto maior o nível de penetração da geração fotovoltaica, maior a diferença verificada na MET para os dois índices, pois maior será a injeção de potência fotovoltaica, diminuindo o fluxo de potência advindo da rede de transmissão para atendimento de carga.

Portanto, as margens de estabilidade de tensão calculadas, nível de tensão e atuação do OLTC e OEL dos geradores síncronos destacam a importância da utilização do modelo detalhado de redes de distribuição com geradores fotovoltaicos na estabilidade de tensão.

6.3. Aumento do Nível de Penetração

Esse estudo mostrou que o aumento do nível de penetração da geração fotovoltaica contribuiu positivamente para a estabilidade de tensão de longo prazo, aumentando a MET do sistema de potência, expandindo o “nariz” das curvas PV, independentemente do índice adotada para a curva PV.

Além disso, a influência da injeção de potência ativa no nível de tensão em sistemas de distribuição em virtude da relação (R/X), resulta em uma elevação do perfil de tensão na distribuição, compensando as quedas de tensão ao longo dos alimentadores. O aprimoramento das tensões no sistema de distribuição e conseqüentemente nas barras em que estão conectados a geração distribuída, influencia diretamente a atuação da

proteção do gerador fotovoltaico. A atuação da proteção e consequente desconexão do GFV devido a baixos níveis de tensão, tem grande influência na magnitude da tensão e estabilidade de tensão.

O aumento do nível de penetração, causa elevação das tensões na distribuição que reflete, também, em um aumento nas tensões apresentadas na transmissão. Resultando em uma menor “exigência” dos geradores síncronos, influenciando a ação do OEL e OLTC, colaborando para postergar o colapso de tensão.

6.4. Variabilidade da GFV

Os resultados mostraram que, diferentemente dos estudos anteriores, onde a potência fotovoltaica é considerada aproximadamente constante, a utilização de diferentes índices para gerar a curva PV levou a diferentes resultados.

Considerando a variação da geração fotovoltaica, aumento ou decréscimo em rampa da potência injetada, devido a intermitência da fonte primária, a utilização da potência transmitida do sistema de transmissão para o sistema de distribuição como índice para a curva PV, pode levar a resultados enganosos conforme foi apresentado nas simulações. E, quanto maior a injeção de potência pela geração distribuída, maior a variação na MET comparado ao caso em que se usa como índice o carregamento do sistema.

Conforme dito anteriormente, o aumento da potência ativa injetada pelo GFV contribui para uma “folga” no sistema de transmissão e, consequentemente, em um aumento da MET quando comparado ao caso em que a potência injetada é aproximadamente constante e no caso em que a potência decresce.

O efeito de compensação da carga e do perfil de tensão devido a injeção de potência ativa pelos geradores fotovoltaicos, mostrou-se preeminente para diminuir o ritmo da queda de tensão em relação aos efeitos da variação da tensão em virtude do modelo da carga (corrente constante).

Além disso, a contribuição positiva da injeção crescente da potência ativa pode ser observada na melhoria do perfil de tensão na distribuição e transmissão, no atraso da atuação do OEL dos geradores síncronos, OLTC e proteção dos GFVs, apesar de não alterar significativamente o instante em que ocorre o colapso de tensão.

6.5. Conclusões Finais

O aproveitamento de energia proveniente do sol apresenta expressivo crescimento mundial em capacidade instalada, conforme visto no Capítulo 1. A cada ano cresce a penetração da energia solar nos sistemas de potência, seja para diversificação da matriz energética, seja pela independência dos combustíveis fósseis, seja para diminuição dos impactos ambientais, ou ainda, diminuição da tarifa de energia paga pelo consumidor. Por esses e outros motivos, a geração fotovoltaica vem sendo estudada por vários pesquisadores.

A integração de sistemas fotovoltaicos nos sistemas de potência criou novos desafios para os operadores de sistema, no que diz respeito à operação, planejamento e a estabilidade do sistema de potência. E, para entender tais desafios é necessário conhecer os elementos que compõe esse tipo de geração de energia. O Capítulo 2 resume os componentes básicos dos sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica, assim como suas características construtivas e elétricas.

O constante crescimento da carga não é acompanhado pela expansão do sistema de transmissão. Fazendo com que o sistema opere cada vez mais “estressado”. Quando o sistema de potência opera sobrecarregado, as quedas de tensão nas linhas de transmissão aumentam e as tensões nas barras decrescem, devido a incapacidade do sistema de transmissão para atender a demanda requisitada. Esse é um cenário característico de instabilidade de tensão de longo-prazo. As características das cargas e dos equipamentos de controle de tensão estão entre os principais fatores que influenciam na estabilidade de tensão, conforme apresentado no Capítulo 3. Dentre os equipamentos, destaca-se o OLTC e OEL. Todos esses equipamentos foram levados em consideração nos estudos realizados nesta dissertação.

Para poder avaliar os impactos de geradores fotovoltaicos na estabilidade de tensão, é necessária uma modelagem adequada para estudos de fluxo de carga e dinâmico. Então, o Capítulo 4 aborda com detalhes os modelos utilizados nessa dissertação para as análises estáticas e dinâmicas.

A extensão da margem de estabilidade é uma preocupação constante para os operadores de sistema, quer seja para garantir a estabilidade como para proporcionar um atendimento adequado à carga. O aumento da geração fotovoltaica pelos sistemas de potência do mundo todo emergiu estudos de estabilidade para averiguar a contribuição dessa tecnologia para margem de estabilidade.

Inicialmente, comparou-se três modelos distintos de representação de redes de distribuição com geração fotovoltaica. Concluiu-se que para maiores níveis de penetração, o modelo mais detalhado é mais adequado para estudos de estabilidade de tensão pois, este, mostrou-se mais conservador e pessimista em relação aos resultados, principalmente em relação à margem de estabilidade de tensão. Além disso, foram realizadas investigações quanto ao aumento do nível de penetração e variabilidade da geração fotovoltaica.

Finalmente, pode-se concluir que, nas circunstâncias apresentadas, a integração em altos níveis de penetração, dos geradores fotovoltaicos, apesar de trazer novos desafios operacionais para o sistema de potência, em geral, contribui positivamente para a estabilidade de tensão de longo-prazo.

6.6. Trabalhos Futuros

Através dos resultados alcançados e das conclusões apresentadas, novas propostas de pesquisas sobre o tema são apresentadas a seguir:

- ✓ Investigar a influência da temporização no sistema de proteção dos geradores fotovoltaicos sobre a estabilidade de tensão de longo-prazo;
- ✓ Avaliar estratégias de mitigação e combate ao colapso de tensão considerando elevada penetração de geradores fotovoltaicos em sistemas elétricos de potência;
- ✓ Analisar os impactos do controle de tensão e capacidade de geração de potência reativa por meio de funções avançadas de inversores, tais como Volt-Var e Volt-watt, na estabilidade de tensão de longo-prazo.

Referências Bibliográficas

- [1] Global Market Outlook For Solar Power 2016 – 2020. Available at: <<http://www.solarpowereurope.org/home/>>
- [2] Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems, ISE. *Photovoltaics Report*. Support of PSE AG Freiburg, 17 November, 2016.
- [3] International Energy Agency. *PVPS Report: A Snapshot of Global PV 1992-2012*, p. 12. 2013.
- [4] J. T. Pinho and M. A. Galdino. *Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos*. Rio de Janeiro: CEPEL. CRESESB, 2014.
- [5] Agência Nacional de Energia Elétrica (Brasil) (ANEEL). Disponível em: <www.aneel.gov.br>.
- [6] Resolução Normativa N° 482, Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, Abril 2012.
- [7] Diário Oficial da União - DOU, Outubro 2015.
- [8] Portaria N° 538, Ministério de Minas e Energia - MME, Dezembro 2015.
- [9] S. Chowdhury, S. P. Chowdhury, and P. Crossley, *Microgrids and Active Distribution Networks*. London, United Kingdom: The Institution of Engineering and Technology, 2009.
- [10] N.H. Phuong, *Multi-Agent System based Active Distribution Networks*, Technische Universiteit Eindhoven, 2010. Available at: <http://alexandria.tue.nl/extra2/693215.pdf>.
- [11] S. Eftekharijad, V. Vittal, G. T. Heydt, B. Keel and J. Loehr, *Impact of increased penetration of photovoltaic generation on power systems*, in IEEE Transactions on Power Systems, vol. 28, no. 2, pp. 893-901, May 2013.
- [12] T. Van Cutsem, C. D. Vournas, *Voltage Stability of Electric Power Systems*, Kluwer Academic Press, 1998.
- [13] C. W. Taylor, *Power System Voltage Stability*, 1ed. New York, McGraw-Hill, 1994.
- [14] IEEE/CIGRE Joint Task Force on Stability Terms and Definitions, *Definition and Classification of Power System Stability*, IEEE Transactions on Power Systems, vol. 19, no. 2, May 2004, pp. 1387-1401.
- [15] U.S.-Canada Power System Outage Task Force, *Final Report on the August 14, 307 2003 Blackout in the United States and Canada: Causes and Recommendations*, 2004, Available at: <http://www.iwar.org.uk/cip/resources/blackout-03/>
- [16] C. D. Vournas, V. C. Nikolaidis, A. Tassoulis, *Experience from the Athens Blackout of July 12, 2004*, Proceedings of IEEE PowerTech Conference, St Petersburg, Russia, 2005.

- [17] S. Corsi, C. Sabelli, *General Blackout in Italy Sunday September 28, 2003*, h. 03:28:00, Proceedings of IEEE Power Engineering Society General Meeting 2, 1691-1702, 2004.
- [18] S. Corsi, G. N. Taranto, *Voltage Instability – The Different Shapes of the Nose*, Bulk Power System Dynamics and Control, 2007 IREP Symposium, pp.1-16.
- [19] R. R. Londero, *Avaliação do Impacto da Integração de Aerogeradores na Estabilidade de Tensão de Longo-Prazo em Sistemas Elétricos de Potência*. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Instituto de Tecnologia, Universidade Federal do Pará, Belém, 2014.
- [20] ISC-Committee et al., *IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems*, New York, NY: Institute of Electrical and Electronics Engineers, 2003.
- [21] 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.
- [22] J. P. Costa, *Análise Dinâmica da Condição de Runaway em Reguladores de Tensão Devido à Presença de Geração Fotovoltaica nas Redes de Distribuição*. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal do Pará, Instituto de Tecnologia, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Belém, 2016.
- [23] J. A. Paludo, *Avaliação dos Impactos de Elevados Níveis de Penetração da Geração Fotovoltaica no Desempenho de Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica em Regime Permanente*. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2014.
- [24] S. Eftekharijad, V. Vittal, G. T. Heydt, B. Keel, and J. Loehr, *Impact of Increased Penetration of Photovoltaic Generation on Power Systems*, IEEE Transl. vol. 28, no. 2, May 2013.
- [25] F. Trindade, T. S. D. Ferreira, M. G. Lopes, W. Freitas, *Mitigation of Fast Voltage Variations During Cloud Transients in Distribution Systems with PV Solar Farms*, accepted for publication in the IEEE Transactions on Power Delivery, 2016.
- [26] K. Kawabe, K. Tanaka, *Analytical Method for Short-Term Voltage Stability Using the Stability Boundary in the P-V Plane*, IEEE Transactions on Power Systems, vol. 29, no. 6, pp. 3041–3047, Nov 2014.
- [27] K. Kawabe, K. Tanaka, *Impact of Dynamic Behavior of Photovoltaic Power Generation Systems on Short-Term Voltage Stability*, IEEE Trans. Power Syst., vol. 30, no. 6, pp. 3416–3424, Nov. 2015.
- [28] 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.
- [29] P. Aristidou, G. Valverde, T.V. Cutsem, *Contribution of Distribution Network Control to Voltage Stability: A Case Study*, IEEE Transactions on Smart Grid, Aug. 2015.

- [30] 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)
- [31] W. N. Macêdo, *Slides Sistemas Fotovoltaicos*. Programa de Pós-Graduação de Engenharia Elétrica. Faculdade de Engenharia Elétrica. Universidade Federal do Pará, 2015.
- [32] A. Ghensev, *Materiais e Processos de Fabricação de Células Fotovoltaicas*, Monografia (pós-graduação *Latu Sensu* em fontes Alternativas de Energia) – Universidade Federal de Lavras. 2006.
- [33] M. R. Patel. *Wind and Solar Power Systems*. 1 ed. New York: CRC Press, 1999.
- [34] C. Prieb, *Determinação da Eficiência de Seguimento de Máxima Potência de Inversores para Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede de Distribuição*, UFRGS Tese de Doutorado, 2011.
- [35] Manual Sobre Tecnologia, Projeto e Instalação, Energia Fotovoltaica, Janeiro de 2004. Disponível em: < <http://www.greenpro.de/po/fotovoltaico.pdf>>.
- [36] E. R. Filho, *Conversores Eletrônicos de Potência para Sistemas Fotovoltaicos de Baixa Tensão Conectados à Rede Elétrica*. Apresentação no iinova FV. Campinas-SP. março, 2012.
- [37] Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). Disponível em: <<http://www.ons.org.br/home/>>.
- [38] P. Kundur, *Power System Control and Stability*. 1 ed. USA, EPRI-Power System Engineering Series McGraw-Hill Inc., 1994.
- [39] V. O. Albuquerque, *Controle Coordenado de Tensão e Potência Reativa*. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, MG, 2002.
- [40] J. C. M. Lima, *Aspectos de Proteção e Controle do Gerador Síncrono Subexcitado*. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais, Belo Horizonte, 2002.
- [41] J. P. A. Vieira, *Estabilidade de Sistemas de Potência*. Programa de Pós-Graduação de Engenharia Elétrica. Faculdade de Engenharia Elétrica. Universidade Federal do Pará, 2015.
- [42] Western Electricity Coordinating Council, *WECC PV Power Plant Dynamic Modeling Guide*, WECC Renewable Energy Modeling Task Force, Abril 2014.
- [43] A. Ellis, M. Behnke, C. Barker, *PV System Modeling for Grid Planning Studies*, in Proc. 37th IEEE Photovoltaic Spec. Conf. (PVSC'11), 2011, pp. 2589–2593.
- [44] J. P. Costa, J. P. A. Vieira, *Modelagem de Geradores Fotovoltaicos para Estudos em Regime Dinâmico de Sistemas de Energia Elétrica*, in XXIII Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica (SNPTEE), Foz do Iguaçu, PR, 2015.

- [45] A. Ellis, M. Behnke, R. Elliott, Generic Solar Photovoltaic System Dynamic Simulation Model Specification, Sandia Report, Sandia National Laboratories, Albuquerque, New Mexico, october, 2013.
- [46] Eletrobrás. *Norma Técnica para a Conexão de Acessantes a Rede de Distribuição das Distribuidoras da Eletrobrás Conexão em Média Tensão*. Norma técnica código: MPN-DC-01/N-006. Brasil, março, 2016.
- [47] R. Caldon, M. Coppo, and R. Turri, *Coordinated Voltage Control in MV and LV Distribution Networks with Inverter-Interfaced Users*, in Proc. IEEE PES Grenoble PowerTech Conf., Grenoble, France, Jun. 2013, pp. 1–5.
- [48] P. Kotsampopoulos, N. Hatziaargyriou, B. Bletterie, and G. Lauss, *Review, Analysis and Recommendations on Recent Guidelines for the Provision of Ancillary Services by Distributed Generation*, in Proc. IEEE Int. Workshop Intell. Energy Syst. (IWIES), Vienna, Austria, Nov. 2013, pp. 185–190.
- [49] R. Caldon, M. Coppo, and R. Turri, *Distributed Voltage Control Strategy for LV Networks With Inverter-Interfaced Generators*, *Elect. Power Syst. Res.*, vol. 107, pp. 85–92, Feb. 2014.
- [50] Western Electricity Coordinating Council, *WECC Guide for Representation of Photovoltaic Systems In Large-Scale Load Flow Simulations*, WECC Renewable Energy Modeling Task Force, Agosto 2010.
- [51] CEPEL, Centro de Pesquisas de Energia Elétrica, *ANAREDE: Programa de Análise de Redes*, Manual do Usuário, V09.07.02, Abril 2011.
- [52] CEPEL, Centro de Pesquisas de Energia Elétrica, *ANATEM: Análise de Transitórios Eletromecânicos*, Manual do Usuário, V10.04.05, Dezembro 2010.
- [53] United Kingdom Generic Distribution Network (UKGDS). [Online]. Available: <http://sedg.ac.uk>.

Anexo A – Dados do Sistema de transmissão

Geradores Síncronos (em p.u. na base da máquina):

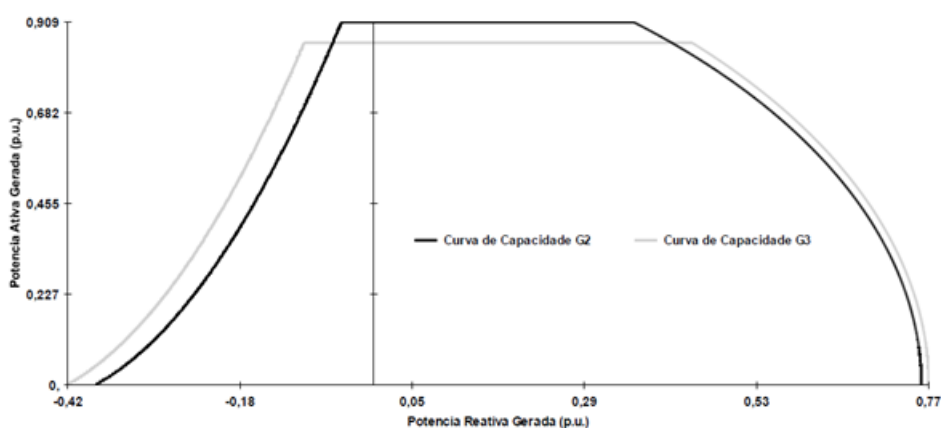
G1: barra infinita

G2: 2,09 s $S_b = 2200$ MVA

G3: 2,33 s $S_b = 1400$ MVA

$R_a = 0,0046$	$X_d = 2,07$	$X'_d = 0,28$	$X''_d = 0,215$
$X_q = 1,99$	$X'_q = 0,49$	$X''_q = 0,215$	$X_l = 0,155$
$T'_{d0} = 4,10$ s	$T'_{q0} = 0,56$ s	$T''_{d0} = 0,033$ s	$T''_{q0} = 0,062$ s

Curvas de capacidades dos geradores G2 e G3 em suas respectivas bases



Dados do sistema de transmissão (em p.u. na base $S_b = 100$ MVA):

Linha 5-6	$R = 0,0$	$X = 0,0040$	$B = 0,0$
Linha 6-7	$R = 0,0015$	$X = 0,0288$	$B = 1,173$
Linha 9-10	$R = 0,0010$	$X = 0,0030$	$B = 0,0$
Transformador T1	$R = 0,0$	$X = 0,0020$	$t = 0,8857$
Transformador T2	$R = 0,0$	$X = 0,0045$	$t = 0,8857$
Transformador T3	$R = 0,0$	$X = 0,0125$	$t = 0,9024$
Transformador T4	$R = 0,0$	$X = 0,0030$	$t = 1,0664$

Transformador T5	$R = 0,0$	$X = 0,0026$	$t = 1,0800$
OLTC	$R = 0,0$	$X = 0,01$	$t = 1,0000$

Banco de capacitores:

Barra	MVAr
7	763
8	600
9	1710

Transformador com comutador de tape sob carga OLTC:

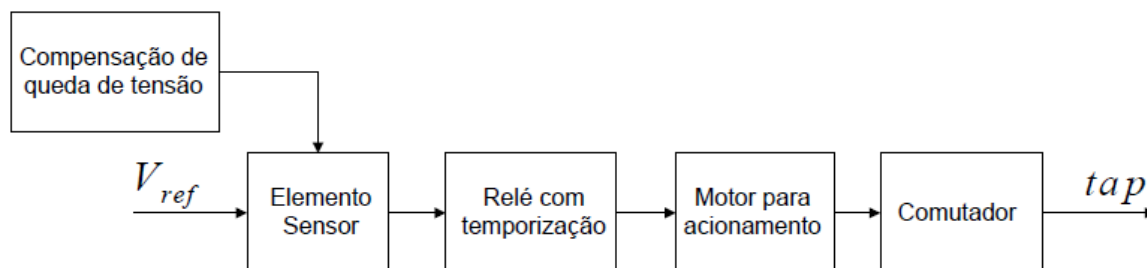


Figura A1 Diagrama de blocos do OLTC.

Tempo de atraso para o primeiro tape	30 segundos
Tempo de atraso para os tapes subsequentes	5 segundos
Banda morta	$\pm 1\%$ tensão da barra
Intervalo de tape	± 16 tapes
Comprimento do tape	5/8% (0,00625 p.u.)

Regulador automático de tensão AVR:

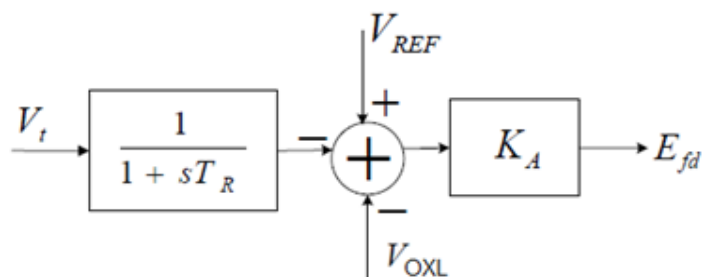


Figura A2 Diagrama de blocos do AVR.

K_A	400
T_R	0,02 segundos

Limitador de sobre-excitação OEL:

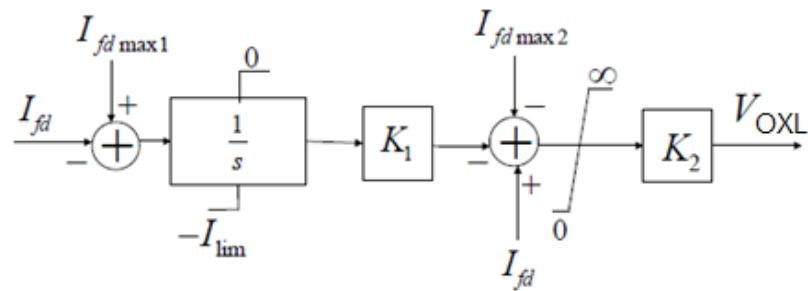


Figura A3 Diagrama de blocos do OEL.

$I_{fdmax1}(p.u.)$	$I_{fdmax2}(p.u.)$	K_1	K_2	$I_{lim}(p.u.)$
1,407	2,144	0,248	12,6	3,85

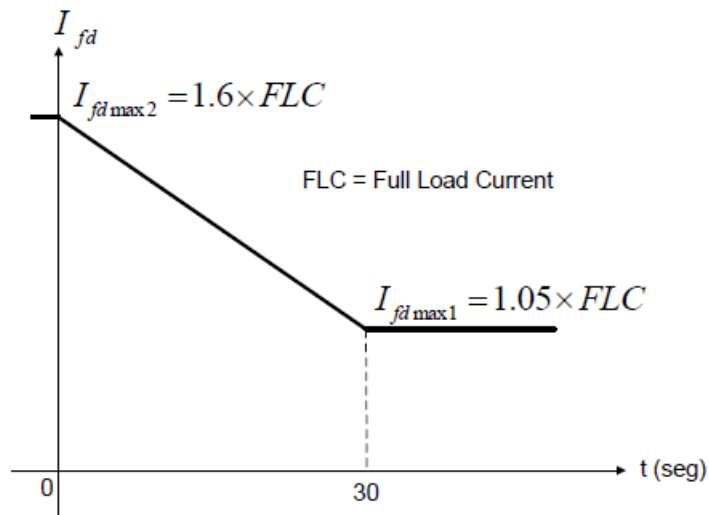


Figura A4 Curva característica do OEL.

Anexo B – Dados do Sistema de distribuição

Dados do sistema de distribuição (em p.u. na base $S_b = 100 \text{ MVA}$):

De Linha	Para Linha	R	X
1100	1101	0,16843	0,087273
1101	1102	0,16843	0,087273
1102	1103	0,05157	0,01405
1100	1104	0,16843	0,087273
1104	1105	0,16843	0,087273
1105	1106	0,05157	0,01405
1100	1107	0,16843	0,087273
1107	1108	0,16843	0,087273
1108	1109	0,05157	0,01405
1100	1110	0,219835	0,113884
1110	1111	0,219835	0,113884
1111	1112	0,219835	0,113884
1111	1113	0,054793	0,014876
1112	1114	0,054793	0,014876
1100	1115	0,06157	0,047438
1115	1116	0,06157	0,047438
1116	1117	0,06157	0,047438
1117	1118	0,06157	0,047438
1118	1119	0,06157	0,047438
1119	1120	0,06157	0,047438
1120	1121	0,06157	0,047438
1116	1122	0,044793	0,012149
1118	1123	0,044793	0,012149
1119	1124	0,044793	0,012149
1121	1125	0,044793	0,012149
1100	1126	0,06157	0,047438
1126	1127	0,06157	0,047438
1127	1128	0,06157	0,047438
1128	1129	0,06157	0,047438
1129	1130	0,06157	0,047438
1130	1131	0,06157	0,047438
1131	1132	0,06157	0,047438
1127	1133	0,044793	0,012149
1129	1134	0,044793	0,012149
1130	1135	0,044793	0,012149
1132	1136	0,044793	0,012149
1100	1137	0,075785	0,058347
1137	1138	0,075785	0,058347
1138	1139	0,075785	0,058347
1139	1140	0,075785	0,058347

1140	1141	0,075785	0,058347
1141	1142	0,075785	0,058347
1142	1143	0,075785	0,058347
1143	1144	0,075785	0,058347
1144	1145	0,075785	0,058347
1138	1146	0,04719	0,01281
1140	1147	0,04719	0,01281
1141	1148	0,04719	0,01281
1143	1149	0,04719	0,01281
1145	1150	0,04719	0,01281
1100	1151	0,054959	0,042314
1151	1152	0,054959	0,042314
1152	1153	0,054959	0,042314
1153	1154	0,054959	0,042314
1154	1155	0,054959	0,042314
1155	1156	0,054959	0,042314
1156	1157	0,054959	0,042314
1157	1158	0,054959	0,042314
1158	1159	0,054959	0,042314
1159	1160	0,054959	0,042314
1160	1161	0,054959	0,042314
1161	1162	0,054959	0,042314
1162	1163	0,054959	0,042314
1163	1164	0,054959	0,042314
1164	1165	0,054959	0,042314
1165	1166	0,054959	0,042314
1152	1167	0,060248	0,016364
1154	1168	0,060248	0,016364
1155	1169	0,060248	0,016364
1157	1170	0,060248	0,016364
1159	1171	0,060248	0,016364
1161	1172	0,060248	0,016364
1162	1173	0,060248	0,016364
1164	1174	0,060248	0,016364
1166	1175	0,060248	0,016364
Autotrafo	-	-	0,0027028