UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO
ESCOLA DE ENGENHARIA DE SÃO CARLOS
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA E COMPUTAÇÃO
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

JULIANA ARAMIZU PALUDO

Avaliação dos Impactos de Elevados Níveis de Penetração da Geração Fotovoltaica no Desempenho de Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica em Regime Permanente

São Carlos
2014

JULIANA ARAMIZU 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 apresentada à Escola de Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo, como parte dos requisitos para obtenção do título de Mestre em Ciências pelo Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica.

Área de Concentração: Sistemas Elétricos de Potência

Orientador: Prof. Dr. José Carlos de Melo Vieira Júnior

São Carlos
2014

Trata-se da versão original.

AUTORIZO A REPRODUÇÃO TOTAL OU PARCIAL DESTE TRABALHO, POR QUALQUER MEIO CONVENCIONAL OU ELETRÔNICO, PARA FINS DE ESTUDO E PESQUISA, DESDE QUE CITADA A FONTE.

Paludo, Juliana Aramizu
P184a Avaliação dos impactos de elevados níveis de penetração da geração fotovoltaica no desempenho de sistemas de distribuição de energia elétrica em regime permanente / Juliana Aramizu Paludo; orientador José Carlos de Melo Vieira Júnior. São Carlos, 2014.

Dissertação (Mestrado) - Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e Área de Concentração em Sistemas Elétricos de Potência -- Escola de Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo, 2014.

1. Geração Fotovoltaica. 2. Geração Distribuída. 3. OpenDSS. 4. Qualidade da Energia Elétrica. 5. Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica. I. Título.

FOLHA DE JULGAMENTO

Candidata: Engenheira **JULIANA ARAMIZU PALUDO.**

Título da dissertação: "Avaliação dos impactos de elevados níveis de penetração da geração fotovoltaica no desempenho de sistemas de distribuição de energia elétrica em regime permanente".

Data da defesa: 14/02/2014

Comissão Julgadora:	**Resultado:**
Prof. Dr. **José Carlos de Melo Vieira Júnior (Orientador)** (Escola de Engenharia de São Carlos/EESC)	APROVADO
Prof. Dr. **Madson Cortes de Almeida** (Universidade Estadual de Campinas/UNICAMP)	Aprovado
Prof. Dr. **Maurício Barbosa de Camargo Salles** (Escola Politécnica/USP)	APROVADO

Coordenador do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e Presidente da Comissão de Pós-Graduação:
Prof. Titular **Denis Vinicius Coury**

Agradecimentos

A Deus, por mais uma oportunidade de adquirir novas experiência e aprendizados.

Aos meus pais Marcos e Heloisa, pelo eterno apoio, carinho e confiança.

Ao meu irmão Eduardo, pela amizade e companheirismo durante todos os momentos.

Ao Paulo, meu marido e companheiro, por todo amor, apoio, motivação e compreensão.

Ao Prof. Dr. José Carlos de Melo Vieira Júnior pela orientação, apoio e confiança durante a execução deste trabalho e pelas oportunidades oferecidas que contribuíram profissional e pessoalmente.

Aos meus amigos da pós-graduação, em especial, Vinicius C. Moro, Rui B. Júnior, Daniel A. P. Ferreira, Guilherme S. Sestito, Daniel Motter, Marcelo A. A. Lima, Renato M. Monaro, Fernando B. Bottura, Athila Q. Santos, Thais Kempner, pela amizade, momentos de descontração, cafés e almoços.

Aos professores e funcionários do Departamento de Engenharia Elétrica e de Computação da Escola de Engenharia de São Carlos (EESC-USP) que de algum modo colaboraram com o desenvolvimento deste trabalho e a minha formação.

À Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (CAPES) pela concessão da bolsa de mestrado.

À Pró-Reitoria de Pós-Graduação da USP pelo apoio financeiro concedido para participação e apresentação do trabalho no congresso *2013 IEEE Power & Energy Society General Meeting* em Vancouver, Canada.

Resumo

PALUDO, J. A. **Avaliação dos Impactos de Elevados Níveis de Penetração da Geração Fotovoltaica no Desempenho de Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica em Regime Permanente.** 186p. Dissertação (Mestrado) - Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2014.

O emprego de geradores fotovoltaicos (FV) conectados ao sistema de distribuição de energia elétrica tem apresentado um crescimento significativo na última década. No Brasil, sua existência ainda é reduzida, entretanto a previsão é que esta aumente nos próximos anos em função das novas regulamentações estabelecidas pelas concessionárias de energia, com apoio da Agência Nacional de Energia Elétrica. O estudo das consequências trazidas pela conexão massiva de geradores FV possibilita o planejamento correto de operação do sistema de distribuição, evitando assim, a degradação da qualidade da energia elétrica fornecida aos consumidores. Dentro desse contexto, este trabalho possui como objetivo a análise da influência que um elevado nível de penetração de sistemas FV possui em um sistema de distribuição de energia elétrica. Durante as análises, foram considerados diversos geradores FV distribuídos aleatoriamente em dois sistemas de distribuição teste bastante distintos. O programa de simulação computacional empregado foi o OpenDSS. Os estudos consideraram situações de regime permanente e foram feitas abordagens empregando variações temporais, com o propósito de avaliar o comportamento e a interação entre os perfis de carga e geração FV. Os resultados mostraram a importância de considerar as variações temporais de demanda e de geração, e apontaram que o perfil de tensão em regime permanente, nível de desbalanço de tensão, perdas técnicas, regulação da tensão e desconexão dos geradores são fatores importantes que devem ser avaliados em estudos deste tipo. Além disso, mostrou-se que possíveis impactos negativos decorrentes da introdução massiva de geradores fotovoltaicos podem ser mitigados utilizando as soluções propostas ao final deste trabalho.

Palavras-chave: Geração Distribuída, Geração Fotovoltaica, OpenDSS, Qualidade da Energia Elétrica, Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica.

Abstract

PALUDO, J. A. **Assessment of the Steady State Performance of the Impacts of High Penetration Levels of Photovoltaic Generation in Distribution Systems**. 186p. Dissertation (Master's Degree) - Engineering School of Sao Carlos, University of Sao Paulo, Sao Carlos, 2014.

The employment of photovoltaic (PV) generators connected to the grid has increased significantly in the past decade. In Brazil, there are a few PV systems nowadays, but this scenario tends to change since new regulations have been established by the utilities with support of the Brazilian Electrical Energy Agency. The study of the effects caused by high penetration levels of PV generators enables the correct operation of the distribution networks and prevents the degradation of power quality provided to the consumers. In this context, the purpose of this research is to analyze the consequences caused by high-penetration levels of PV systems in distribution networks. Several distributed PV generators are considered and located randomly in two distinct distribution test feeders. The studies were carried out by using the software OpenDSS. The analysis focused on steady state studies and typical daily load and PV generation curves have been considered to evaluate the behavior and the interaction between loads and PV generation. The results have shown the importance of considering such load and power variation, and pointed out that voltage profile, voltage unbalance level, technical losses, voltage regulation and generators disconnection are important issues to be studied in situations like the ones analyzed in this work. Furthermore, possible negative impacts caused by high PV penetration levels can be mitigated by employing the potential solutions proposed in this dissertation.

Keywords: Distributed Generation, OpenDSS, Photovoltaic Generation, Power Distribution Systems, Power Quality.

Lista de siglas

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CA	Corrente alternada
CC	Corrente contínua
EPRI	*Electric Power Research Institute*
FD	Fator de Desequilíbrio
FP	Fator de Potência
FV	Fotovoltaico(a)
IEA	*International Energy Agency (Agência Internacional de Energia)*
IEEE	*Institute of Electrical and Electronics Engineers*
IEE-USP	Instituto de Energia e Ambiente da USP
MME	Ministério de Minas e Energia
OpenDSS	*The Open Distribution System Simulator*
P&D	Pesquisa e Desenvolvimento
P&O	Perturbar e Observar
PMP	Ponto de Máxima Potência
PRODEEM	Programa de Desenvolvimento Energético de Estados e Municípios
PRODIST	Procedimentos de Distribuição
PVPS	*Photovoltaic Power Systems Programme*
RCC	*Ripple Correlation Control*
RMS	*Root Mean Square*
RNAs	Redes Neurais Artificiais
RT	Regulador de Tensão
SFV	Sistema Fotovoltaico

TP	Transformador de Potencial
TUSD	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição
TUST	Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão

Lista de Símbolos

I_{pv}	Corrente fotovoltaica [A]
R_S	Resistência que representa as perdas originadas das quedas de tensão no interior da célula [Ω]
R_P	Resistência que corresponde às perdas devido às correntes de fuga [Ω]
I_D	Corrente que circula no diodo [A]
V_D	Tensão sobre o diodo [V]
I_0	Corrente de saturação reversa do diodo [A]
n	Constante de idealidade do diodo
V_T	Tensão térmica [V]
q	Carga elementar do elétron [C]
k	Constante de Boltzmann [J/ºK]
N_S	Número de células conectadas em série
N_p	Número de células conectadas em paralelo
I_{SC}	Corrente de curto-circuito [A]
V_{OC}	Tensão de circuito aberto [V]
V_{MP}	Tensão no ponto de máxima potência [V]
I_{MP}	Corrente no ponto de máxima potência [A]
K_V	Relação entre a temperatura de operação e a tensão do painel fotovoltaico [V/K]
K_I	Relação entre a temperatura de operação e a corrente do painel fotovoltaico [A/K]
T	Temperatura [K, ºC]
G	Nível de irradiação solar (W/m^2)
DHT_V	Distorção harmônica total de tensão

P_{pmp}	Potência no ponto de máxima potência
PQ	Carga do tipo potência constante
I	Carga do tipo corrente constante
Z	Carga do tipo impedância constante
ΔV	Variação de tensão [V]

Lista de figuras

Figura 1 - Crescimento da potência fotovoltaica instalada acumulada nos países participantes do *PVPS* da *IEA*, entre os anos de 1992 e 2012. *Fonte:* [4] 31
Figura 2 - Distribuição da potência instalada dos geradores fotovoltaicos entre os modos de operação isolado e conectado à rede elétrica entre os anos de 1995 e 2011. *Fonte:* [9] 32
Figura 3 - Diagrama ilustrativo de um sistema fotovoltaico conectado à rede de distribuição de energia elétrica. *Fonte:* [19] 38
Figura 4 - Circuito equivalente de uma célula fotovoltaica real 38
Figura 5 - Curva característica I x V de um arranjo fotovoltaico composto por 60 painéis KC125TM. *Fonte:* [19] 40
Figura 6 - Curva da potência em função da variação de tensão de um arranjo fotovoltaico composto por 60 painéis KC125TM. *Fonte:* [19] 41
Figura 7 - Influência da variação do nível de irradiação solar nas curvas de corrente e potência em função da tensão 43
Figura 8 - Influência da variação da temperatura de operação do arranjo fotovoltaico nas curvas de corrente e potência em função da tensão 43
Figura 9 - Conversor eletrônico de um estágio 44
Figura 10 - Conversor eletrônico de dois estágios. *Fonte:* [19] 45
Figura 11 - Parque solar de 71 MW, em Lieberose, Alemanha. *Fonte:* [29] 46
Figura 12 - Planta solar de 2 MW em Yushu, China. *Fonte:* [30] 46
Figura 13 - Instalação de 43,9 kW no telhado do *Congress Center Brdo* em Kranj, na Eslovênia. *Fonte:* [32] 47
Figura 14 - Conjunto fotovoltaico de 12 kW instalado na fachada do prédio do IEE, em São Paulo. *Fonte:* [33] 47

Figura 15 - Conjunto fotovoltaico de 7,5 kW instalado na Unicamp, Campinas, Brasil. *Fonte:* [19] 48
Figura 16 - Casa Eficiente da Eletrosul com potência fotovoltaica instalada de 2,25 kW em Florianópolis, Brasil. *Fonte:* [36] 48
Figura 17 - Conexão de gerador à rede de baixa tensão de distribuição através de inversor. 52
Figura 18 - Demanda de carga e potência fotovoltaica no período de um dia. *Fonte:* [48] 58
Figura 19 - Cenário convencional de um sistema de distribuição. *Fonte:* [51] 59
Figura 20 - Cenário de um sistema de distribuição com geradores fotovoltaicos instalados ao final da linha. *Fonte:* [51] 60
Figura 21 - Modelo da subestação no OpenDSS. *Fonte:* [60] 69
Figura 22 - Diagrama do modelo do sistema fotovoltaico do OpenDSS. *Fonte:* [62] 71
Figura 23 - Diagrama unifilar do sistema de distribuição de teste IEEE 13 barras. *Fonte:* [63] 73
Figura 24 - Diagrama unifilar do sistema de distribuição de teste baseado em um sistema de distribuição real brasileiro 74
Figura 25 - Diagrama das simulações do sistema IEEE 13 barras 76
Figura 26 - Diagrama das simulações do sistema de distribuição brasileiro 78
Figura 27 - Variação da tensão na fase A devido à conexão de sistema fotovoltaico na barra 675 81
Figura 28 - Variação da tensão na fase B devido à conexão de sistema fotovoltaico na barra 675 81
Figura 29 - Variação da tensão na fase C devido à conexão de sistema fotovoltaico na barra 675 81
Figura 30 - Comportamento das posições de *tap* devido à variação da potência do gerador fotovoltaico 82
Figura 31 - Variação da tensão nas fases A, B e C devido à conexão de sistemas fotovoltaicos nas barras 675, 671 e 634 84
Figura 32 - Variação da tensão na fase A devido à conexão de sistema fotovoltaico na barra 646 85
Figura 33 - Variação da tensão na fase B devido à conexão de sistema fotovoltaico na barra 646 85
Figura 34 - Variação da tensão na fase C devido à conexão de sistema fotovoltaico na barra 646 86

Figura 35 - Comportamento das posições de *tap* devido à variação da potência do gerador fotovoltaico conectado na barra 646 em condição de meia carga 87
Figura 36 - Variação da tensão nas fases A, B e C devido à conexão de sistemas fotovoltaicos nas barras 611, 645, 646 e 652 88
Figura 37 - Variação do nível de desbalanço de tensão devido à conexão de sistema fotovoltaico na barra 675 89
Figura 38 - Variação do nível de desbalanço de tensão devido à conexão de sistema fotovoltaico nas barras 675, 671 e 634 91
Figura 39 - Variação do nível de desbalanço de tensão devido à conexão de sistema fotovoltaico na barra 646 91
Figura 40 - Variação do nível de desbalanço de tensão devido à conexão de sistema fotovoltaico nas barras 611, 645, 646 e 652 92
Figura 41 - Perdas ativas totais devido à conexão de sistema fotovoltaico na barra 675 93
Figura 42 - Perdas ativas totais devido à conexão de sistema fotovoltaico na barra 646 94
Figura 43 - Curvas de demanda para a carga trifásica e balanceada da barra 671 - Perfil residencial 104
Figura 44 - Curvas de demanda para a carga trifásica e desbalanceada da barra 671 - Perfil residencial 105
Figura 45 - Curvas de demanda para a carga monofásica da barra 671 - Perfil residencial 105
Figura 46 - Curvas de demanda para a carga trifásica da barra 634 - Perfil residencial 105
Figura 47 - Curvas de demanda para a carga trifásica da barra 675 - Perfil comercial 106
Figura 48 - Curvas de demanda para a carga monofásica da barra 645 - Perfil residencial 106
Figura 49 - Curvas de demanda para a carga monofásica da barra 646 - Perfil comercial 106
Figura 50 - Curvas de demanda para a carga monofásica da barra 611 - Perfil residencial 107
Figura 51 - Curvas de demanda para a carga monofásica da barra 652 - Perfil residencial 107

Figura 52 - Curvas de demanda agregada do sistema de distribuição IEEE 13 barras 107
Figura 53 - Curva de potência ativa do sistema fotovoltaico trifásico da barra 671 108
Figura 54 - Curva de potência ativa do sistema fotovoltaico trifásico da barra 634 109
Figura 55 - Curva de potência ativa do sistema fotovoltaico trifásico da barra 675 109
Figura 56 - Curva de potência ativa do sistema fotovoltaico monofásico da barra 645 109
Figura 57 - Curva de potência ativa do sistema fotovoltaico monofásico da barra 646 110
Figura 58 - Curva de potência ativa do sistema fotovoltaico monofásico da barra 611 110
Figura 59 - Curva de potência ativa do sistema fotovoltaico monofásico da barra 652 111
Figura 60 - Relação entre a potência fotovoltaica ativa total e a carga ativa total do sistema de distribuição IEEE 13 barras 111
Figura 61 - Variação da tensão nas cargas da barra 671 113
Figura 62 - Variação da tensão na carga trifásica e desbalanceada da barra 634 114
Figura 63 - Variação da tensão na carga trifásica e desbalanceada da barra 675 115
Figura 64 - Variação da tensão na carga monofásica da barra 645 116
Figura 65 - Variação da tensão na carga monofásica da barra 646 117
Figura 66 - Variação da tensão na carga monofásica da barra 611 118
Figura 67 - Variação da tensão na carga monofásica da barra 652 119
Figura 68 - Variação do nível de desbalanço de tensão nas cargas da barra 671 120
Figura 69 - Variação do nível de desbalanço de tensão nas cargas da barra 634 120
Figura 70 - Variação do nível de desbalanço de tensão nas cargas da barra 675 121
Figura 71 - Perdas técnicas totais, em kWh, adotando as curvas de potência diárias ... 122
Figura 72 - Variação das posições do *tap* do regulador de tensão no período de 24 horas 123
Figura 73 - Curvas de demanda agregada do sistema de distribuição brasileiro 127
Figura 74 - Curva de potência fotovoltaica total no sistema de distribuição brasileiro 127
Figura 75 - Relação entre a potência fotovoltaica ativa total e a carga ativa total do sistema de distribuição brasileiro 128
Figura 76 - Curvas de potência ativa do primário do transformador da subestação TR1 129

Figura 77 - Curvas de potência reativa do primário do transformador da subestação TR1 130
Figura 78 - Variação da tensão no secundário do transformador da subestação TR1 131
Figura 79 - Variação da tensão no secundário do transformador 22 132
Figura 80 - Variação da tensão no secundário do transformador 25 133
Figura 81 - Variação da tensão no secundário do transformador 58 134
Figura 82 - Variação da tensão no secundário do transformador 85 135
Figura 83 - Variação do nível de desbalanço de tensão no secundário do transformador da subestação TR1 136
Figura 84 - Variação do nível de desbalanço de tensão no secundário do transformador 22 137
Figura 85 - Variação do nível de desbalanço de tensão no secundário do transformador 25 137
Figura 86 - Variação do nível de desbalanço de tensão no secundário do transformador 58 137
Figura 87 - Variação do nível de desbalanço de tensão no secundário do transformador 85 138
Figura 88 - Perdas técnicas totais, em kWh, adotando as curvas de potência diárias 138
Figura 89 - Variação das posições do *tap* do regulador de tensão da subestação do sistema de distribuição real, no período de um dia 140
Figura 90 - Curva de potência fotovoltaica total no sistema de distribuição IEEE 13 barras quando o fator de potência dos SFVs é 0,92 indutivo 147
Figura 91 - Relação entre a potência fotovoltaica total e a carga total do sistema de distribuição IEEE 13 barras quando o fator de potência dos SFVs é 0,92 indutivo 147
Figura 92 - Variação da tensão na carga da barra 671 148
Figura 93 - Variação da tensão na carga trifásica e desbalanceada da barra 675 149
Figura 94 - Variação do nível de desbalanço de tensão na carga trifásica da barra 671 150
Figura 95 - Variação do nível de desbalanço de tensão na barra 634 151
Figura 96 - Variação do nível de desbalanço de tensão na barra 675 151
Figura 97 - Perdas técnicas totais, em kWh, considerando as soluções propostas 152
Figura 98 - Variação das posições do *tap* do regulador de tensão da subestação no período de um dia 153

Figura 99 - Variação das posições do *tap* do regulador de tensão da subestação no período de um dia considerando o caso base 154
Figura 100 - Geometria dos cabos para os trechos aéreos. *Fonte:* [63] 172
Figura 101 - Geometria dos cabos para os trechos subterrâneos. *Fonte:* [63] 172
Figura 102 - Curva diária da temperatura (em ºC). 185
Figura 103 - Curva diária do nível de irradiação (em pu) 186
Figura 104 - Curva diária da $PPMP$ (em pu) em função da temperatura (em ºC)..... 186

Lista de tabelas

Tabela 1 - Parâmetros do painel fotovoltaico KC125TM (em condições normais de operação). *Fonte:* [19] 42
Tabela 2 - Modo de conexão em função da potência instalada. *Fonte:* [41] 51
Tabela 3 - Pontos de conexão em tensão nominal igual ou inferior a 1 kV. *Fonte:* [44] 53
Tabela 4 - Tempo máximo de desconexão para condições críticas de tensão 53
Tabela 5 - Variação do valor do fator de potência. *Fonte:* [41] 54
Tabela 6 - Cargas do sistema de distribuição IEEE 13 barras 74
Tabela 7 - Características dos bancos de capacitores 74
Tabela 8 - Características dos SVFs inseridos no sistema de distribuição brasileiro 78
Tabela 9 - Posições do *tap* considerando geradores instalados nas barras 675, 671 e 634 84
Tabela 10 - Posições do *tap* considerando geradores instalados nas barras 611, 645, 646 e 652 88
Tabela 11 - Posições do *tap* considerando conexão de SFV na barra 675 e carga máxima 96
Tabela 12 - Variações da tensão após a desconexão dos geradores da barra 675 com carga máxima 96
Tabela 13 - Posições do *tap* considerando conexão de SFV na barra 675 e meia carga 97
Tabela 14 - Variações da tensão após a desconexão dos geradores da barra 675 com meia carga 97
Tabela 15 - Posições do *tap* considerando conexão de SFV nas barras 675, 671 e 634, e carga máxima 98
Tabela 16 - Variações da tensão após a desconexão dos geradores das barras 675, 671 e 634, com carga máxima 98

Tabela 17 - Posições do *tap* considerando conexão de SFV nas barras 675, 671 e 634, e meia carga 98
Tabela 18 - Variações da tensão após a desconexão dos geradores das barras 675, 671 e 634, com meia carga 99
Tabela 19 - Variações da tensão após a desconexão dos geradores da barra 646 com carga máxima 100
Tabela 20 - Posições do *tap* considerando conexão de SFV na barra 646 e meia carga 100
Tabela 21 - Variações da tensão após a desconexão dos geradores da barra 646 com meia carga 100
Tabela 22 - Posições do *tap* considerando conexão de SFV nas barras 611, 645, 646 e 652, e carga máxima 101
Tabela 23 - Variações da tensão após a desconexão dos geradores das barras 611, 645, 646 e 652, com carga máxima 101
Tabela 24 - Posições do *tap* considerando conexão de SFV na barra 611, 645, 646 e 652, e meia carga 102
Tabela 25 - Variações da tensão após a desconexão dos geradores das barras 611, 645, 646 e 652, com meia carga 102
Tabela 26 - Posições do *tap* do regulador de tensão observada às 15h 124
Tabela 27 - Variações da tensão devido à desconexão dos sistemas fotovoltaicos 124
Tabela 28 - Variações da tensão devido à desconexão dos sistemas fotovoltaicos às 15h com Potência FV = 100% da carga instalada 140
Tabela 29 - Posições do *tap* do regulador de tensão observada às 15h 154
Tabela 30 - Variações da tensão devido à desconexão dos SFVs - Fator de potência dos SFVs é 0,92 indutivo 155
Tabela 31 - Variações da tensão devido à desconexão dos SFVs - Tensão de referência do RT é 120V 155
Tabela 32 - Variações da tensão devido à desconexão dos SFVs - Tensão de referência do RT é 120V e Fator de potência dos SFVs é 0,92 indutivo 156
Tabela 33 - Comparação entre os resultados das soluções empregadas no sistema IEEE 13 barras 158
Tabela 34 - Parâmetros da subestação SE 171
Tabela 35 - Características dos transformadores 171
Tabela 36 - Parâmetros de controle do regulador de tensão 172
Tabela 37 - Configurações das linhas de distribuição 173

Tabela 38 - Características das linhas de distribuição 173
Tabela 39 - Parâmetros da subestação. 175
Tabela 40 - Características dos transformadores. 175
Tabela 41 - Parâmetros de controle do regulador de tensão. 177
Tabela 42 - Cargas do sistema de distribuição real. 178
Tabela 43 - Parâmetros dos condutores das linhas de distribuição 180
Tabela 44 - Linhas de distribuição do sistema real 180

Sumário

1 Introdução 29

1.1 Geração fotovoltaica no Brasil e no mundo 30

1.2 Objetivos 34

1.3 Organização do documento 35

1.4 Publicação do trabalho 35

2 Conexão de Sistemas Fotovoltaicos em Redes de Distribuição de Energia Elétrica 37

2.1 Sistema fotovoltaico 37

2.1.1 Painel fotovoltaico 38

2.1.2 Conversor eletrônico 44

2.2 Sistemas fotovoltaicos em redes de distribuição 45

2.3 Regulamentação e legislação brasileira 49

2.4 Normas técnicas 50

2.4.1 Modo de conexão 51

2.4.2 Regulação da tensão 52

2.4.3 Desequilíbrio de tensão 53

2.4.4 Fator de Potência 54

2.4.5 Ilhamento 54

2.5 Considerações finais sobre o capítulo 55

3 Impactos da Conexão de Sistemas Fotovoltaicos em Redes de Distribuição de Energia Elétrica 57

3.1 Fluxo de potência 58

3.1.1 Redução da demanda de carga na subestação 58

3.1.2 Fluxo de potência reverso 59

3.1.3 Potência reativa 60

3.2 Fator de potência 61
3.3 Variações de tensão 62
3.3.1 Elevação de tensão 62
3.3.2 Queda de tensão ao longo do alimentador 63
3.4 Nível de desbalanço de tensão 64
3.5 Perdas técnicas 65
3.6 Considerações finais sobre o capítulo 66

4 Modelagem e Metodologia para as Simulações Computacionais 67

4.1 Modelagem do sistema elétrico 67
4.1.1 OpenDSS 68
4.1.2 Modelos dos elementos do sistema elétrico 68
4.2 Descrição dos sistemas de distribuição de teste 72
4.2.1 IEEE 13 barras 72
4.2.2 Sistema de distribuição brasileiro 74
4.3 Metodologia para as simulações computacionais 75
4.3.1 Simulações do sistema IEEE 13 barras 76
4.3.2 Simulações do sistema de distribuição brasileiro 77

5 Resultados 79

5.1 IEEE 13 barras - Demanda de carga e potência fotovoltaica com variação controlada 79
5.1.1 Tensão em regime permanente 80
5.1.2 Nível de desbalanço de tensão 89
5.1.3 Perdas técnicas totais 92
5.1.4 Regulação de tensão e desconexão dos geradores fotovoltaicos ... 94
5.1.5 Conclusões parciais 102
5.2 IEEE 13 barras - Curvas de demanda e de potência fotovoltaica 104
5.2.1 Caracterização das cargas 104
5.2.2 Caracterização dos geradores fotovoltaicos 108
5.2.3 Tensão em regime permanente 112
5.2.4 Nível de desbalanço de tensão 119
5.2.5 Perdas técnicas totais 121
5.2.6 Regulação de tensão e desconexão dos geradores fotovoltaicos. 122
5.2.7 Conclusões parciais 125

5.3 Sistema de distribuição brasileiro 126
5.3.1 Características das cargas e dos geradores fotovoltaicos 126
5.3.2 Tensão em regime permanente 130
5.3.3 Nível de desbalanço de tensão 135
5.3.4 Perdas técnicas totais 138
5.3.5 Regulação de tensão e desconexão dos geradores fotovoltaicos. 139
5.3.6 Conclusões parciais 140
5.4 Considerações finais sobre o capítulo 141

6 Soluções para Mitigar os Impactos Negativos dos Geradores Fotovoltaicos. 145

6.1 Resultados 146
6.1.1 Tensão em regime permanente 148
6.1.2 Nível de desbalanço de tensão 150
6.1.3 Perdas técnicas totais 151
6.1.4 Regulação de tensão e desconexão dos geradores fotovoltaicos. 152
6.2 Considerações finais sobre o capítulo 156

7 Conclusões 159

7.1 Trabalhos futuros 162

8 Referências Bibliográficas 165

IEEE 13 barras 171

Sistema de distribuição brasileiro 175

Curvas do sistema fotovoltaico 185

Capítulo 1

Introdução

A sociedade está cada vez mais dependente da eletricidade, seja em residências, indústrias ou centros comerciais. Dessa forma, o crescimento populacional juntamente com o desenvolvimento tecnológico de produtos eletroeletrônicos acarretam na elevação da demanda de energia elétrica. Em paralelo, encontram-se as preocupações devido ao esgotamento dos recursos energéticos não renováveis e a preservação do meio ambiente.

Considerando esse cenário, muitos países têm buscado a diversificação da matriz energética, visando o abastecimento de energia contínuo aos consumidores, a redução da dependência dos recursos naturais não renováveis, tais como combustíveis derivados do petróleo, bem como a diminuição das emissões de gás carbônico (CO_2).

O Brasil é considerado um exemplo quando se trata de geração com fontes de energia renováveis, uma vez que a principal forma de geração de energia elétrica no país são as usinas hidrelétricas. Dessa forma, não foram necessárias grandes mudanças para adequação às exigências ambientais, como foi o caso de muitos países europeus, que possuíam a energia térmica como a principal fonte de suas matrizes de energia elétrica. Entretanto, a diversificação da matriz energética no país é importante para garantir o fornecimento de energia suficiente e com qualidade no futuro.

O emprego de geradores distribuídos para auxiliar no suprimento da crescente demanda de energia vem crescendo mundialmente. Estes geradores possuem a característica de geração descentralizada, com objetivo de fornecer energia às cargas localizadas próximas aos mesmos. O uso desta categoria de geração apresenta várias vantagens, tais como elevação da eficiência energética, redução dos custos devido à expansão de alimentadores, redução das perdas na transmissão e na distribuição da

energia elétrica, além de sua flexibilidade de implantação em função de seu pequeno porte [1].

Uma forma de geração distribuída que vem ganhando destaque atualmente é a geração fotovoltaica. Da perspectiva ambiental, que busca soluções renováveis e sustentáveis, o emprego de painéis solares para a geração de energia elétrica é extremamente apropriado. Isso é justificado uma vez que sua fonte (o Sol) é renovável e limpa e, além disso, suas instalações não provocam grandes impactos ambientais, visuais ou sonoros.

1.1 Geração fotovoltaica no Brasil e no mundo

A geração fotovoltaica é a geração com fonte renovável que apresentou o maior crescimento mundial na última década, conforme citado em [2], [3]. A Figura 1 ilustra o crescimento da capacidade instalada dos geradores fotovoltaicos nos países participantes do *Photovoltaic Power Systems Programme* (*PVPS)* da Agência Internacional de Energia (*International Energy Agency - IEA*) [4], entre os anos de 1992 e 2012. O *PVPS* é um programa que aborda as aplicações da geração fotovoltaica, com o intuito de auxiliar projetos de pesquisa e desenvolvimento e estimular o emprego dos geradores solares. Os países participantes deste programa são Austrália, Áustria, Bélgica, Canadá, China, Dinamarca, França, Alemanha, Israel, Itália, Japão, Coréia, Malásia, México, Holanda, Noruega, Portugal, Espanha, Suécia, Suíça, Turquia, Estados Unidos e os países do Reino Unido.

Segundo [5], no ano de 2012, a capacidade fotovoltaica mundial instalada quase atingiu a potência de 100 GW. Estimou-se que com toda a potência fotovoltaica instalada no mundo até 2012, seria possível gerar cerca de 110 TWh durante um ano. O relatório "*Tracking Clean Energy Progress 2013*" da *IEA* [6], também apresentou dados apontando o crescimento mundial da energia solar fotovoltaica. Em 2012, avaliou-se que as gerações fotovoltaica e eólica obtiveram níveis de expansão de 42% e 19%, respectivamente, comparando com suas potências acumuladas em 2011. Segundo o mesmo relatório, essas formas de geração estão consolidando seu espaço no mercado energético.

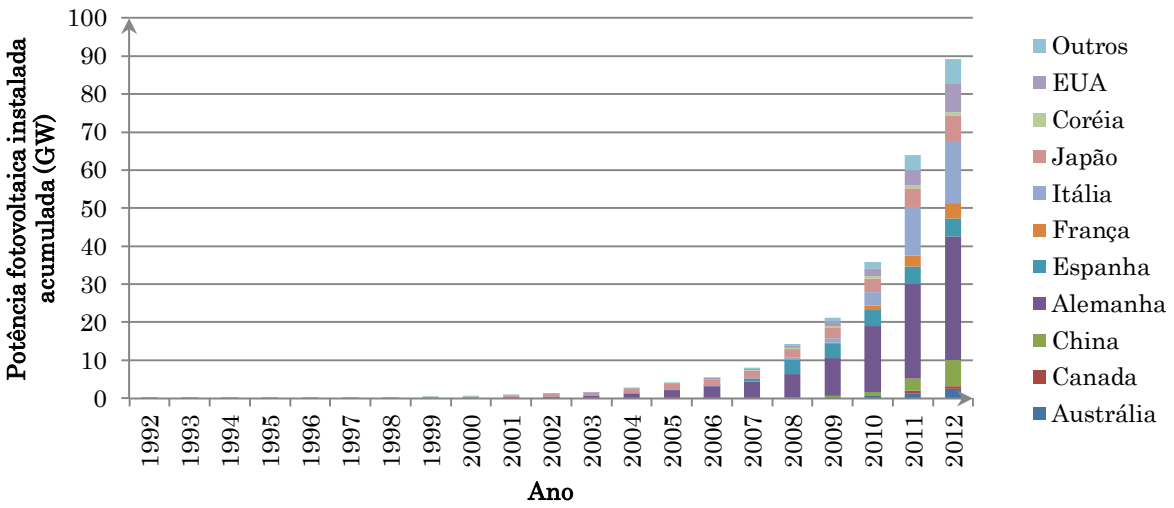


Figura 1 - Crescimento da potência fotovoltaica instalada acumulada nos países participantes do *PVPS* da *IEA*, entre os anos de 1992 e 2012. *Fonte:* [4]

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 [5]. Essa queda pode ser justificada, principalmente, devido aos incentivos governamentais que ocorreram em vários países, assim como ao aumento da competição no processo de fabricação dos dispositivos. Após o ingresso da China e Taiwan na lista dos países fabricantes de células fotovoltaicas, os preços das mesmas reduziram significativamente [7]. Entre os anos de 2009 e 2010, as células fotovoltaicas apresentaram uma redução no preço de quase 11%, enquanto que os módulos mostraram uma redução na faixa de 30% [8]. Segundo [5], a queda nos preços se elevou em 2011, e persistiu em 2012, elevando a capacidade instalada nos países que já possuíam a geração fotovoltaica em seus territórios e possibilitando que outros países tivessem acesso à mesma. Na Figura 1 é possível observar o aumento da capacidade fotovoltaica instalada nos países participantes do *PVPS* quase triplicou entre os anos de 2010 e 2012.

Os sistemas fotovoltaicos possuem, basicamente, dois modos de operação: isolado e conectado à rede elétrica, sendo que o número de sistemas fotovoltaicos conectados às redes de distribuição de energia elétrica vem crescendo nos últimos anos, superando as operações de forma isolada. A comparação entre os dois modo de operação pode ser observada na Figura 2, a qual apresenta estimativas anuais dos sistemas fotovoltaicos instalados nos países participantes do *PVPS* da *IEA* [9].

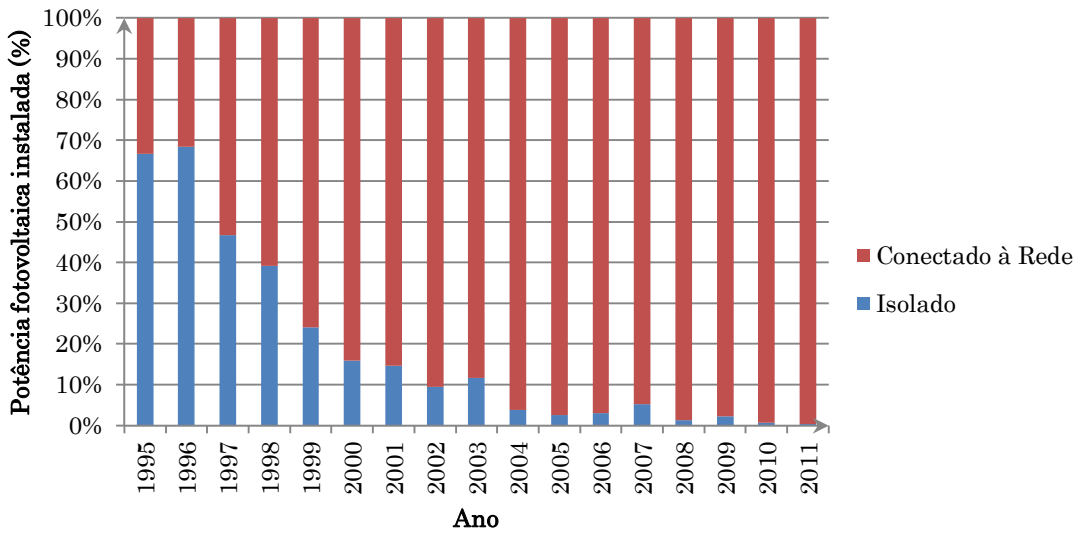


Figura 2 - Distribuição da potência instalada dos geradores fotovoltaicos entre os modos de operação isolado e conectado à rede elétrica entre os anos de 1995 e 2011. *Fonte:* [9]

A aplicação da energia solar para a geração de energia elétrica ainda é recente no Brasil. As instalações de painéis solares ocorreram, principalmente, após o início do Programa de Desenvolvimento Energético de Estados e Municípios (PRODEEM), do Ministério de Minas e Energia (MME), em 1994 [10]. O objetivo do programa era atender as comunidades isoladas que não tinham acesso à energia elétrica convencional empregando fontes renováveis de geração de energia, sendo a geração fotovoltaica uma das utilizadas. Outro programa do governo federal com conceito semelhante e que também auxiliou na introdução da energia solar no Brasil foi o programa "Luz para Todos", iniciado em 2003, com o objetivo de estender a energia elétrica a todos os brasileiros. Em dezembro de 2013, 15 milhões de pessoas em todo território nacional já haviam sido atendidas pelo programa [11].

Atualmente, a operação dos sistemas fotovoltaicos de forma isolada é predominante no Brasil, ao contrário do panorama mundial. Até o final de 2011, havia aproximadamente 31,5 MW de capacidade fotovoltaica instalada no Brasil, sendo 30 MW de sistemas fotovoltaicos isolados e 1,5 MW de sistemas conectados à rede elétrica. O primeiro sistema fotovoltaico conectado à rede foi instalado em 1995, entretanto, até o final de 2011 havia pouco menos de 70 sistemas operando em paralelo com a rede elétrica, ilustrando assim seu lento crescimento no país [12].

O emprego de grande parte dos geradores fotovoltaicos no Brasil destina-se ao fornecimento de energia às comunidades isoladas, de difícil acesso, nas quais não é viável o uso da rede elétrica convencional [13], [14]. Outras pequenas aplicações da geração fotovoltaica podem ser encontradas também na iluminação pública, em sistemas de

bombeamento de água, cercas elétricas, alimentação de telefones públicos, etc. Em [15] o autor mostra que grande parte dos sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica concentra-se, principalmente, em núcleos de pesquisas universitários ou em áreas de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) de concessionárias de energia e empresas privadas. Além disso, foi apresentado que aproximadamente 95% da potência instalada estão localizados nas regiões Sul e Sudeste, sendo que a região Nordeste é aquela que apresenta o maior potencial solar para o emprego dos painéis solares.

A ausência de geradores fotovoltaicos na rede de distribuição brasileira pode ser justificada por alguns motivos, como por exemplo, seu custo elevado. Mesmo com a queda dos preços de instalação, o valor atual dos equipamentos pode inviabilizar a aplicação da geração fotovoltaica em determinados casos e ao mesmo tempo limitar os consumidores que terão acesso a esta geração. Além disso, as tarifas de consumo de energia elétrica através dos sistemas fotovoltaicos não são favoráveis, uma vez que foram apontados valores de três a quatro vezes maiores que as tarifas das gerações de energia convencionais [2]. Contudo, como já citado anteriormente, o custo decrescente da produção de células e módulos fotovoltaicos torna a aplicação cada vez mais factível. Neste sentido, uma previsão exposta em [15] estima que em um período inferior a 10 anos, os valores da tarifa convencional de energia elétrica e da tarifa fotovoltaica não apresentarão diferenças tão significativas como ocorre atualmente. Na Alemanha, por exemplo, o preço por kWh da geração fotovoltaica já é competitivo comparado ao preço da geração convencional, em função de fortes incentivos do governo. O resultado é refletido na elevação do número de painéis fotovoltaicos instalados no território alemão, sendo que em 2012, a capacidade fotovoltaica instalada representou 5,6% da produção energética anual do país [5].

De modo geral, o custo de implantação de um sistema fotovoltaico é composto pelo custo dos painéis solares, do inversor e do *BoS (Balance of the System)*, que inclui o custo de componentes auxiliares da instalação, como cabos e estruturas mecânicas, além do próprio custo da instalação [16]. A partir de consultas com distribuidores brasileiros, o autor de [17] encontrou valores entre R$ 8,00/Wp[1] e R$ 10,00/Wp para a instalação completa de um sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica. Uma pesquisa semelhante feita pela ABINEE [12] considerando os valores do mercado europeu[2] e, portanto, a importação dos componentes, encontrou um valor de R$ 7,12/Wp para instalações residenciais (de 3 kW) e R$ 6,27/Wp para comerciais (de 30 kW). Pode-se dizer que esses

[1] Wp corresponde à watt pico.
[2] A taxa de câmbio adotada na referência foi de R$2,30 para 1€.

valores são compatíveis com o mercado brasileiro, uma vez que a taxa de câmbio é variável. Além disso, é possível observar a influência da potência fotovoltaica instalada no custo de implantação dos sistemas. Em [16], são apresentadas algumas propostas de incentivos governamentais à geração fotovoltaica. Incentivos no imposto de renda, assim como incentivos fiscais nos equipamentos, instalação e montagem poderiam estimular o emprego de geradores fotovoltaicos.

Outro obstáculo encontrado na instalação de geradores fotovoltaicos no Brasil era a ausência de regulamentação na conexão desse tipo de gerador no sistema de distribuição. Entretanto, devido a uma pressão exercida pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) sobre as concessionárias de energia, foram criadas normas que estabelecem condições gerais para a conexão de micro e minigeradores distribuídos na rede elétrica de distribuição [18]. Essa regulamentação visa abranger os pequenos geradores que possuem como base a energia hidráulica, a solar, a eólica, a biomassa ou a cogeração qualificada. Uma abordagem mais detalhada da regulamentação brasileira acerca deste assunto será realizada no capítulo 2.

1.2 Objetivos

Estima-se que nos próximos anos, um aumento significativo da capacidade instalada de geradores fotovoltaicos conectados à rede elétrica ocorra no Brasil. Sendo assim, visando o panorama futuro do sistema elétrico nacional, é de extrema importância o estudo dos possíveis impactos na rede de distribuição, após a conexão de uma grande quantidade de geradores fotovoltaicos e outros geradores distribuídos de pequeno porte. Além disso, é necessário verificar quais seriam as possíveis limitações dos sistemas elétricos, em geral, na acomodação do crescente número de micro e minigeradores nas redes de distribuição.

Deste modo, considerando o contexto descrito, os principais objetivos deste trabalho são:

- Analisar os impactos causados devido à conexão de diferentes níveis de penetração de geradores fotovoltaicos, propondo focar os seguintes aspectos: perfil de tensão em regime permanente, perdas técnicas, níveis de desbalanço de tensão, regulação da tensão e desconexão dos geradores;
- Avaliar a severidade dos impactos considerando dois sistemas elétricos com características muito distintas;

- Indicar propostas para reduzir ou amenizar eventuais impactos negativos decorrentes da penetração de geradores fotovoltaicos em redes de distribuição.

1.3 Organização do documento

Este documento está divido em sete capítulos. Este primeiro capítulo abordou a situação atual da geração fotovoltaica no Brasil e no mundo, assim como os principais objetivos deste trabalho.

O segundo capítulo oferece uma exposição geral da conexão de sistemas fotovoltaicos em sistemas de distribuição, abordando desde a sua composição e modelagem até normas e padrões a serem observados quando da conexão dos mesmos.

O terceiro capítulo apresenta uma revisão bibliográfica acerca dos impactos que a interligação de uma grande quantidade de geradores fotovoltaicos causa nas redes de distribuição.

O quarto capítulo foca na modelagem do sistema elétrico e na metodologia empregada para análise nesta dissertação.

O quinto capítulo expõe os resultados encontrados durante a simulação, juntamente com uma discussão a respeito dos mesmos.

O sexto capítulo propõe algumas possíveis soluções para reduzir ou amenizar eventuais impactos negativos encontrados durante as simulações.

O sétimo capítulo traz as conclusões do presente trabalho.

Por fim, têm-se os apêndices A, B e C. O apêndice A apresenta a descrição do sistema de distribuição IEEE 13 barras juntamente com os parâmetros envolvidos na simulação. Analogamente, o apêndice B traz a apresentação detalhada de um sistema de distribuição real também considerado nas análises. O apêndice C expõe as curvas empregadas na modelagem do sistema fotovoltaico do programa de simulação OpenDSS.

1.4 Publicação do trabalho

Até o momento, um trabalho referente ao tema desta dissertação foi publicado em:

- Congresso *2013 IEEE PES General Meeting*, em Vancouver, Canadá com o título "*Analysis of PV Generation Impacts on Voltage Imbalance and on Voltage Regulation in Distribution Networks*".

Capítulo 2

Conexão de Sistemas Fotovoltaicos em Redes de Distribuição de Energia Elétrica

Neste capítulo são abordados aspectos gerais relacionados ao emprego dos geradores fotovoltaicos conectados nos sistemas de distribuição de energia elétrica. Primeiramente é apresentada a composição de um sistema fotovoltaico, em seguida, são exibidas algumas normas e regulamentações existentes para a conexão destes geradores nas redes de distribuição.

2.1 Sistema fotovoltaico

A composição de um sistema fotovoltaico (SFV) pode variar em função da aplicação desejada. A Figura 3 apresenta a configuração básica de um sistema fotovoltaico conectado ao sistema de distribuição de energia elétrica. Nota-se que um sistema fotovoltaico é constituído basicamente pelo dispositivo fotovoltaico (módulo ou painel) e o conversor eletrônico. Maiores detalhes serão discutidos nas seções seguintes.

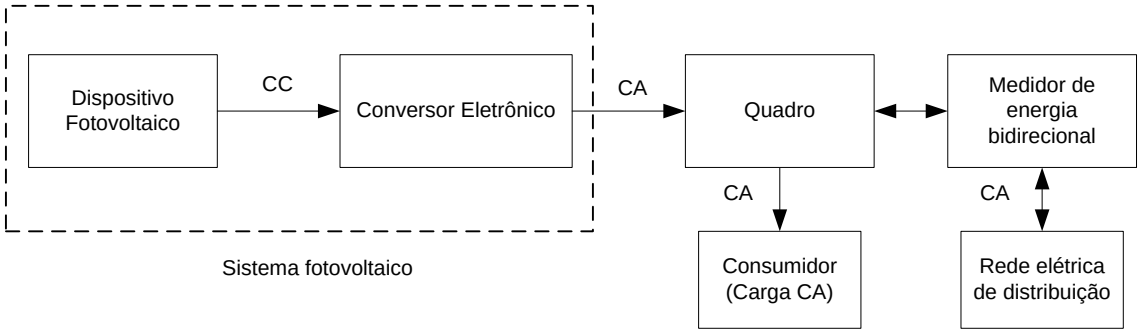


Figura 3 - Diagrama ilustrativo de um sistema fotovoltaico conectado à rede de distribuição de energia elétrica. *Fonte:* [19]

2.1.1 Painel fotovoltaico

A célula fotovoltaica é a principal estrutura de um sistema fotovoltaico. Um painel fotovoltaico é simplesmente a associação em série e/ou paralelo dessas células. A Figura 4 expõe o circuito equivalente de uma célula fotovoltaica.

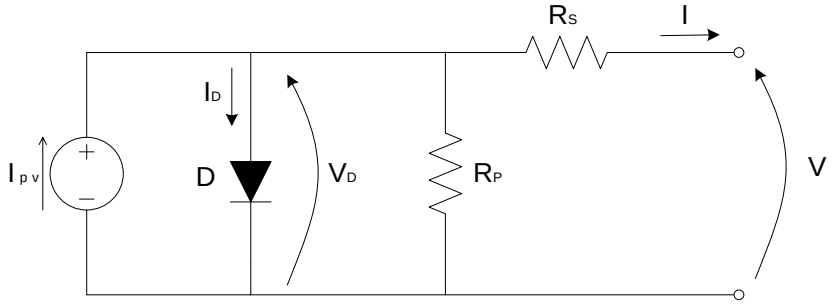


Figura 4 - Circuito equivalente de uma célula fotovoltaica real

A fonte de corrente I_{pv} 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 [20]. O diodo presente no circuito da Figura 4 representa essa junção, devido às similaridades físicas com a célula fotovoltaica.

Se fosse considerado um circuito equivalente ideal, este seria composto apenas por esses dois componentes: a fonte de corrente e o diodo. Como se deseja representar a célula mais próxima à real, outros parâmetros precisam ser inclusos, como as resistências R_S e R_P [21].

A resistência 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 R_P corresponde às perdas devido às correntes de fuga e seu valor é mais elevado, na faixa de 200 a 300 Ω. Pequenas variações em R_S podem afetar o desempenho da célula, o que não ocorre quando há variações em R_P [21].

Os parâmetros I_D, V_D, I e V representam a corrente que circula pelo diodo, a tensão sobre o mesmo, a corrente de saída e a tensão de saída da célula, respectivamente. A corrente I_D é determinada por meio da equação do diodo de Shockley [22]. Dessa forma, empregando a primeira Lei de Kirchhoff no circuito equivalente da Figura 4, tem-se a equação (1):

$$I = I_{pv} - \underbrace{I_0\left(e^{\frac{V+I\cdot R_S}{n\cdot V_T}} - 1\right)}_{I_D} - \frac{V + I\cdot R_S}{R_P} \tag{1}$$

Em (1), a corrente I_0 é a corrente de saturação reversa do diodo. Seu valor pode variar em função do material utilizado para a construção da célula e da temperatura em que a mesma se encontra.

O parâmetro n é a constante de idealidade do diodo e o valor adotado varia, geralmente, entre 1,0 e 1,5. Sua magnitude interfere na curvatura da curva característica I x V da célula, ou painel fotovoltaico. Essa constante pode ser escolhida de forma aleatória na primeira etapa da modelagem e seu valor pode ser alterado posteriormente, caso o modelo obtido não se encontre dentro das expectativas.

A tensão V_T é a tensão térmica do dispositivo e é determinada por meio de (2).

$$V_T = \frac{k\cdot T}{q} \tag{2}$$

Em (2), q é a carga elementar do elétron (1,60217646 x 10^{-19} C), k é a constante de Boltzmann (1,3806503 x 10^{-23} J/ºK) e T é a temperatura de operação da célula, em kelvin (K).

Para uso comercial, as células solares são associadas em série e/ou paralelo para a construção de painéis (ou módulos) fotovoltaicos. Estes possuem uma potência de saída que varia na faixa de, aproximadamente, 50 W a 200 W [23]. A associação de painéis, ou até mesmo somente de células, constituem os arranjos fotovoltaicos. A conexão em série eleva a tensão fornecida pelo dispositivo e a conexão em paralelo aumenta o valor da corrente provida pelo mesmo.

Em [19], é exposta a adaptação à equação (1) para um arranjo fotovoltaico, com N_S células conectadas em série e N_p em paralelo. A equação completa é dada em (3).

$$I = I_{pv} \cdot N_p - I_0 \cdot N_p \cdot \left(e^{\frac{V+\left(\frac{R_S \cdot N_S}{N_P}\right)\cdot I}{n \cdot V_T \cdot N_S}} - 1 \right) - \frac{V + \left(\frac{R_S \cdot N_S}{N_P}\right) \cdot I}{\left(\frac{R_P \cdot N_S}{N_P}\right)} \quad (3)$$

Para um melhor entendimento do comportamento dos dispositivos fotovoltaicos, duas curvas serão apresentadas. A primeira curva é a curva característica I x V, que ilustra o comportamento da corrente de saída do dispositivo fotovoltaico em função da tensão de saída do mesmo. A segunda curva é a curva P x V, a qual apresenta a variação da potência de saída do dispositivo em função da tensão de saída do mesmo.

2.1.1.1 Curvas características

A curva característica I x V de uma célula, painel, ou arranjo fotovoltaico tem o comportamento apresentado na Figura 5. Para a construção desta figura, considerou-se o arranjo fotovoltaico empregado em [19], composto por 60 painéis do tipo KC125TM da Kyocera [24], sendo 3 conjuntos em paralelo de 20 painéis conectados em série. Nesta curva, são dois pontos importantes que devem ser analisados: o ponto da corrente de curto-circuito (I_{SC}) e o da tensão de circuito aberto (V_{OC}).

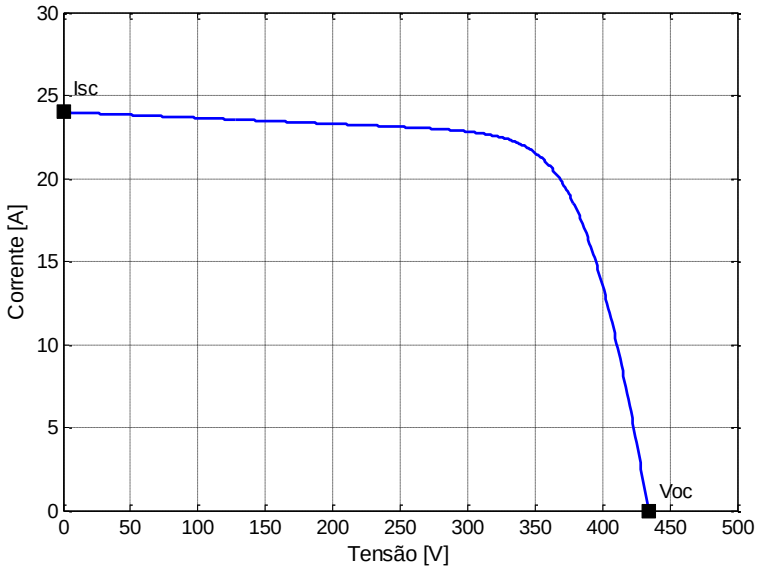


Figura 5 - Curva característica I x V de um arranjo fotovoltaico composto por 60 painéis KC125TM. *Fonte:* [19]

A Figura 6 ilustra a variação da potência de saída do dispositivo em função da tensão. Um ponto importante que é possível determinar por meio dessa curva é o ponto de máxima potência (PMP) e a tensão referente a este ponto, tensão de máxima potência (V_{MP}). Utilizando essas informações e a curva da Figura 5 é possível determinar a corrente referente à máxima potência (I_{MP}).

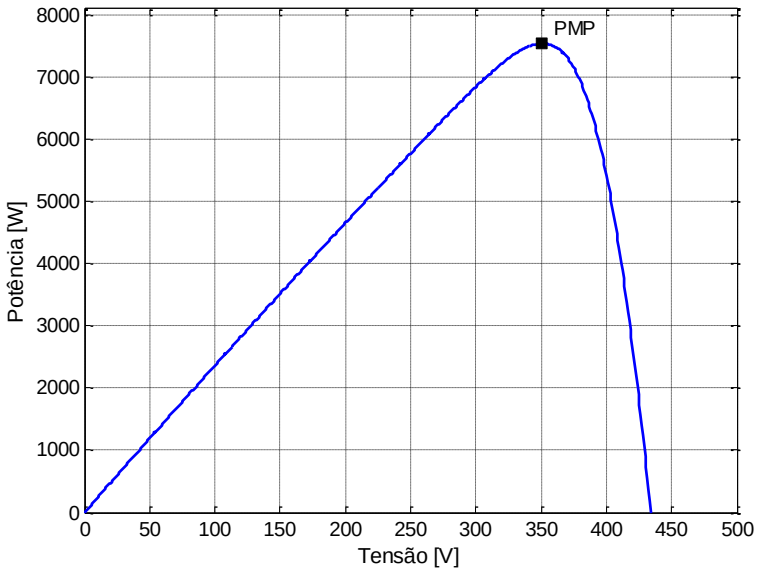


Figura 6 - Curva da potência em função da variação de tensão de um arranjo fotovoltaico composto por 60 painéis KC125TM. *Fonte:* [19]

Os parâmetros PMP, V_{OC}, V_{MP}, I_{MP}, I_{SC} apresentados são relevantes na caracterização de um painel fotovoltaico e estes são, normalmente, fornecidos pelos fabricantes de painéis em suas especificações técnicas. Outras informações que também são disponibilizadas são os coeficientes K_V (em V/K), que apresenta uma relação entre a temperatura de operação e a tensão do painel, e K_I (em A/K), que exibe a relação entre a temperatura e a corrente. É importante ressaltar que os valores expostos nas especificações técnicas dos fabricantes consideram condições normais de operação, isto é, temperatura de operação igual a 25ºC e nível de irradiação solar igual a 1000 W/m².

A influência da temperatura e do nível de irradiação solar no desempenho do painel fotovoltaico é estimada pela equação (4). Nesta, a corrente I_{pv} é a corrente responsável pelas mudanças nos parâmetros de saída do dispositivo fotovoltaico [19]:

$$I_{pv} = (I_{pv,n} + K_I \cdot \Delta_T) \cdot \frac{G}{G_n} \tag{4}$$

em que $I_{pv,n}$ é a corrente fotovoltaica nas condições normais de operação, Δ_T é a variação entre a temperatura de operação (T) e a temperatura nominal ($T_n = 25°C$), G é o nível de irradiação solar no dispositivo em W/m² e G_n é o nível de irradiação solar nominal ($G_n = 1000W/m^2$).

A corrente de saturação reversa do diodo, I_0, também sofre variações em função da mudança de temperatura. Em [19] é apresentada a equação (5), que abrange as constantes K_V e K_I para o cálculo de I_0.

$$I_0 = \frac{(I_{sc,n} + K_I \cdot \Delta_T)}{e^{\frac{(V_{OC,n}+K_V \cdot \Delta_T)}{n \cdot V_t}} - 1} \tag{5}$$

Em (5), as variáveis $I_{SC,n}$ e $V_{OC,n}$ correspondem aos valores da corrente de curto-circuito e da tensão de circuito aberto, nas condições normais de operação.

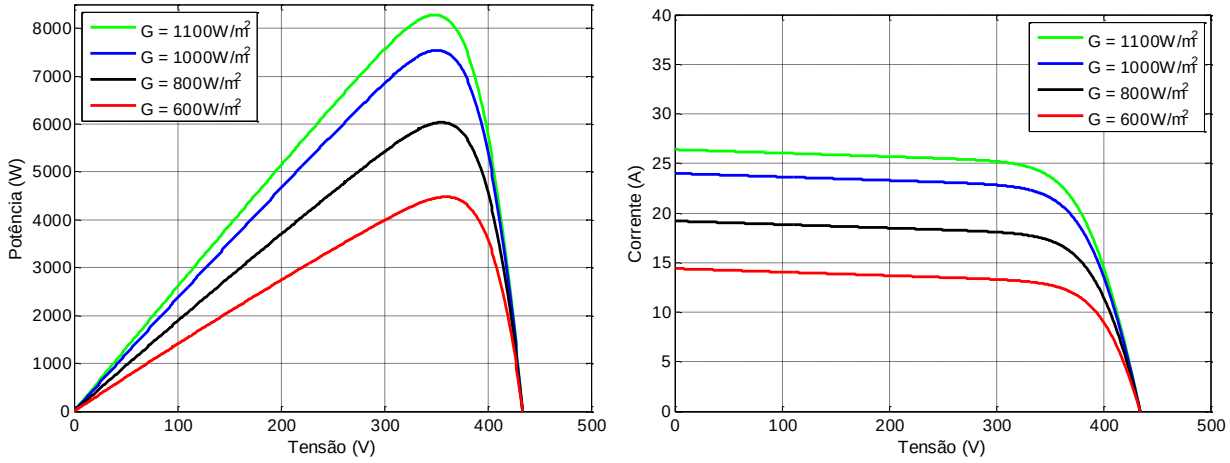
Para ilustrar as influências da temperatura de operação e do nível de irradiação solar no desempenho de um dispositivo fotovoltaico, foram criadas várias curvas característica e de potência adotando diferentes níveis de temperatura e irradiação. Para geração das curvas, foram consideradas as equações (2), (3), (4) e (5), assim como os dados referentes ao painel fotovoltaico KC125TM expostos na Tabela 1.

Tabela 1 - Parâmetros do painel fotovoltaico KC125TM (em condições normais de operação[3]).
Fonte: [19]

Parâmetros	Valores Nominais
I_{mp}	7,26 A
V_{mp}	17,4 V
P_{pmp}	125,28 W
$V_{oc,n}$	21,7 V
$I_{sc,n}$	8 A
K_v	-0,0821 V/K
K_i	0,00318 A/K
$I_{0,n}$	4,3684 x 10-9 A
$I_{pv,n}$	8 A
R_p	42 Ω
R_s	0,17052 Ω
n	1,1

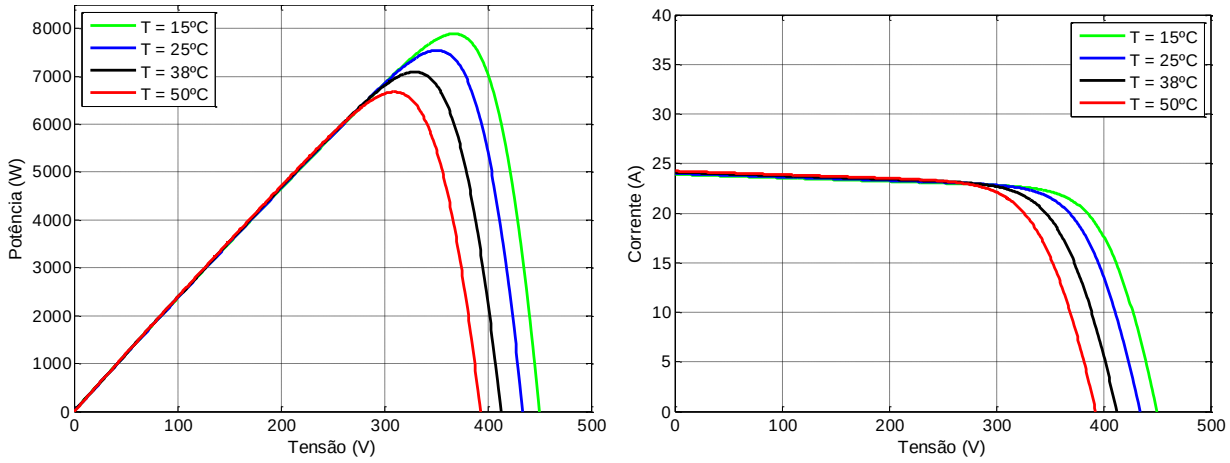
A Figura 7 representa a influência da variação do nível de irradiação solar, adotando a temperatura fixa em 25ºC. Já a Figura 8 apresenta o impacto da mudança da temperatura, neste caso com o nível de irradiação solar fixo em 1000 W/m². Ambas as figuras consideram o conjunto de 60 painéis fotovoltaicos do tipo KC125TM.

[3] Nível de irradiação igual a 1000W/m² e temperatura de operação igual a 25ºC.



(a) Curva P x V (b) Curva I x V

Figura 7 - Influência da variação do nível de irradiação solar nas curvas de corrente e potência em função da tensão



(a) Curva P x V (b) Curva I x V

Figura 8 - Influência da variação da temperatura de operação do arranjo fotovoltaico nas curvas de corrente e potência em função da tensão

2.1.1.2 Busca do Ponto de Máxima Potência (PMP)

A busca pelo Ponto de Máxima Potência (PMP) é uma ferramenta que possibilita o painel fotovoltaico operar sempre com o melhor desempenho energético possível, considerando a limitação das condições climáticas da ocasião. Este assunto é bastante difundido na literatura técnica, desta forma, há diversos métodos para realizar o rastreamento do PMP, como foi exposto pelos autores de [25]. Dentre os principais métodos abordados estão: P&O (Perturbar e Observar), *Hill climbing*, Condutância incremental, V_{OC} fracional, I_{SC} fracional, Controle com Lógica Fuzzy, Redes Neurais Artificiais (RNAs), *Ripple Correlation Control (RCC)*.

Os métodos de busca do PMP resumem-se em encontrar, para determinados níveis de irradiação solar e temperatura ambiente, a tensão (V_{PMP}) ou a corrente (I_{PMP}) de máxima potência. O emprego de alguns desses métodos pode ser dificultado quando há a ocorrência de nuvens, que podem acarretar sombreamentos totais ou parciais. Nessas condições, a curva P x V do dispositivo poderia apresentar vários pontos máximos locais, sendo necessária uma estratégia para determinar o ponto máximo global, isto é, o verdadeiro PMP.

2.1.2 Conversor eletrônico

A conexão entre um dispositivo fotovoltaico e a rede elétrica de distribuição necessita de algumas adequações nos valores de saída do primeiro. O equipamento responsável por essa tarefa é o conversor eletrônico. Este deve ajustar os parâmetros de tensão e corrente fotovoltaica antes de introduzi-los à rede elétrica ou abastecer um consumidor (com carga CA).

Os conversores podem possuir um ou dois estágios. O conversor de um estágio possui apenas um conversor CC-CA (inversor), e é adotado em diversos trabalhos relacionados a geradores fotovoltaicos conectados à rede elétrica, como em [26], [27], [28]. O emprego deste é voltado para estudos que não necessitam de um elevado nível de detalhamento do comportamento dos sistemas fotovoltaicos. A Figura 9 ilustra o sistema fotovoltaico com o conversor de um estágio.

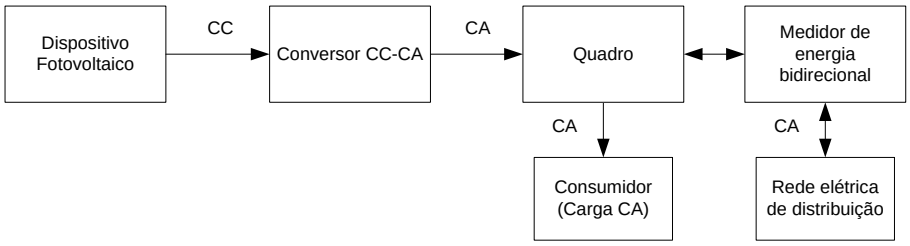


Figura 9 - Conversor eletrônico de um estágio

O conversor de dois estágios possui dois conversores: conversor CC-CC e conversor CC-CA. O conversor CC-CC tem a responsabilidade de regular a tensão de saída do dispositivo fotovoltaico e o conversor CC-CA, como já foi dito, possui a função de interligar o painel à rede, adequando os valores de saída do gerador aos padrões da rede. Na Figura 10 é possível verificar como é feita a inclusão do conversor CC-CC no conversor eletrônico.

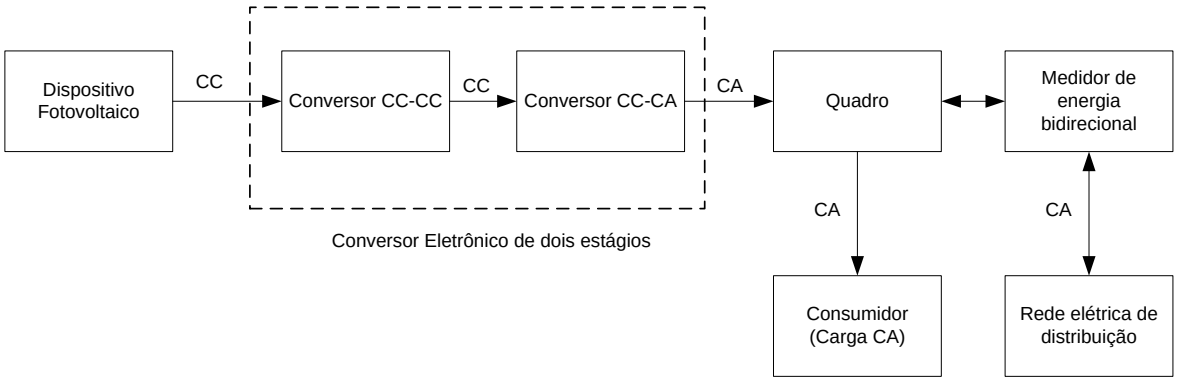


Figura 10 - Conversor eletrônico de dois estágios. *Fonte:* [19]

2.2 Sistemas fotovoltaicos em redes de distribuição

O emprego da geração fotovoltaica é bastante diversificado, visto que esta pode ser utilizada tanto em uma pequena residência quanto em uma grande usina solar. Essa flexibilidade de operação pode ser considerada como uma das justificativas de seu rápido crescimento mundial, já que é aplicável em diversos ambientes e situações [5]. A conexão de sistemas fotovoltaicos no sistema elétrico pode ser classificada em função da capacidade da planta instalada, sendo larga, média ou pequena escala.

A conexão em larga escala abrange uma grande faixa de potência fotovoltaica instalada. Plantas solares com potência acima de 1 MW são consideradas conexões em larga escala e faz-se necessário o emprego de pelo menos um transformador para realizar a conexão entre o sistema fotovoltaico e a rede elétrica. Essa conexão é geralmente caracterizada pelas usinas ou fazendas solares.

A Figura 11 ilustra um parque solar com capacidade de 71 MW, na cidade de Lieberose na Alemanha, composto por 900 mil módulos solares. Este parque ocupa uma área de 660.000 m^2 e fornece eletricidade para mais de 20 mil residências [29]. Já a Figura 12 apresenta um exemplo de uma planta solar com capacidade instalada de 2 MW em Yushu, Qinghai, na China.

Figura 11 - Parque solar de 71 MW, em Lieberose, Alemanha. *Fonte:* [29]

Figura 12 - Planta solar de 2 MW em Yushu, China. *Fonte:* [30]

A média escala abrange o intervalo entre 10 kW e 1 MW de potência instalada. Para essa classificação, a necessidade de um transformador para conexão dos geradores na rede de distribuição pode variar, sendo que a decisão fica sob responsabilidade da concessionária de energia. Na norma técnica [31], por exemplo, especifica-se que para uma minigeração distribuída com potência instalada superior a 100 kW é necessário um transformador de acoplamento para conexão com a rede de baixa tensão. Dentre os sistemas classificados em média escala estão as instalações em construções como: indústrias, comércios, hospitais, escolas, teatros, auditórios, etc. A Figura 13 ilustra o *Congress Center Brdo* localizado em Kranj, na Eslovênia. Foi instalada uma potência fotovoltaica de 43,9 kW no telhado do centro de convenções.

Figura 13 - Instalação de 43,9 kW no telhado do *Congress Center Brdo* em Kranj, na Eslovênia.
Fonte: [32]

Um exemplo brasileiro de aplicação de geradores fotovoltaicos em média escala encontra-se no Instituto de Energia e Ambiente da USP (IEE-USP), na cidade de São Paulo [33]. A Figura 14 mostra o conjunto fotovoltaico de 12 kW instalado na fachada do prédio de administração do IEE.

Figura 14 - Conjunto fotovoltaico de 12 kW instalado na fachada do prédio do IEE, em São Paulo.
Fonte: [33]

A conexão em pequena escala abrange conjuntos fotovoltaicos com potências instaladas inferiores a 10 kW. Neste caso, o sistema fotovoltaico normalmente não necessita de um transformador para a conexão, pois como a potência instalada é pequena, pode-se utilizar o transformador da própria unidade consumidora [3]. Na classificação de pequena escala encontram-se, principalmente, os painéis fotovoltaicos

alojados em telhados de residências ou pequenos centros comerciais. Na Figura 15, tem-se um exemplo de plantas fotovoltaicas que se encaixam nessa classificação. O conjunto fotovoltaico possui capacidade de 7,5 kW, é composto por 60 painéis, e está instalado na Unicamp, na cidade de Campinas.

Figura 15 - Conjunto fotovoltaico de 7,5 kW instalado na Unicamp, Campinas, Brasil. *Fonte:* [19]

Para o caso dos painéis fotovoltaicos conectados em residências, a potência desses geralmente não ultrapassa o valor de 5 kW [26], [34], [35]. A Figura 16 apresenta a Casa Eficiente, que é resultado do projeto realizado entre a Universidade Federal de Santa Catarina, a Eletrosul e a Eletrobras [36]. Situada na cidade de Florianópolis, a Casa Eficiente introduz a aplicação de diversos conceitos de eficiência energética, inclusive o emprego de painéis fotovoltaicos alojados no telhado da residência. O conjunto de painéis utilizado é composto por 30 módulos de 75 W cada, totalizando uma potência igual a 2,25 kW.

Figura 16 - Casa Eficiente da Eletrosul com potência fotovoltaica instalada de 2,25 kW em Florianópolis, Brasil. *Fonte:* [36]

Os exemplos mostrados anteriormente mostram que a proliferação de painéis fotovoltaicos em diferentes escalas é uma realidade mundial, com tendência de crescimento. Assim, estas características justificam os objetivos e as análises apresentadas neste trabalho.

2.3 Regulamentação e legislação brasileira

Recentemente, a ANEEL começou a tomar posições com o objetivo de reduzir as barreiras na implantação de geradores distribuídos de pequeno porte na rede elétrica.

A Nota Técnica nº 0043/2010-SRD/ANEEL, da Consulta Pública nº 15/2010, disponibilizada pela ANEEL foi um grande passo na discussão a respeito da regulamentação que envolve a geração fotovoltaica [37]. Questões relacionadas à conexão de geradores distribuídos na rede de energia elétrica foram tratadas nessa Consulta Pública, que envolveu diversos agentes da área de engenharia elétrica, desde geradoras e representantes de concessionárias de distribuição até os consumidores.

A Consulta Pública referenciada auxiliou no desenvolvimento das propostas da Audiência Pública nº 42/2011, da ANEEL [38]. Esta audiência resultou na formulação de duas resoluções normativas importantes que afetam diretamente a conexão de geradores fotovoltaicos no sistema elétrico: as resoluções normativas nº 481 e nº 482, ambas de 17 de abril de 2012.

A Resolução Normativa nº 481, de 17 de abril de 2012 estabeleceu um desconto de 80% nas tarifas TUSD e TUST para empreendimentos com fonte solar, construídos até 31 de dezembro de 2017, durante os dez primeiros anos de operação [39].

A Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012 [18], visa introduzir condições gerais para conexão de microgeração (potência instalada até 100kW) e minigeração (potência instalada de 100kW até 1MW) distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica. Essas condições são voltadas para os micro e minigeradores hidráulicos, solares, eólicos, de biomassa ou com cogeração qualificada e que serão conectados ao sistema através das instalações das unidades consumidoras. A resolução também requisitou a inclusão de uma seção no Módulo 3 do PRODIST [40] dedicada às recomendações para o acesso, conexão e utilização, da micro e minigeração distribuída no sistema de distribuição.

Outro assunto relevante abordado pela resolução normativa é o sistema de compensação de energia elétrica adotado no país para este tipo de gerador que estará

localizado no mesmo ponto de conexão do consumidor. O sistema possui a filosofia do *net metering* que é bastante difundido em vários países do mundo. De modo geral, é realizada uma comparação entre a energia consumida e a energia gerada pelo consumidor. Se a quantidade de energia produzida pelos geradores for maior que a energia consumida pelo cliente, o mesmo receberá créditos de energia (em kWh), que serão debitados em uma ocasião em que a energia gerada for menor que a consumida. Se o cliente terminar o ciclo de faturamento com créditos de energia, e o cliente possuir outra unidade consumidora em seu nome, há a opção de transferir estes créditos para essa outra unidade. Se não, os créditos ainda poderão ser debitados em um período de até trinta e seis meses na fatura da unidade que possui o gerador.

Em paralelo com a publicação das resoluções normativas apresentadas foi solicitado às concessionárias que estas elaborassem procedimentos específicos para conexão de micro e minigeração no sistema de distribuição de baixa tensão. Algumas dessas normas, como [31] e [41], estão disponíveis para consulta.

2.4 Normas técnicas

Para orientar a conexão de geradores distribuídos no sistema de distribuição, as concessionárias, os órgãos reguladores do setor elétrico e os institutos de pesquisa determinaram alguns critérios mínimos relacionados à qualidade da energia elétrica, operação e proteção do sistema elétrico.

Atualmente existem diversas normas técnicas voltadas para o âmbito da conexão de geradores distribuídos no sistema de distribuição, sendo grande parte focada para a conexão na rede primária, como por exemplo, a recomendação internacional IEEE Std. 1547-2003 [42]. Como um complemento a este documento, há a IEEE 1547.6 [43], que traz recomendações práticas específicas às conexões realizadas na rede secundária do sistema de distribuição.

Para referências brasileiras, têm-se as normas técnicas de duas concessionárias de energia [31] e [41], além das informações contidas no Módulo 8 do PRODIST [44]. As normas técnicas das concessionárias são destinadas aos consumidores que desejam instalar mini ou microgeradores, em redes de baixa tensão da distribuição e, que participarão do sistema de compensação de energia.

Nas próximas seções deste capítulo serão expostos alguns dos requisitos técnicos de operação e conexão dos geradores fotovoltaicos no sistema de distribuição. Buscou-se

focar nos parâmetros e conteúdos relacionados à qualidade de energia da rede para que os valores e conceitos apresentados possam ser utilizados nesta dissertação como referência durante a etapa de simulação computacional.

Embora as normas e recomendações técnicas abordem diversos requisitos, este trabalho não analisará todos em função das características do modelo do gerador fotovoltaico empregado, e que será exposto no Capítulo 4. Como exemplo, pode-se citar que não será possível realizar estudos de transitórios e tampouco de harmônicos, pois o modelo utilizado é adequado para estudos em regime permanente e na frequência fundamental. Entretanto, mesmo com essas duas limitações, vários aspectos relevantes ainda podem ser analisados detalhadamente por meio de simulações de fluxo de carga – que é a ferramenta de estudo empregada nesta dissertação.

2.4.1 Modo de conexão

Segundo a norma técnica [41], a conexão entre os micro e minigeradores distribuídos e a rede elétrica deve ser realizada no mesmo ponto de conexão da unidade consumidora e o valor da potência instalada destes geradores deve limitar-se à carga instalada da mesma [31]. Esse limite de potência adotado também é encontrado em concessionárias de energia americanas e canadenses, como por exemplo, nos estados de Nova Escócia, Alberta, Califórnia e Flórida [45].

A potência instalada classifica qual o tipo de conexão que deverá ocorrer: monofásica, bifásica ou trifásica, como é exposto na Tabela 2.

Tabela 2 - Modo de conexão em função da potência instalada. *Fonte:* [41]

Potência Instalada (kW)	Modo de Conexão
< 10	Monofásico, bifásico ou trifásico
10 a 15	Bifásico ou trifásico
> 15 [4]	Trifásico
< 30 [5]	Monofásico

Os pequenos geradores que necessitam de inversores para conectar-se à rede de baixa tensão, como é o caso do gerador fotovoltaico, devem basear sua conexão na estrutura apresentada na Figura 17, segundo citado em [31] e [41].

[4] Em rede de distribuição trifásica.
[5] Em rede de distribuição rural monofásica com transformador exclusivo.

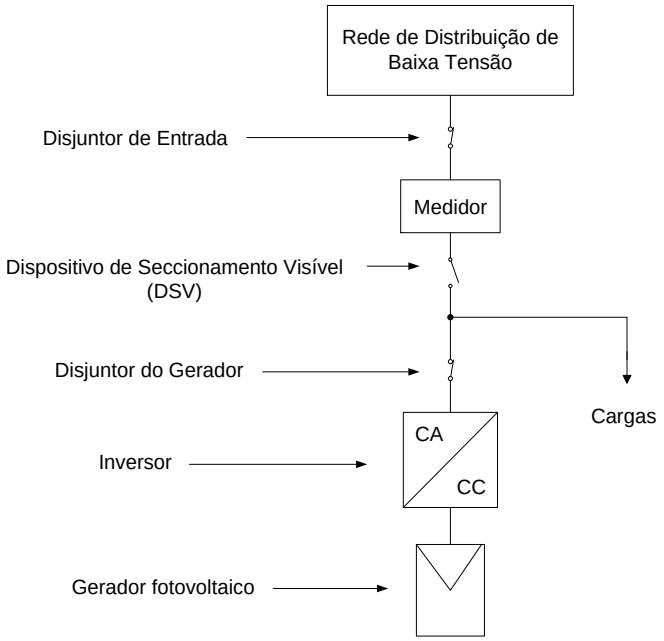


Figura 17 - Conexão de gerador à rede de baixa tensão de distribuição através de inversor.
Fonte: [31], [41]

O medidor apresentado na Figura 17 representa um medidor bidirecional que possibilita o registro tanto da energia gerada quanto da consumida pela unidade consumidora. Segundo a seção 7.1.1 do Módulo 3 do PRODIST [40], para a conexão em baixa tensão, o medidor bidirecional pode ser substituído por dois medidores unidirecionais, sendo um para cada sentido do fluxo de energia.

2.4.2 Regulação da tensão

Em [42], especifica-se que o gerador distribuído não deve ser o responsável por regular a tensão no ponto de conexão deste com a rede de distribuição. Este papel destina-se ao operador do sistema de distribuição. A contribuição do gerador distribuído na regulação da tensão pode provocar impactos no funcionamento dos dispositivos reguladores instalados no sistema, como reguladores automáticos de tensão, bancos de capacitores e transformadores, sobretudo quando o grau de penetração é elevado. Esses impactos devem ser cuidadosamente estudados, pois podem ser nocivos à qualidade da energia elétrica nas redes de distribuição.

Para minimizar estes impactos, as normas técnicas destacam que o valor da tensão no ponto de instalação do gerador distribuído deve se encontrar dentro de limites pré-estabelecidos. Para o caso brasileiro, serão considerados os valores indicados no PRODIST. Para a rede secundária do sistema de distribuição (classe de tensão igual ou

inferior a 1 kV), os valores de tensão podem variar de acordo com a Tabela 3. Já para a rede primária (classe de tensão entre 15 kV e 34,5 kV), os valores de tensão podem variar entre 0,93 e 1,05 pu [44].

Tabela 3 - Pontos de conexão em tensão nominal igual ou inferior a 1 kV. *Fonte:* [44]

Tensão Nominal V_N (V)	Faixa de variação da tensão de leitura (V)
220/127	$201 \leq V_N \leq 231$ $116 \leq V_N \leq 133$
380/220	$348 \leq V_N \leq 396$ $201 \leq V_N \leq 231$
254/127	$232 \leq V_N \leq 264$ $116 \leq V_N \leq 132$
440/220	$402 \leq V_N \leq 458$ $201 \leq V_N \leq 229$
208/120	$196 \leq V_N \leq 229$ $113 \leq V_N \leq 132$
230/115	$216 \leq V_N \leq 241$ $108 \leq V_N \leq 127$
240/120	$216 \leq V_N \leq 254$ $108 \leq V_N \leq 127$
220/110	$201 \leq V_N \leq 229$ $101 \leq V_N \leq 115$

Segundo a norma [41], se as condições de operação atingirem valores críticos, os geradores devem estar aptos a desconectarem-se da rede elétrica de distribuição. O tempo máximo de desconexão e os valores críticos no ponto de conexão são apresentados na Tabela 4.

Tabela 4 - Tempo máximo de desconexão para condições críticas de tensão

Tensão no ponto de conexão (pu)	Tempo máximo de desconexão (s)
< 0,8	0,4
> 1,1	0,2

2.4.3 Desequilíbrio de tensão

Como existe a possibilidade de conectar geradores fotovoltaicos monofásicos, é importante avaliar se a ligação do gerador distribuído em uma única fase não irá afetar o balanceamento entre as tensões das três fases do barramento.

De acordo com [44], o fator de desequilíbrio (FD) pode ser calculado de acordo com a expressão (6):

$$FD = \frac{V_-}{V_+} \cdot 100 \tag{6}$$

em que: V_- é o valor eficaz da tensão de sequência negativa, e V_+ é o valor eficaz da tensão de sequência positiva.

O valor de FD nos barramentos do sistema de distribuição não deve ultrapassar o valor de 2% [44]. Este valor não abrange as conexões de microgeradores distribuídos nas redes de baixa tensão, e atualmente ainda não há valores de referência para este tipo de conexão, como foi citado em [31]. De qualquer forma, para este trabalho, será considerado o mesmo valor de referência para ambos os níveis de tensão quando se analisa as tensões medidas nos barramentos.

2.4.4 Fator de Potência

Para as grandes cargas, o PRODIST [44] exige um fator de potência mínimo igual a 0,92. Se este valor não for alcançado, a unidade consumidora responsável será tarifada por excesso de potência reativa.

Em relação aos micro e minigeradores distribuídos, segundo [41], se a potência ativa fornecida pelo gerador à rede for superior a 20% da potência nominal do próprio gerador, o valor do fator de potência pode variar de acordo com a Tabela 5.

Tabela 5 - Variação do valor do fator de potência. *Fonte:* [41]

Potência nominal (P) da geração distribuída (kW)	Faixa do fator de potência (fp)
≤ 3	0,98 indutivo até 0,98 capacitivo
3 < P < 6	0,95 indutivo até 0,95 capacitivo
≥ 6	0,9 indutivo até 0,9 capacitivo

2.4.5 Ilhamento

Um dos critérios apresentados em [21] e [42] é a detecção de ilhamento, que determina que os geradores distribuídos devem ser imediatamente desconectados, caso ocorra a perda da conexão com a subestação da concessionária.

Os seguintes fatores justificam a adoção deste requisito:

- A segurança do pessoal responsável pela manutenção da concessionária, assim como dos consumidores em geral, pode ser colocada em risco devido a áreas que continuam energizadas sem o conhecimento da concessionária;
- A qualidade da energia elétrica fornecida aos consumidores, na rede ilhada, pode estar fora do controle da concessionária, embora a mesma ainda seja a responsável legal por este item;
- O sistema ilhado pode não apresentar aterramento adequado;
- Podem ocorrer atrasos nos procedimentos de restabelecimento de energia elétrica, devido ao fato de o gerador distribuído permanecer energizado.

Em função desses problemas, recomenda-se que a detecção do ilhamento e a desconexão do gerador distribuído ocorram em menos de 2 segundos [22], [31], [41], no entanto, este critério pode variar, dependendo das características dos sistemas elétricos das concessionárias.

2.5 Considerações finais sobre o capítulo

Este capítulo visou atender três objetivos principais:

- Descrever o modelo analítico de um arranjo fotovoltaico para geração de energia elétrica e mostrar como a variação do nível de irradiação solar e da temperatura de operação influenciam a geração de potência fotovoltaica;
- Justificar os estudos realizados nesta dissertação, apresentando a expansão da instalação de sistemas fotovoltaicos no Brasil e no mundo;
- Discutir diferentes normas técnicas e recomendações sobre a conexão de geradores distribuídos nas redes de distribuição de energia elétrica, apresentando aspectos relevantes que os proprietários de geradores distribuídos devem respeitar durante a operação dos mesmos.

Capítulo 3

Impactos da Conexão de Sistemas Fotovoltaicos em Redes de Distribuição de Energia Elétrica

Em relação à conexão de geradores distribuídos em sistemas de distribuição de energia elétrica, os principais tópicos abordados na literatura técnica são [46]:

- Variações do perfil de tensão em regime permanente no sistema de distribuição;
- Elevação das correntes de falta;
- Influência na qualidade da energia elétrica;
- Influência na proteção do sistema.

Em [3] e [27], os autores focaram no estudo da presença massiva de geradores fotovoltaicos no sistema elétrico, e além dos tópicos citados, também foram incluídos:

- Variações na frequência do sistema de distribuição;
- Variações nas potências ativas e reativas;
- Operações constantes dos equipamentos reguladores de tensão.

Dentro deste contexto, este capítulo apresenta possíveis impactos decorrentes da conexão de geradores fotovoltaicos. A abordagem dos impactos foi baseada em trabalhos encontrados na literatura técnica e está dividida entre os seguintes parâmetros:

- Fluxo de potência;
- Fator de potência;
- Tensão;
- Nível de desbalanço de tensão;
- Perdas técnicas.

3.1 Fluxo de potência

As análises relacionadas às variações de potência trazidas pela conexão de geradores fotovoltaicos ao sistema de energia elétrica são bastante discutidas na literatura técnica especializada. Alguns trabalhos encontrados exibem como os sistemas fotovoltaicos auxiliam no suprimento de cargas locais, reduzindo a demanda de potência provinda do transformador da subestação. Além disso, também são discutidos o impacto do fluxo de potência bidirecional nos alimentadores e o uso da geração ou absorção de potência reativa através dos sistemas fotovoltaicos.

3.1.1 Redução da demanda de carga na subestação

Geralmente, os sistemas fotovoltaicos têm a função de fornecer potência ativa às cargas próximas ao seu local de instalação. Em alguns trabalhos, como [47], são apresentados cenários, considerando diferentes perfis de carga, que ilustram como a geração fotovoltaica altera a curva de demanda agregada de um sistema de distribuição de energia elétrica. A Figura 18, retirada de [48], ilustra um perfil típico diário da potência gerada pelos sistemas fotovoltaicos e da curva de uma carga residencial, onde se mostra que o pico de geração ocorre em um instante diferente do pico da demanda.

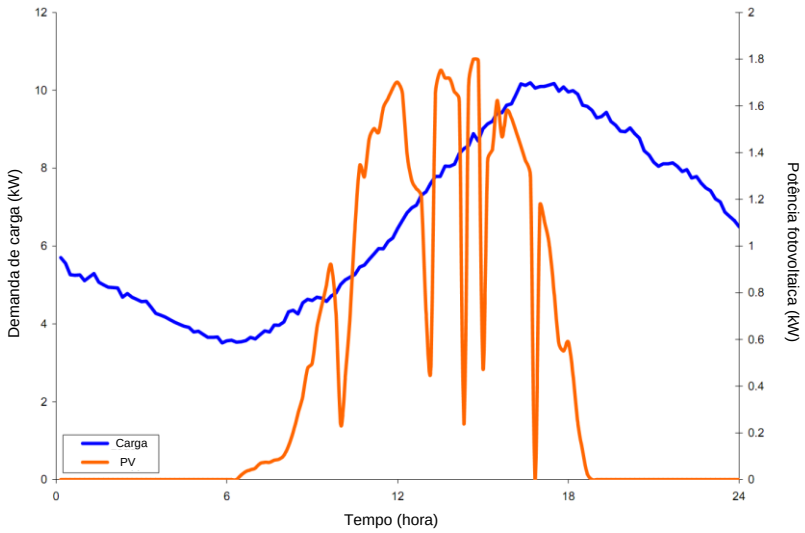


Figura 18 - Demanda de carga e potência fotovoltaica no período de um dia. *Fonte:* [48]

Em relação às pesquisas no Brasil pode-se citar [15], que apresenta um estudo das aplicações da geração fotovoltaica conectada à rede de distribuição no país. O autor reúne

diversas pesquisas brasileiras realizadas nos últimos anos, como [49] e [50]. Nestes trabalhos são apresentados casos de abastecimento de cargas comerciais, situadas próximos aos centros urbanos, através de geradores fotovoltaicos. Em ambos os projetos, os painéis solares são integrados às construções das unidades consumidoras a serem abastecidas. Os resultados comprovam a capacidade do sistema fotovoltaico de atender parte da demanda de cargas comerciais. Em [49] foi exposto que durante o período de análise de dois anos, foi produzido um total de 27,7 MWh, e a contribuição média anual do sistema fotovoltaico, na demanda consumida pelo prédio, foi de 55%.

3.1.2 Fluxo de potência reverso

A instalação de geradores fotovoltaicos próximos à carga pode auxiliar na redução da demanda de potência na subestação. Entretanto, como é possível observar na Figura 18, há períodos do dia em que a potência fornecida pelo dispositivo fotovoltaico é superior ao consumo da carga. Quando essa situação ocorrer, um fluxo de potência reverso poderá existir no ponto de conexão do gerador fotovoltaico com a rede elétrica.

Como foi introduzido em [51], o cenário convencional de um sistema de distribuição possui fluxos de potência ativa e reativa unidirecionais na linha (da subestação para a carga), como pode ser observado na Figura 19. Em função disso, há também uma queda de tensão ao longo da mesma.

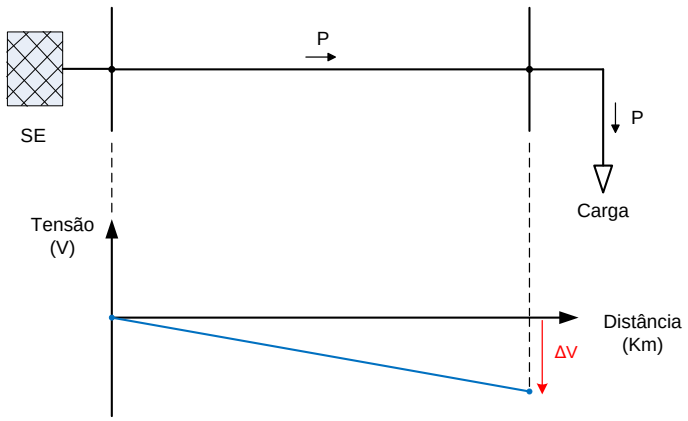


Figura 19 - Cenário convencional de um sistema de distribuição. *Fonte:* [51]

Com a implantação excessiva de geradores fotovoltaicos, a inversão do fluxo de potência poderia ocorrer quando a geração fotovoltaica fosse superior ao consumo da carga local, como ilustra a Figura 20.

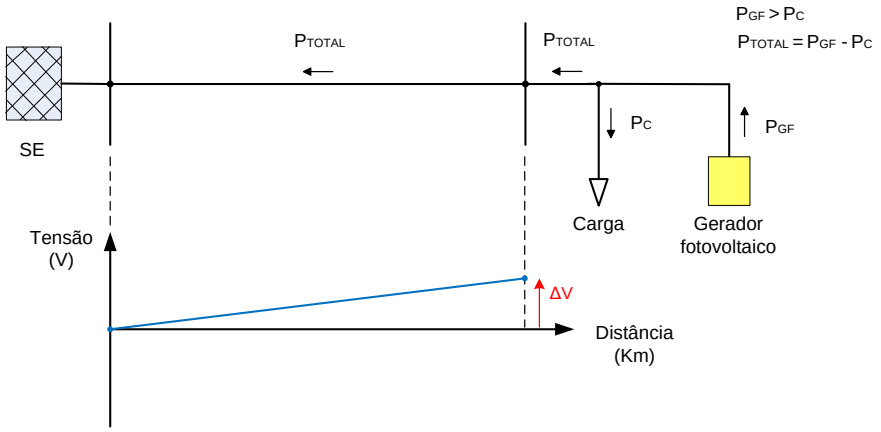


Figura 20 - Cenário de um sistema de distribuição com geradores fotovoltaicos instalados ao final da linha. *Fonte:* [51]

Dessa forma, o fluxo de potência nas linhas de distribuição tornar-se-ia bidirecional e poderia acarretar algumas consequências negativas, como por exemplo, o aumento da tensão no ponto de conexão do gerador fotovoltaico além dos limites nominais dos equipamentos elétricos.

Outra preocupação relacionada ao fluxo de potência reverso é a influência que este pode ter na coordenação e operação do sistema de proteção e na regulação de tensão. A atuação, principalmente, do sistema de proteção deve ser garantida mesmo com o fluxo de potência reverso fluindo por alguns alimentadores. Sendo assim, deve-se examinar em quais alimentadores e dispositivos existiria a possibilidade de ocorrer o fluxo bidirecional da potência e avaliar se os mesmos possuem as configurações adequadas para atender ambos os fluxos [3].

Uma situação extrema poderia ser ressaltada caso houvesse uma enorme produção de energia solar fotovoltaica em um dos alimentadores, pois isto possibilitaria a exportação de energia para alimentadores vizinhos ou, até mesmo, para o sistema de transmissão [3]. Segundo os autores de [52], no futuro, os impactos da conexão dos geradores solares não serão questões limitadas apenas aos sistemas de distribuição, mas também aos sistemas de transmissão.

3.1.3 Potência reativa

A utilização dos sistemas fotovoltaicos para o controle de potência reativa nos barramentos do sistema elétrico é uma questão que vem sendo discutida em diversas pesquisas, como em [47], [51], [53].

Dentro deste contexto, a potência reativa está mais associada a um artifício trazido pela conexão de geradores fotovoltaicos do que uma consequência da aplicação dos mesmos. Em alguns trabalhos, os autores exploram o conceito da introdução de potência reativa através dos geradores fotovoltaicos, com a finalidade de controlar alguns parâmetros relacionados à qualidade da energia, como o fator de potência e a tensão.

Em [51], é proposto o gerenciamento da potência reativa fornecida ou absorvida, através dos geradores solares, adotando a integração entre sistemas fotovoltaicos, medidores, dispositivos de aquisição de dados e um computador central. Segundo os autores, com a administração da potência reativa, seria possível aprimorar a qualidade da energia fornecida, pois as flutuações de tensão causadas pelos próprios geradores poderiam ser controladas, assim como o nível de desbalanço de tensão entre as fases poderia ser reduzido. Ao mesmo tempo, haveria também uma elevação da capacidade da rede evitando, ou ao menos adiando, expansões das linhas e de outros equipamentos do sistema de distribuição.

3.2 Fator de potência

Geralmente, os sistemas fotovoltaicos são projetados para operar com fator de potência unitário, suprindo, durante alguns períodos do dia, total ou parcialmente a demanda da potência ativa da carga local. Entretanto, a potência reativa consumida pela carga continuará sendo fornecida pela rede elétrica, acarretando em uma redução do fator de potência no ponto de conexão dos geradores com a rede. Essa redução poderá ser interpretada pela concessionária de energia como um excedente de reativos, fazendo com que o consumidor, que possui o micro ou minigerador distribuído em sua residência, possa ser cobrado por estes falsos excedentes [54].

A variação do fator de potência do sistema fotovoltaico pode provocar alterações nos valores de tensão e fator de potência no ponto de conexão entre o gerador e o sistema elétrico [3]. Para verificar essas alterações, em [54] os autores variaram os valores do fator de potência de um sistema fotovoltaico e apresentaram as análises das consequências trazidas no ponto de conexão com a rede elétrica. O caso base determinado pelos autores considerou o fator de potência unitário no sistema fotovoltaico, já que este valor é usualmente adotado no emprego de geradores solares. Com o fator de potência unitário, foi constatada no ponto de conexão uma queda no valor do fator de potência, assim como uma sobretensão em alguns períodos do dia. Modificando o fator de potência

para 0,92 indutivo, obteve-se a redução da sobretensão encontrada no caso base, devido ao consumo de potência reativa pelo gerador. Contudo, o fator de potência no ponto de conexão continuou apresentando uma queda de seu valor em alguns períodos do dia e, além disso, o consumo da potência reativa pelo gerador ocasionou a elevação das perdas, uma vez que o fluxo dessa potência provindo do transformador da subestação aumentou. Aplicando o fator de potência igual a 0,92 capacitivo, o gerador forneceu potência reativa para as cargas locais e diminuiu as perdas do sistema, já que houve a redução de potência reativa circulando no alimentador. O fator de potência no ponto de conexão manteve-se aproximadamente igual a 0,9 durante todo o dia, entretanto, as sobretensões no local, causadas pela conexão dos geradores, não tiveram seus valores reduzidos.

Como pôde ser analisado, o ajuste do fator de potência do sistema fotovoltaico é uma estratégia que pode trazer benefícios ao ponto de conexão com o sistema de distribuição. Cada ajuste possui suas vantagens e desvantagens, por isso é importante verificar as necessidades do sistema elétrico, assim como suas prioridades durante a operação.

3.3 Variações de tensão

A variação da tensão é uma característica já existente no sistema elétrico de distribuição atual e, se muito elevada, pode interferir na qualidade da energia fornecida aos consumidores. A instalação de geradores distribuídos pode complicar as questões relacionadas às variações das tensões, como foi visto na seção 3.1. Além de prejudicar a qualidade da energia fornecida ao consumidor, essas grandes variações ainda podem acarretar na atuação frequente dos dispositivos automáticos de regulação de tensão, como bancos de capacitores e reguladores automáticos de tensão, ocasionando a redução da vida útil dos mesmos [3].

Nesta seção tem-se a análise de algumas consequências que podem ocorrer no parâmetro da tensão quando há a conexão dos geradores fotovoltaicos na rede elétrica de distribuição.

3.3.1 Elevação de tensão

Em [34] e [47], mostra-se que o aumento de tensão ocasionada pelos geradores fotovoltaicos teve um impacto positivo, já que a tensão na barra de conexão foi elevada.

O controle da tensão em um sistema de distribuição de energia elétrica é, geralmente, realizado por equipamentos como os bancos de capacitores e reguladores automáticos de tensão. A elevação das tensões nodais causada pelos geradores distribuídos acarreta mudanças na operação dos dispositivos responsáveis pela regulação. Com o objetivo de suavizar o aumento dos valores da tensão no alimentador, o regulador automático pode ter sua posição do *tap* alterada, assim como os bancos de capacitores podem ser desconectados do sistema [3].

Em [47], a atuação dos geradores fotovoltaicos reduziu o emprego dos bancos de capacitores instalados ao sistema, fazendo com que seus chaveamentos fossem adiados ou até mesmo anulados. Para os períodos do dia em que os perfis da carga e o da produção fotovoltaica diferiram, os bancos de capacitores foram necessários quando a geração solar foi inferior à demanda da carga. Já para o caso em que os perfis da carga e da geração foram semelhantes, a atuação dos bancos de capacitores não foi necessária.

Todavia, é necessário o monitoramento das tensões para que os limites permitidos não sejam ultrapassados. Um fluxo de potência reverso no ponto de conexão dos sistemas fotovoltaicos pode aumentar de forma exagerada o valor da tensão neste ponto [53], colocando em risco a operação de equipamentos e dispositivos ligados ao mesmo ponto de conexão. Além disso, a tensão pode ter seu valor ainda mais elevado no caso em que os bancos de capacitores permanecem atuando e também quando há uma grande potência de painéis fotovoltaicos instalados no final do alimentador [3].

Se a relação entre a geração fotovoltaica e a carga instalada for grande, provavelmente a elevação de tensão será um problema, como apresentado em [55], em que a relação de 50% (carga média e produção fotovoltaica alta) ocasionou sobretensões proibitivas, e o regulador automático de tensão não foi eficaz no controle da tensão.

3.3.2 Queda de tensão ao longo do alimentador

A introdução de geradores fotovoltaicos no final de um sistema radial pode compensar, ou ao menos reduzir, as quedas de tensão habituais ao longo do alimentador. De modo geral, essa elevação de tensão apresenta um caráter positivo, uma vez que aprimora o perfil da tensão no alimentador. Entretanto, se houver uma desconexão dos geradores, a queda de tensão consequente poderá reduzir a qualidade da tensão fornecida às cargas consumidoras. Por exemplo, no caso da ocorrência de um curto-circuito severo, os geradores fotovoltaicos serão rapidamente desconectados pela atuação do sistema de proteção. Neste caso, o regulador de tensão precisaria reajustar a posição

do *tap* para adequá-la à situação do sistema elétrico sem os geradores, e enquanto isso, os consumidores poderiam estar sujeitos a valores de tensão abaixo dos níveis permitidos, sendo caracterizados como afundamentos de tensão [56], [57].

3.4 Nível de desbalanço de tensão

O desbalanço de tensão é um aspecto que precisa ser monitorado quando se trata da conexão de geradores distribuídos mono e bifásicos em sistemas de distribuição. Devido à natureza desbalanceada das cargas e da disposição assimétrica dos condutores em grande parte das linhas aéreas de distribuição, se houver a presença de uma grande quantidade de geradores fotovoltaicos mono e bifásicos no sistema elétrico, os níveis de desbalanço podem ser elevados, acarretando em outras consequências na rede elétrica, como alta corrente no cabo do neutro e elevações de tensão no ponto de conexão [58]. Ainda, a operação do sistema de distribuição com elevados índices de desbalanço pode acabar prejudicando o funcionamento de motores de indução, dispositivos eletrônicos (como os conversores), equipamentos de regulação de tensão, além da geração de componentes harmônicas [35], [59].

O nível de carregamento do alimentador em que se conectam os sistemas fotovoltaicos também pode influenciar no nível de desbalanço de tensão. Em [34] foram considerados dois cenários, com diferentes níveis de carga em um sistema de distribuição de 12,47 kV. O primeiro cenário apresentou uma carga leve (2,1 MW) e o segundo uma carga pesada (5,5 MW), e em ambos os casos a distribuição das cargas entre as fases foi levemente desequilibrada. Foi introduzida ao sistema elétrico uma potência fotovoltaica total de 1,2 MW, que foi dividida entre duas instalações trifásicas e um conjunto de painéis fotovoltaicos monofásicos instalados em diversas residências. No primeiro cenário houve um pequeno aumento do nível de desbalanço, que pode ser justificado em função da injeção de potência fotovoltaica desequilibrada no sistema. Apesar da elevação, o resultado não apresentou uma relevância significativa, como ocorreu no segundo cenário. Com o nível de carregamento elevado, os geradores fotovoltaicos auxiliaram no suprimento local da carga, apresentando uma queda no nível de desbalanço de quase 30%. Outra situação estudada pelos autores de [34] ilustrou que para um caso de carga leve e uma potência fotovoltaica elevada (95,2% da potência da carga) o nível de desbalanço de tensão teve um índice maior ao longo do alimentador, quando comparado ao caso sem geração fotovoltaica. Os valores ainda se encontraram abaixo do limite de

2% permitido por normas técnicas, entretanto é um parâmetro que precisa ser monitorado quando há uma elevada relação entre demanda de carga e geração fotovoltaica.

3.5 Perdas técnicas

As perdas técnicas no sistema de distribuição de energia elétrica variam de acordo com o carregamento no mesmo: quanto maior for o carregamento nos alimentadores, maiores serão as perdas. A introdução de geradores fotovoltaicos próximos às cargas pode ocasionar a redução dessas perdas. Devido ao auxílio dos geradores no suprimento da demanda de potência ativa, a corrente que flui pelo alimentador, provinda da subestação, diminui, e consequentemente haverá uma redução das perdas totais do sistema. No entanto, dependendo da quantidade de potência fotovoltaica instalada, a influência sob as perdas pode ter um caráter negativo [55]. O excesso de geradores pode causar o fluxo de potência reverso nas linhas de distribuição, acarretando na elevação das perdas técnicas, uma vez que poderá ocorrer um maior fluxo de potência ativa na rede [3].

Alguns trabalhos comprovam como a relação entre a quantidade de geração fotovoltaica injetada e a demanda de carga no sistema pode interferir no impacto nas perdas técnicas. Em [34], para as situações em que a relação entre a potência fotovoltaica fornecida à rede e a carga foi igual a 57,14% (carga leve e potência fotovoltaica moderada) e 21,81% (carga pesada e potência fotovoltaica moderada), as perdas técnicas reduziram, quando comparadas ao caso sem geradores. Já para a situação adotando uma relação de 95,2% (carga leve e potência fotovoltaica elevada) as perdas totais do sistema aumentaram, tanto comparando com o caso de carga leve e potência fotovoltaica moderada, quanto com o caso sem os geradores.

Se os geradores fotovoltaicos forem utilizados na compensação de potência reativa, como foi abordado em [51], a redução das perdas também poderá ocorrer. Da mesma forma que para a potência ativa, a compensação de potência reativa poderia ser feita localmente, reduzindo assim o fluxo procedente do transformador da subestação. A elevação das perdas poderá acontecer caso o gerador fotovoltaico possua a função de absorver potência reativa, com objetivo de reduzir a tensão do alimentador. As perdas se elevarão, pois haverá um aumento na demanda da potência reativa fornecida pelo transformador da subestação [54].

3.6 Considerações finais sobre o capítulo

Este capítulo apontou questões importantes a serem consideradas durante a conexão de geradores fotovoltaicos nas redes de distribuição de energia elétrica, indicando consequências positivas e negativas da presença dos mesmos. Alguns dos impactos expostos serão objetos de estudo neste trabalho, avaliando as consequências trazidas devido à conexão massiva de geradores fotovoltaicos em sistemas de distribuição de energia elétrica, tanto nas redes de baixa quanto de média tensão. Ressalta-se que na literatura técnica, não há muitos trabalhos que analisam altos índices de penetração de geração fotovoltaica considerando os geradores dispersos por toda a rede elétrica. Majoritariamente os trabalhos consideram os geradores concentrados em determinadas áreas ou então os consideram como usinas solares. Logo, justifica-se analisar neste trabalho os impactos da conexão massiva de geradores fotovoltaicos considerando que os mesmos encontram-se de fato distribuídos pelo sistema de distribuição.

Capítulo 4

Modelagem e Metodologia para as Simulações Computacionais

Este capítulo visa exibir o conteúdo associado à modelagem e à metodologia utilizada nas simulações computacionais. Inicialmente é apresentado o programa de simulação adotado neste trabalho, assim como os modelos dos elementos elétricos que o mesmo utiliza. A seguir tem-se a apresentação dos sistemas de distribuição de teste considerados durante as simulações computacionais. Posteriormente é abordada a metodologia aplicada, ilustrando a sequência de simulações empregadas juntamente com as análises escolhidas para verificar os impactos dos geradores fotovoltaicos nos sistemas de distribuição a serem analisados.

4.1 Modelagem do sistema elétrico

Nesta seção, tem-se uma breve introdução do programa de simulação empregado neste trabalho, o OpenDSS. Em seguida, são expostos os modelos usados na elaboração do sistema elétrico, abordando tanto os elementos básicos do sistema de distribuição quanto os do sistema fotovoltaico.

4.1.1 OpenDSS

O *Open Distribution System Simulator* (OpenDSS) [60] foi o programa de simulação escolhido para o desenvolvimento deste trabalho. Este programa é livre (*open source*) e é destinado às simulações e análises em sistemas de distribuição de energia elétrica. O OpenDSS foi desenvolvido pela empresa norte americana *Electric Power Research Institute* (EPRI) [61]. O programa foi criado com o objetivo de auxiliar os planejadores do sistema de distribuição, para que os modelos criados para simulação fossem o mais próximo possível dos modelos reais. Dessa maneira, seria verificado o comportamento real do sistema elétrico em diferentes condições operativas.

O OpenDSS é uma importante ferramenta que possibilita o estudo de questões atuais, como por exemplo, a conexão de geradores distribuídos ou a introdução de soluções e práticas de redes inteligentes (*Smart Grids*) no sistema de distribuição. A possibilidade de considerar sistemas com seções trifásicas e monofásicas, a inclusão de parâmetros desbalanceados e a flexibilidade nos modelos de carga são outros diferenciais da plataforma. Os estudos no domínio da frequência são os mais comuns e, dentre os principais objetos de análises estão: tensão em regime permanente, perdas totais, harmônicos e estudos de faltas.

Além do cálculo do fluxo de potência instantâneo (*Snapshot Power Flow*), o programa possui outros modos de simulação que podem representar o comportamento do sistema em função das variações temporais, tais como os modos diário (*daily*) e anual (*yearly)*. Neste trabalho foi utilizada a versão 7.6.1.0 do OpenDSS.

4.1.2 Modelos dos elementos do sistema elétrico

Nesta seção serão expostos os principais elementos empregados na modelagem de um sistema elétrico de distribuição. Para cada elemento é apresentado o modelo correspondente no OpenDSS, assim como alguns dos parâmetros que podem ser usados para declaração de cada elemento. Existem algumas especificações que são indispensáveis em todos os elementos, como as barras onde estão conectados seus terminais e sua tensão de base de operação.

Para o cálculo do fluxo de potência é importante definir quais serão as tensões de base existentes no sistema de distribuição que se pretende simular.

4.1.2.1 Subestação

Quando um novo circuito é gerado no OpenDSS, automaticamente são criados um barramento (*Source Bus*) e uma fonte (*Source*), ambos trifásicos, conforme ilustra a Figura 21.

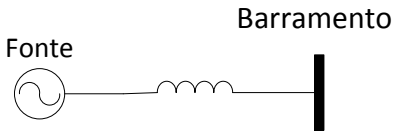


Figura 21 - Modelo da subestação no OpenDSS. *Fonte:* [60]

Dessa forma, o primeiro comando deve editar as características dessa subestação criada. Esta pode ser qualificada através de parâmetros como a potência ou corrente de curto-circuito trifásica ou monofásica, as resistências e reatâncias de sequência positiva, negativa e zero, a frequência de operação, etc.

4.1.2.2 Transformador

Segundo [60], o modelo do transformador no OpenDSS possibilita que o mesmo possua duas ou mais bobinas com conexões variáveis, sendo que a conexão padrão é a Y-Δ. O modelo também permite o emprego de uma ou mais fases, sendo que o número de condutores é sempre um acima do número de fases. Para conexões Y-Y, o condutor extra é o cabo do neutro.

Sendo assim, para criação de transformadores, define-se a quantidade de enrolamentos que este terá, as barras de conexão de cada um, e também os valores de suas reatâncias. Além disso, é importante declarar o número de fases, a forma de conexão (no caso trifásico), a potência de base do transformador e a relação de transformação.

4.1.2.3 Regulador de tensão

Os reguladores de tensão são considerados transformadores com relação de transformação 1:1. Em estudos de sistemas trifásicos, é possível adotar um regulador de tensão trifásico ou três reguladores monofásicos, sendo um para cada fase. A vantagem da utilização de reguladores monofásicos é a possibilidade do controle independente em cada fase.

No OpenDSS, o controle do regulador de tensão é projetado para simular o comportamento de um regulador de tensão padrão de concessionárias de energia [60]. O

controle é geralmente vinculado a um dos enrolamentos do transformador, ajustando as posições de *tap* do mesmo, entretanto, este também pode ser destinado a controlar outros enrolamentos. O modelo do controle também disponibiliza a compensação de queda de tensão na linha (*line drop compensator*), assim como funções de monitoramento remoto de tensão para o uso de dispositivos em *Smart Grids* [60].

O controle pode ser realizado automaticamente ou definindo-se posições fixas de *tap*. Para posições fixas, é necessário ajustar parâmetros como nível de tensão, largura de faixa e a relação nominal do transformador de potencial (TP).

4.1.2.4 Cargas

No OpenDSS as cargas são definidas, basicamente, pela sua potência aparente nominal e fator de potência, ou pelas potências ativa e reativa da mesma. Há oito modelos de carga disponíveis no OpenDSS, entre os mais comuns: corrente constante, potência constante e impedância constante. Além desses, têm-se: potência ativa constante e potência reativa quadrática (semelhante ao motor), potência ativa linear e potência reativa quadrática, potência ativa constante e potência reativa fixa no valor nominal, potência ativa constante e potência reativa fixa com impedância no valor nominal e, por fim, o modelo *ZIPV* (composto por todos os sete modelos anteriores). Nota-se que a diferença entre um valor constante e um fixo é que o constante pode ser modificado pelos multiplicadores das curvas de carga, enquanto que os fixos não.

Em simulações considerando variações ao longo de um período, como horas, dias ou anos, o programa permite a inserção de curvas de carga para potência ativa e reativa. Este tipo de simulação pode revelar características do sistema que apenas com um fluxo de potência instantâneo não seria possível verificar. As curvas de carga empregadas nas simulações deste trabalho são apresentadas nas seções 5.2 e 5.3.

4.1.2.5 Linhas de distribuição

O modelo de linhas de distribuição utilizado no OpenDSS é um modelo π com capacitância *shunt*, caracterizado pelo valor de sua impedância [60].

Para as linhas de distribuição é preciso definir parâmetros como número de fases, comprimento e impedâncias de cada linha.

4.1.2.6 Bancos de capacitores

O modelo dos bancos de capacitores é representado por uma estrutura com dois terminais. Se não for especificado o ponto de conexão de um dos terminais, esse será

considerado aterrado. Para bancos de capacitores trifásicos, essa situação define sua conexão padrão: a conexão Y com neutro aterrado. Além desta, há a conexão delta (em que o segundo terminal é desprezado) e a conexão Y sem o neutro aterrado (em que o segundo terminal é colocado em um nó vazio na barra do primeiro terminal) [60].

Os bancos de capacitores podem ser definidos no OpenDSS simplesmente indicando o número de fases e sua potência reativa nominal.

4.1.2.7 Sistema fotovoltaico

O modelo do sistema fotovoltaico existente no OpenDSS é composto pelo dispositivo fotovoltaico e pelo inversor. A Figura 22 ilustra algumas das variáveis que definem o bloco corresponde a esse modelo. Em [62] há uma explicação detalhada do modelo e de todos os parâmetros que podem ser considerados.

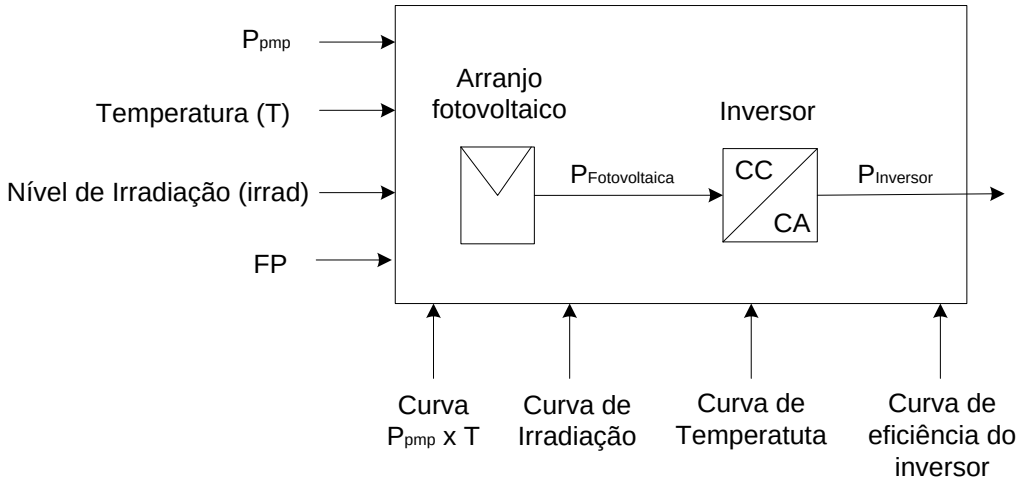


Figura 22 - Diagrama do modelo do sistema fotovoltaico do OpenDSS. *Fonte:* [62]

O parâmetro P_{pmp} é a potência máxima que pode ser fornecida pelo sistema fotovoltaico considerando o nível de irradiação solar de 1000W/m² e temperatura T. Para o modelo fornecido pelo OpenDSS, é adotado que o sistema sempre operará no ponto de máxima potência, isto é, admite-se que o algoritmo de busca do PMP funcionará corretamente em todos os instantes. A temperatura T apresenta um valor de referência, que será utilizado na aplicação da curva $P_{pmp} \times T$, quando forem consideradas variações temporais. Analogamente, o nível de irradiação $irrad$ será usado como referência quando for empregada a curva de irradiação. Geralmente o valor de $irrad$ corresponde ao nível de irradiação máximo que o arranjo fotovoltaico pode estar sujeito em determinada localização.

Quando se deseja simular os geradores fotovoltaicos operando durante um período de tempo, como horas, dias ou anos no OpenDSS, é necessário que o usuário introduza as

curvas de temperatura, de $P_{pmp} \times T$ e de irradiação solar. A curva de temperatura ilustra o comportamento da temperatura dentro do período de tempo desejado, e é desta curva que é retirado o valor de temperatura que será considerado na curva $P_{pmp} \times T$. A curva $P_{pmp} \times T$ tem o objetivo de incluir a influência da temperatura na potência de saída do sistema fotovoltaico. Sendo assim, para cada valor de temperatura dessa curva há um fator correspondente (de 0 a 1) que será multiplicado pelo valor de P_{pmp} na saída do sistema fotovoltaico. Analogamente, a curva de irradiação apresenta a influência do nível de irradiação na potência de saída do sistema fotovoltaico. Adota-se uma curva em que o fator multiplicativo varia ao longo do período de tempo considerado na simulação. Uma representação matemática da potência de saída do arranjo fotovoltaico é dada em (7).

$$P_{Fotovoltaica} = P_{pmp} \times irrad \times Fator\ (\text{curva}\ P_{pmp} \times T) \times Fator\ (curva\ de\ irradiação) \quad (7)$$

O fator de potência é um parâmetro que pode ser ajustado para informar a quantidade de potência reativa fornecida ou absorvida quando o sistema está em operação. O valor do fator de potência padrão é unitário, considerando que não há injeção ou consumo de potência reativa quando o gerador está em operação.

O inversor possui algumas características próprias opcionais, tais como a curva de eficiência e as faixas de operação em função de sua potência aparente nominal. A potência na saída do inversor é dada em (8).

$$P_{Inversor} = P_{Fotovoltaica} \times Fator\ (\text{curva de eficiência}) \quad (8)$$

Todas as curvas mencionadas anteriormente são descritas no Apêndice C.

4.2 Descrição dos sistemas de distribuição de teste

Nesta seção tem-se a apresentação das principais características dos sistemas de distribuição de teste considerados. Primeiramente tem-se o sistema IEEE 13 barras e em seguida o sistema real brasileiro.

4.2.1 IEEE 13 barras

O primeiro sistema de distribuição de teste que foi empregado neste trabalho foi baseado em um sistema bastante conhecido na literatura técnica, o sistema IEEE 13 barras [63]. Ele foi alterado com a introdução de um valor de potência de curto-circuito

na subestação, conforme mostrado no Apêndice A. A Figura 23 apresenta o diagrama unifilar do sistema elétrico adotado e sua descrição completa encontra-se no Apêndice A. Após o transformador SE tem-se o regulador automático de tensão (RT), configurado para que as mudanças das posições de *tap* sejam realizadas automaticamente. Os parâmetros de controle de RT também são apresentados no Apêndice A.

O sistema de distribuição possui trechos de linhas monofásicas, bifásicas e trifásicas. As cargas são desbalanceadas, cujos detalhes são apresentados na Tabela 6. Os tipos de carga do sistema IEEE 13 barras são: potência constante (PQ), corrente constante (I) e impedância constante (Z). Na última linha da Tabela 6, é apresentada a soma das potências ativas e reativas das cargas, para ilustrar o carregamento e a distribuição das potências totais entre as fases.

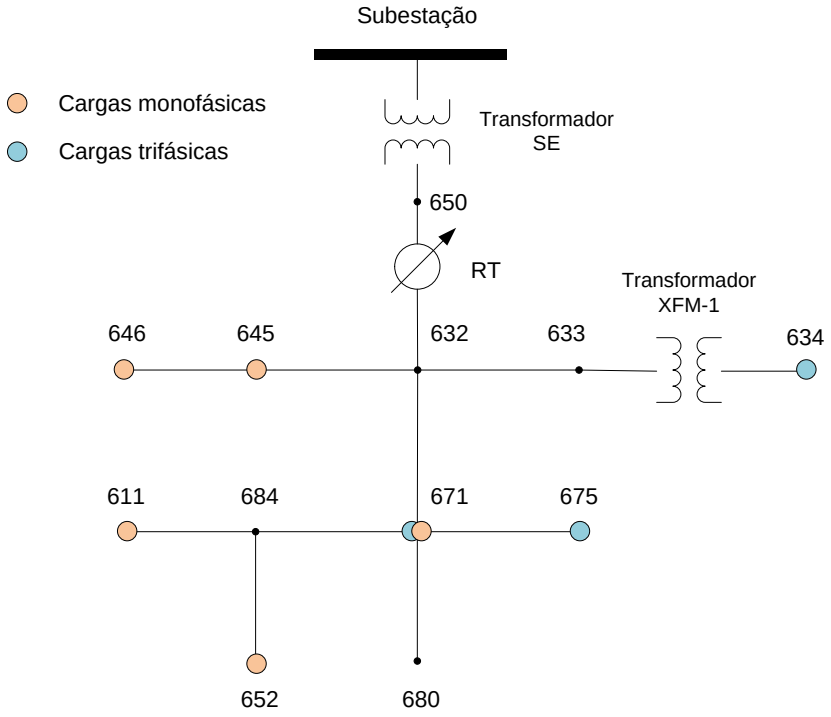


Figura 23 - Diagrama unifilar do sistema de distribuição de teste IEEE 13 barras. *Fonte:* [63]

A Tabela 7 apresenta a localização e as potências nominais dos bancos de capacitores presentes no sistema elétrico.

Tabela 6 - Cargas do sistema de distribuição IEEE 13 barras

Carga	Barra	Tipo	P_A (kW)	Q_A (kVAr)	P_B (kW)	Q_B (kVAr)	P_C (kW)	Q_C (kVAr)
1	671	PQ	385	220	385	220	385	220
2	671	I	0	0	0	0	170	151
3	671	PQ	8,5	5	33	19	58,5	34
4	675	PQ	485	190	68	60	290	212
5	634	PQ	160	110	120	90	120	90
6	645	PQ	0	0	170	125	0	0
7	646	Z	0	0	230	132	0	0
8	611	I	0	0	0	0	170	80
9	652	Z	128	86	0	0	0	0
	Total		**1166,5**	**611**	**1006**	**646**	**1193,5**	**787**

Tabela 7 - Características dos bancos de capacitores

Barra	Q_A (kVAr)	Q_B (kVAr)	Q_C (kVAr)
675	200	200	200
611	0	0	100

4.2.2 Sistema de distribuição brasileiro

O segundo sistema de distribuição de teste foi baseado em um sistema real brasileiro de 152 barras. O diagrama unifilar do sistema é apresentado na Figura 24 e sua descrição completa encontra-se no Apêndice B.

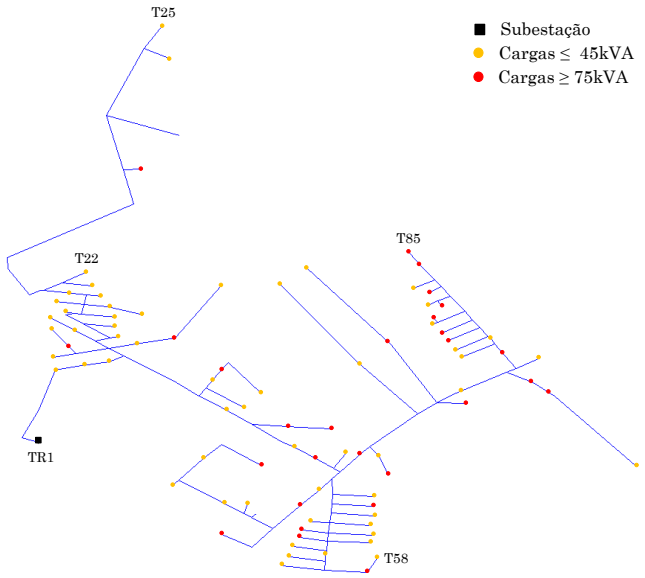


Figura 24 - Diagrama unifilar do sistema de distribuição de teste baseado em um sistema de distribuição real brasileiro

O sistema da Figura 24 é composto por 150 linhas trifásicas no trecho de média tensão. Não foi possível obter os dados do sistema de distribuição secundário, limitando-se assim, o estudo dos níveis de desbalanço de tensão. Soma-se a isto o fato de os dados disponíveis indicarem que as linhas são simétricas e não há desbalanceamento das cargas. Logo, a modelagem desta rede é simplificada em relação ao sistema IEEE 13 barras.

O transformador da subestação, denominado TR1, tem uma potência aparente de 5MVA e possui uma relação de transformação de 138 kV para 13,8 kV.

O sistema de distribuição possui 85 cargas trifásicas do tipo PQ (potência constante), com fator de potência igual a 0,92. Essas cargas possuem potências nominais diferentes, sendo: 15 kVA, 30 kVA, 45 kVA, 75 kVA, 88 kVA, 112,5 kVA e 225 kVA. Para facilitar a visualização na Figura 24, as cargas foram dividas em dois grupos, baseando-se no valor de sua potência nominal. Cada carga é conectada ao sistema através de um transformador trifásico com potência aparente igual à da respectiva carga. Esses transformadores reduzem a tensão de base de 13,8 kV para 220 V. A carga nominal total do sistema é igual a 4,835 MVA, sendo 4,45 MW e 1,89 MVAr.

Para controle da tensão dentro dos limites do sistema há um regulador automático de tensão trifásico instalado na saída do transformador TR1. Os parâmetros de controle do mesmo estão expostos no Apêndice B.

Na Figura 24 também são apresentadas as localizações dos transformadores que serão monitorados na etapa da simulação computacional: TR1, T22, T25, T58 e T85.

4.3 Metodologia para as simulações computacionais

Esta seção descreve a metodologia utilizada para investigar os impactos da instalação de geradores fotovoltaicos nos sistemas de distribuição de energia elétrica.

O conceito visa estabelecer um caso base em que condições operativas do sistema de distribuição sejam bem definidas, desconsiderando os geradores distribuídos. A partir desse caso base, variações nos níveis de penetração dos geradores fotovoltaicos e variações em alguns parâmetros da rede elétrica são efetuadas, a fim de avaliar os impactos. As análises realizadas na etapa das simulações também são apresentadas nesta seção e os resultados de todas as simulações são expostos no capítulo 5.

4.3.1 Simulações do sistema IEEE 13 barras

A Figura 25 ilustra a divisão das etapas de simulação computacional, para o sistema de distribuição de teste IEEE 13 barras.

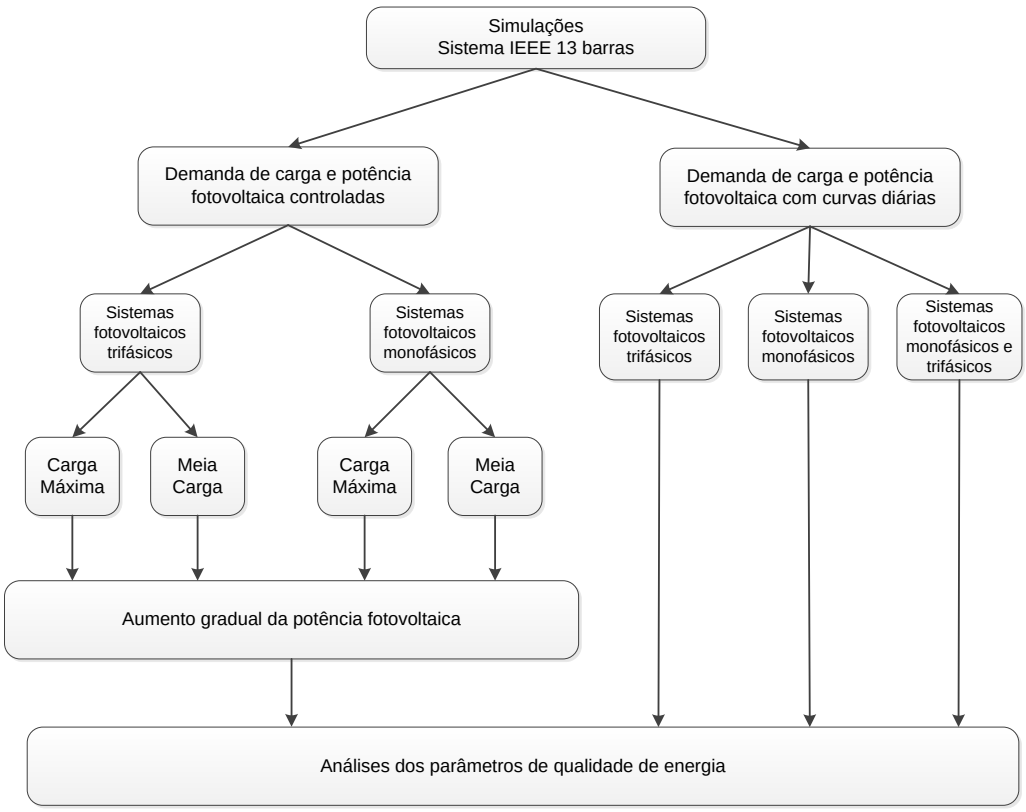


Figura 25 - Diagrama das simulações do sistema IEEE 13 barras

Após as primeiras análises, os geradores fotovoltaicos foram introduzidos nas barras do sistema, separando-os entre casos trifásicos e monofásicos. Para ambos os casos, as simulações realizadas foram divididas, basicamente, em duas etapas: demanda de carga e potência fotovoltaica controladas (ou fixas) e demanda de carga e potência fotovoltaica com curvas diárias.

A separação entre os casos de conexão trifásica e monofásica teve como objetivo separar os efeitos de ambas, uma vez que as conexões desbalanceadas tendem a elevar os índices de desbalanço de tensão. Posteriormente, ambas as situações serão consideradas simultaneamente.

Na primeira etapa da simulação, considerou-se controlada tanto a potência gerada pelo sistema fotovoltaico como a potência consumida pelas cargas, e foi-se elevando gradativamente a potência injetada pelos geradores fotovoltaicos até atingir o limite da carga instalada na barra em que o sistema fotovoltaico fora instalado. A demanda da carga foi abordada de duas maneiras: carga máxima e meia carga. Na situação de carga

máxima adotou-se que as cargas estavam consumindo a sua potência nominal, enquanto que para meia carga, as cargas consumiam apenas metade deste valor. Nos estudos realizados neste trabalho, situações de baixo carregamento da rede não foram consideradas, já que tipicamente esta condição de carga ocorre durante a noite e a madrugada e nestes períodos a geração fotovoltaica é inexistente.

Na segunda parte da simulação, adotou-se o comportamento diário das cargas e dos sistemas fotovoltaicos, com a introdução de curvas de carga e variação da potência fotovoltaica. Em relação às curvas de carga, foram empregadas curvas típicas, tanto com perfil residencial quanto comercial. Maiores detalhes das curvas de carga serão apresentados na seção 5.2.

Para as variações na potência fotovoltaica foram consideradas curvas diárias do nível de irradiação solar e da temperatura de operação dos painéis fotovoltaicos, apresentados no Apêndice C.

Para esta segunda etapa, os estudos foram divididos em três casos:

- Conexão de apenas geradores trifásicos no sistema de distribuição;
- Conexão de apenas geradores monofásicos no sistema de distribuição;
- Conexão de geradores trifásicos e monofásicos no sistema de distribuição.

As análises realizadas em ambas as etapas abrangeram os seguintes tópicos:

- Perfil de tensão em regime permanente;
- Nível de desbalanço de tensão;
- Perdas de potência ativa;
- Regulação de tensão e desconexão de todos os geradores fotovoltaicos do sistema.

4.3.2 Simulações do sistema de distribuição brasileiro

O objetivo desta etapa da simulação foi verificar se os resultados encontrados no sistema IEEE 13 barras, também foram observados em um sistema mais extenso. Além disso, em função do sistema de distribuição real possuir um caráter balanceado, é possível avaliar também se este perfil do sistema seria suficiente para absorver os impactos causados devido à instalação dos geradores fotovoltaicos.

Neste caso, os estudos foram focados na demanda de carga e potência fotovoltaica com curvas diárias. O modelo do sistema fotovoltaico, empregado nesta simulação, foi o mesmo utilizado durante as simulações com o sistema IEEE 13 barras. As curvas de carga adotadas para as cargas do sistema possuem apenas o perfil residencial, conforme será abordado na seção 5.2.

A Figura 26 apresenta o diagrama das simulações empregando o sistema de distribuição real.

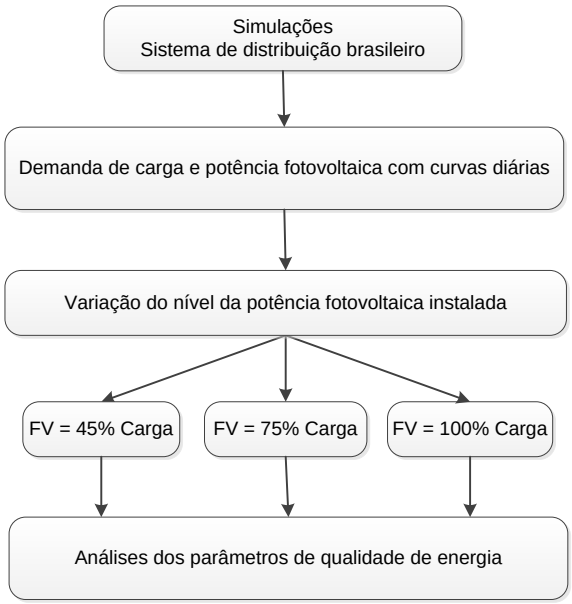


Figura 26 - Diagrama das simulações do sistema de distribuição brasileiro

Foram avaliados três níveis de penetração de geradores fotovoltaicos, distribuídos conforme apresenta a Tabela 8. Nesta tabela SVF significa sistema fotovoltaico. A escolha das fases e das barras para a conexão desses sistemas foi realizada de maneira aleatória. A primeira coluna indica a relação entre a máxima potência fotovoltaica instalada e o máximo carregamento do sistema elétrico.

Tabela 8 - Características dos SVFs inseridos no sistema de distribuição brasileiro

Potência FV instalada (%)	Potência máxima injetada (kW)[6]	Quantidade total de SFVs	SFVs trifásicos	SFVs bifásicos	SFVs monofásicos
45	2200	60	10	16	34
75	3300	85	35	16	34
100	4500	85	85	0	0

As análises realizadas neste caso são as mesmas empregadas na simulação do sistema IEEE 13 barras.

[6] Valores aproximados da potência fotovoltaica injetada.

Capítulo 5

Resultados

Neste capítulo são expostos os resultados obtidos das simulações e análises apresentadas no capítulo anterior. A exibição dos resultados está dividida em três partes:

1. IEEE 13 barras - Demanda de carga e potência fotovoltaica com variação controlada: as potências das cargas e da geração fotovoltaica serão controladas no intuito de tentar atingir situações críticas de penetração de geradores distribuídos, ou seja, aquelas condições em que ocorre violação dos limites de tensão de regime permanente, aumento do nível de desbalanço de tensão, elevação das perdas etc;
2. IEEE 13 barras - Demanda de carga e potência fotovoltaica com curvas diárias: visa tratar de situações mais realistas, considerando as curvas de demanda das cargas e as alterações da potência fotovoltaica em função das variações diárias da temperatura dos painéis e do nível de irradiação solar;
3. Sistema de distribuição brasileiro: nesta situação consideram-se as curvas de demanda e de geração fotovoltaica em um período de 24 horas, tal como descrito no item anterior.

5.1 IEEE 13 barras - Demanda de carga e potência fotovoltaica com variação controlada

Na primeira etapa da simulação foram realizadas simulações com o sistema IEEE 13 barras adotando que as cargas possuíam seus valores fixos, em situações de carga

média e de carga máxima. A condição de carga média foi obtida utilizando 50% da potência nominal das cargas, indicada na Tabela 9. Além disso, duas condições de conexão dos geradores fotovoltaicos foram consideradas:

(a) Conexão de somente geradores trifásicos: nas barras 675, 671 e 634;

(b) Conexão de somente geradores monofásicos e bifásicos: nas barras 645, 646, 611 e 652.

Em todos os casos foi considerada apenas a injeção de potência ativa por parte dos geradores, portanto o fator de potência adotado para o sistema fotovoltaico foi unitário. Os resultados para este caso são apresentados na seção seguinte.

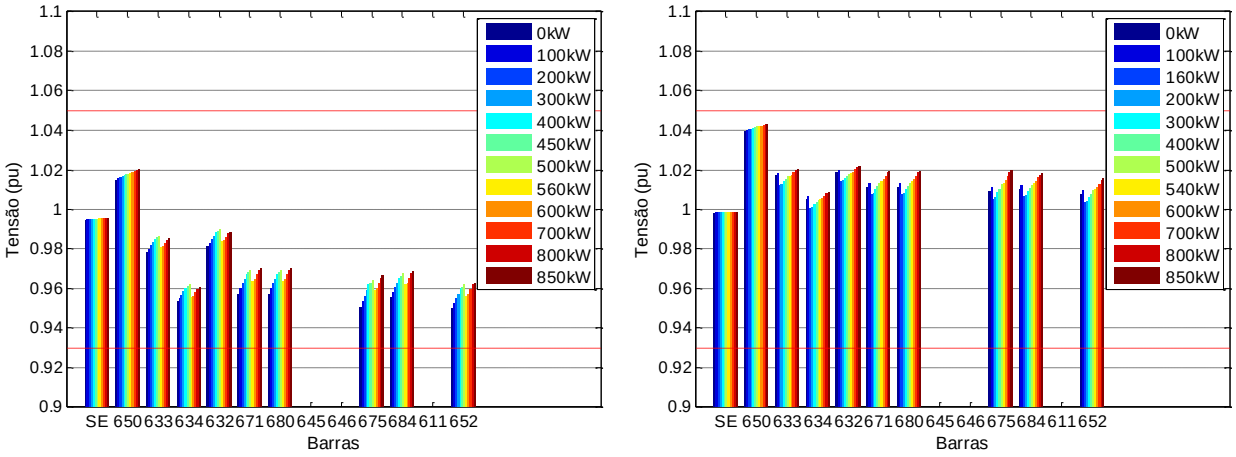
5.1.1 Tensão em regime permanente

Os limites de tensão adotados foram 1,05 pu, para limite superior, e 0,93 pu, para limite inferior, de acordo com o módulo 8 do PRODIST para redes de média tensão [44]. Estes limites são apresentados nos gráficos juntamente com os resultados.

5.1.1.1 Sistemas fotovoltaicos trifásicos: conexão na barra 675

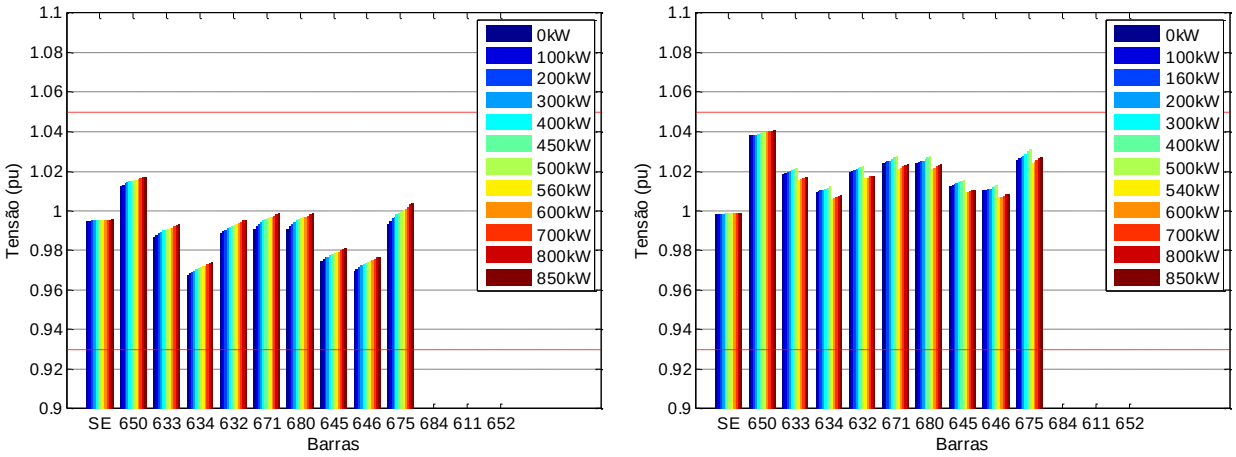
Inicialmente, foi admitida a inserção de geradores fotovoltaicos somente na barra 675. Este caso pode ser tratado como uma usina solar fotovoltaica com conexão em média tensão em um único ponto da rede elétrica. Esta barra possui uma carga trifásica desbalanceada, como pode ser visto na Tabela 6, e o objetivo da análise foi identificar os impactos da conexão do gerador na barra de maior carga do sistema IEEE 13 barras. Para isto, a potência fotovoltaica foi variada gradativamente até 850 kW, que corresponde ao valor nominal da carga nessa barra na condição de máximo carregamento.

Na Figura 27, cada uma das colunas coloridas indica o comportamento da tensão em cada barra (nó) do sistema devido ao aumento progressivo da geração fotovoltaica. Cada cor representa um valor de potência fotovoltaica injetada no sistema elétrico. Os resultados das fases B e C são apresentados na Figura 28 e na Figura 29, respectivamente. Existem barras em que não é mostrado nenhum resultado, significando a ausência de determinada fase no nó em questão.



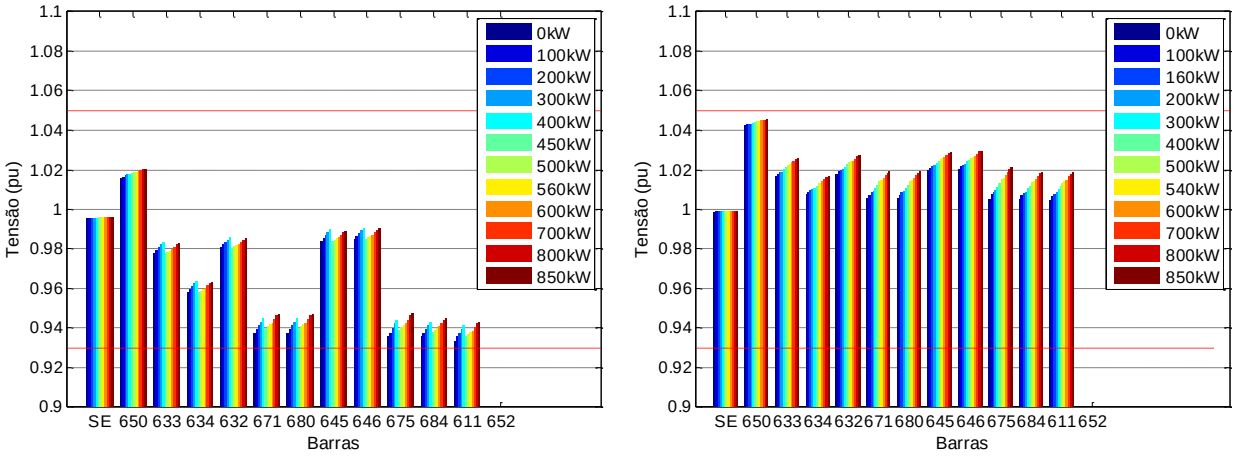
(a) Carga máxima (b) Meia carga

Figura 27 - Variação da tensão na fase A devido à conexão de sistema fotovoltaico na barra 675



(a) Carga máxima (b) Meia carga

Figura 28 - Variação da tensão na fase B devido à conexão de sistema fotovoltaico na barra 675

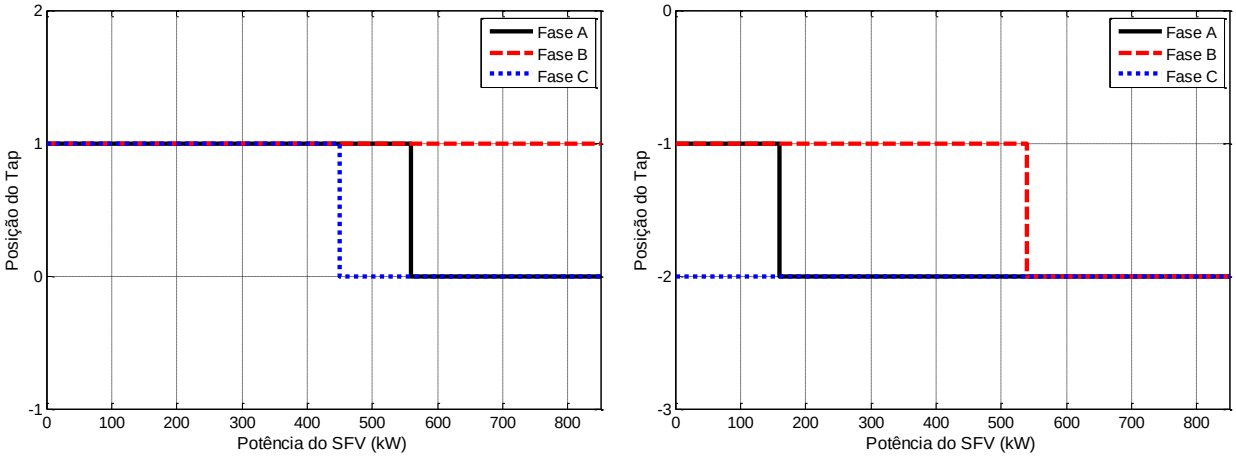


(a) Carga máxima (b) Meia carga

Figura 29 - Variação da tensão na fase C devido à conexão de sistema fotovoltaico na barra 675

Primeiramente, nota-se que ocorreu uma elevação de tensão nas três fases, em quase todas as barras do sistema, à medida que se foi aumentando a potência fotovoltaica instalada na barra 675. As barras que apresentam pequenas elevações, ou nenhuma, encontram-se localizadas próximas à subestação, justificando então seus valores estáveis. Nota-se ainda que a situação de meia carga apresenta níveis de tensão mais elevados, encontrando-se assim, mais propensa às violações de tensão após a conexão dos geradores fotovoltaicos. Em parte, as violações de tensão não ocorreram devido à atuação do regulador automático de tensão. Para a situação de carga máxima, podem-se observar na Figura 27(a) e Figura 29(a) interrupções no crescimento das tensões nas fases A e C, respectivamente. Essas interrupções são provenientes das alterações das posições de *tap* dessas fases, ao passo que a fase B não sofreu nenhuma alteração de *tap* para a situação de carga máxima. O comportamento da posição dos *taps* para esta condição é mostrado na Figura 30(a). Fazendo uma relação com a carga ativa total (3366 kW), a primeira alteração de *tap* (Fase C) ocorreu quando a geração fotovoltaica atingiu cerca de 13% da carga total, e a segunda alteração (Fase A) aconteceu quando essa relação atingiu cerca de 17%.

Para a condição de meia carga, as alterações dos *taps* ocorreram nas fases A e B, e os respectivos comportamentos podem ser observados na Figura 30(b). Nesta condição, considerando um total de carga de 1683 kW, a primeira alteração de *tap* (Fase A) ocorreu para cerca de 10% do valor total da carga, e a segunda (Fase B) para cerca de 30% da carga total. Na figura, SFV significa Sistema Fotovoltaico.



(a) Carga máxima (b) Meia carga

Figura 30 - Comportamento das posições de *tap* devido à variação da potência do gerador fotovoltaico

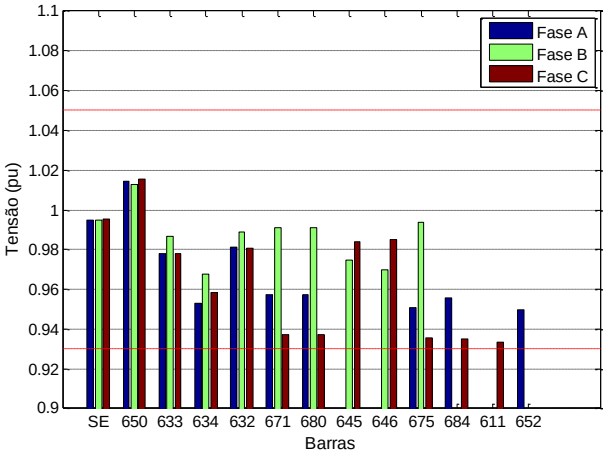
Embora o aumento da potência dos geradores fotovoltaicos tenha sido realizado de forma controlada, observa-se a capacidade de interferir na regulação de tensão do

sistema de distribuição, influenciando o funcionamento dos dispositivos reguladores. Logo, a presença de SFVs em uma rede de distribuição pode provocar o aumento da frequência de chaveamento de *taps* sob carga, promovendo, de certa forma, maior desgaste do equipamento.

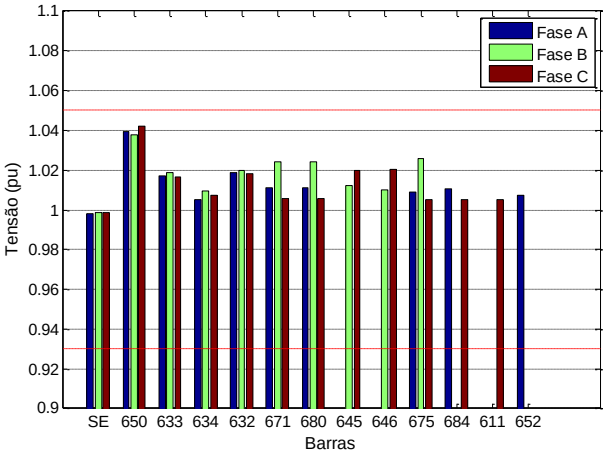
5.1.1.2 Sistemas fotovoltaicos trifásicos: conexão na barra 675, 671 e 634.

Nesta seção considera-se a conexão de geradores nas barras 675, 671 e 634, simultaneamente, indicando a distribuição dos geradores FV em outros pontos do sistema elétrico. Admitiu-se que as potências máximas dos geradores trifásicos são fixas e iguais a 850 kW na barra 675, 1500 kW na barra 671, e 500 kW na barra 634, totalizando uma potência fotovoltaica igual a 2850 kW. Esses valores de potência fotovoltaica são muito próximos das potências trifásicas das cargas em cada barra na condição de máximo carregamento (3366 kW). Já para meia carga (1683 kW), conclui-se que existe um excesso de potência ativa, caracterizando fluxo de potência reverso no sistema elétrico. Os resultados são mostrados na Figura 31 considerando o caso base (sem os geradores) e a situação em que os geradores estão presentes.

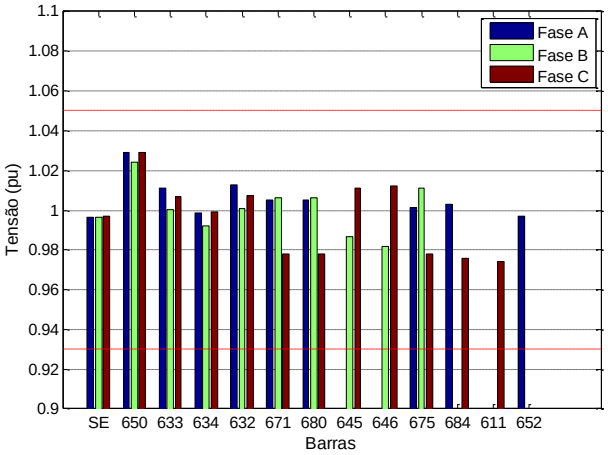
Para o caso de carga máxima, a relação entre a potência fotovoltaica dos geradores e a demanda de carga ativa total é aproximadamente 85%. Para o caso de meia carga, esta relação é próxima de 170%. Como esperado, os valores das tensões nas fases A, B e C, em todas as barras, foram superiores aos do caso base, como pode ser observado comparando a Figura 31(a) com a Figura 31(c) para a condição de máximo carregamento; e a Figura 31(b) com a Figura 31(d) para a situação de meia carga. Para ambos os casos de carregamento do sistema, o regulador de tensão manteve os valores de tensão abaixo do limite permitido de 1,05 pu. Entretanto, nota-se que a barra 650, no caso de meia carga, teve seus valores bem próximos ao limite. Com relação às alterações dos *taps* do regulador de tensão, a Tabela 9 apresenta as posições após a inserção dos geradores nas três barras. Observa-se que os impactos maiores ocorreram na condição de meia carga, em que houve duas alterações de *tap* nas fases A e B para manter as tensões inferiores a 1,05 pu.



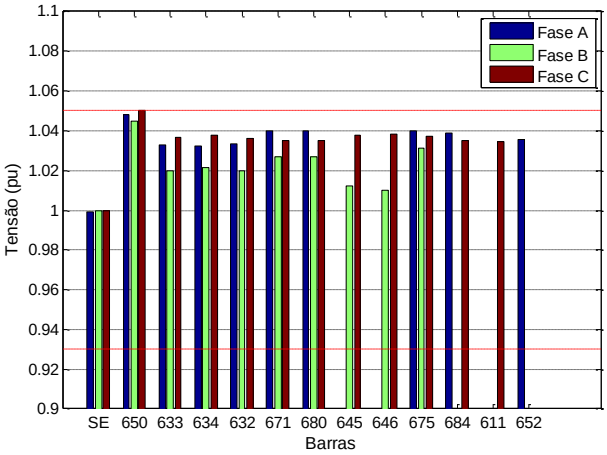
(a) Caso base com carga máxima (sem SFV)



(b) Caso base com meia carga (sem SFV)



(c) Considerando SFV e carga máxima



(d) Considerando SFV e meia carga

Figura 31 - Variação da tensão nas fases A, B e C devido à conexão de sistemas fotovoltaicos nas barras 675, 671 e 634

Tabela 9 - Posições do *tap* considerando geradores instalados nas barras 675, 671 e 634

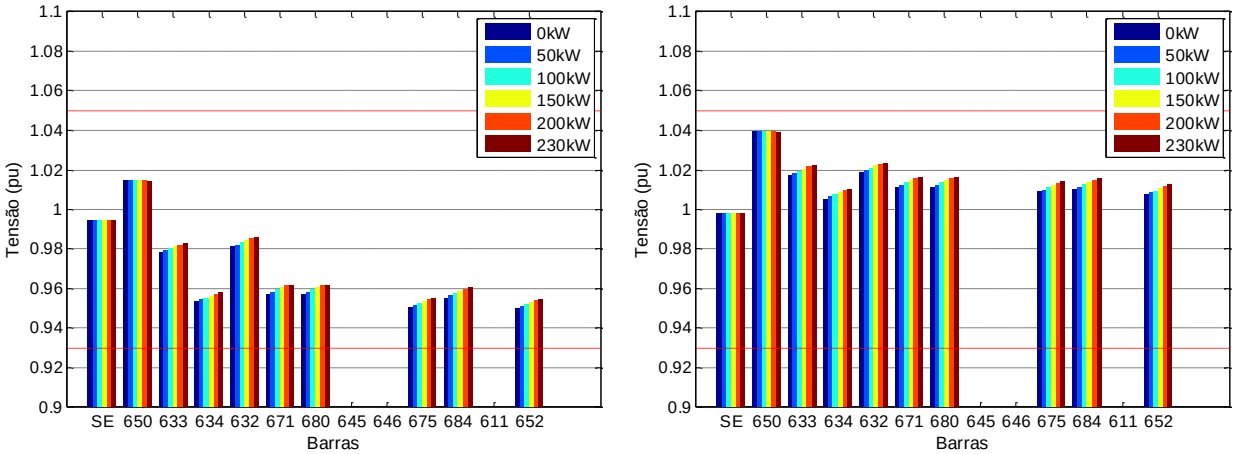
Fase	Carga Máxima		Meia Carga	
	Caso base (sem SFV)	Com SFV	Caso base (sem SFV)	Com SFV
A	1	0	-1	-3
B	1	0	-1	-3
C	1	0	-2	-3

5.1.1.3 Sistemas fotovoltaicos monofásicos: conexão na barra 646

Nesta etapa foi estudado o aumento gradativo da potência fotovoltaica instalada nas barras com cargas monofásicas conectadas. Assim como para o caso dos sistemas trifásicos, serão abordadas tanto situações de carga máxima quanto de meia carga no sistema.

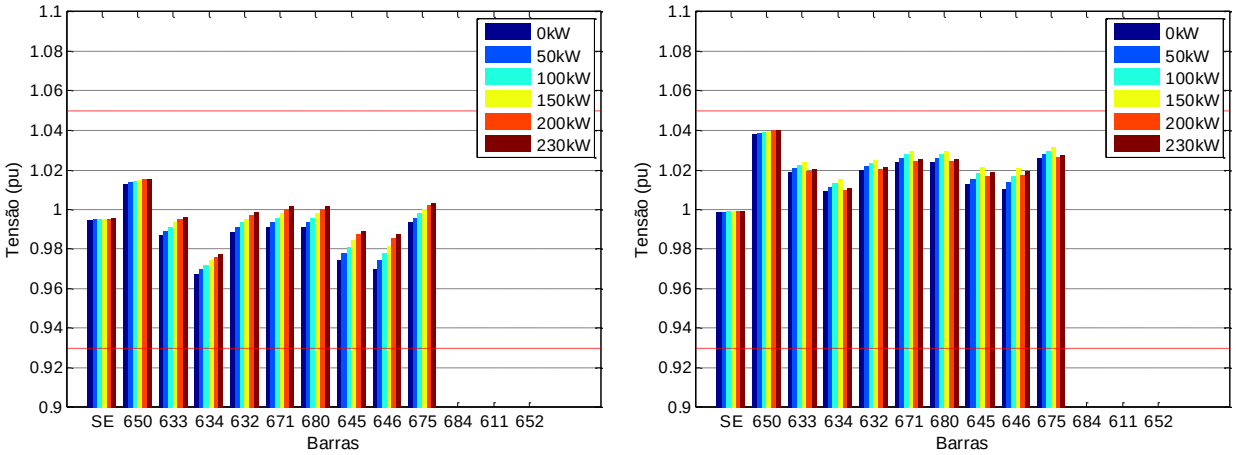
Empregando o conceito de que os sistemas fotovoltaicos estão conectados nos mesmos locais que as unidades consumidoras, estes foram conectados às mesmas fases em que as cargas se encontravam. A potência máxima introduzida pela geração fotovoltaica correspondeu ao valor da potência nominal da carga.

Foi considerado um sistema fotovoltaico conectado somente na barra 646, a qual tem uma carga monofásica (230 kW e 132 kVAr na condição de máximo carregamento) conectada na fase B. A potência fotovoltaica injetada nessa barra variou entre 0 kW (caso base) até 230 kW (correspondendo a 6,8% da carga ativa máxima da rede elétrica e 13,6% da carga média), e os resultados são apresentados desde a Figura 32 até a Figura 34. Escolheu-se a barra 646 devido ao fato de ela apresentar a maior carga monofásica entre as demais barras.



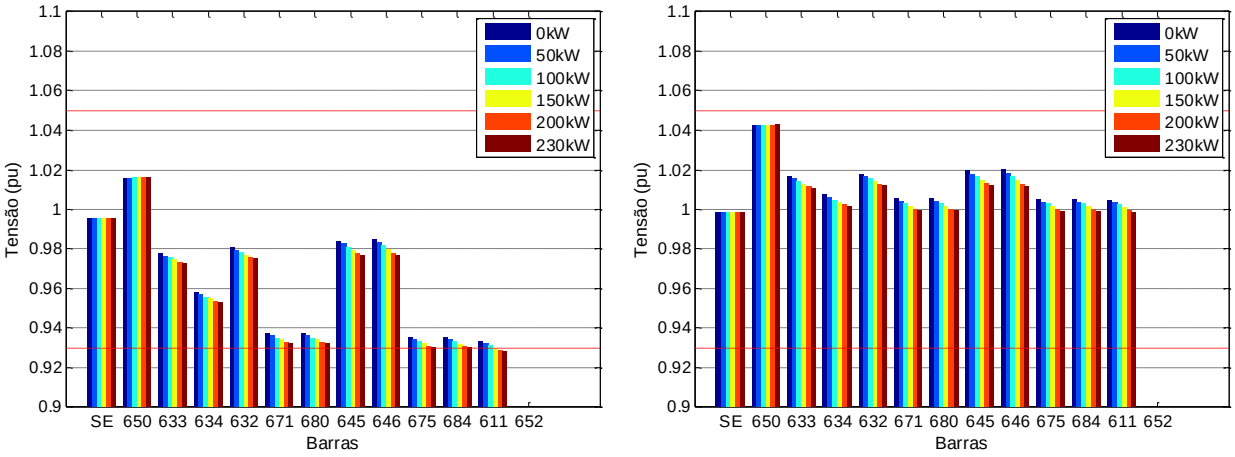
(a) Carga máxima (b) Meia carga

Figura 32 - Variação da tensão na fase A devido à conexão de sistema fotovoltaico na barra 646



(a) Carga máxima (b) Meia carga

Figura 33 - Variação da tensão na fase B devido à conexão de sistema fotovoltaico na barra 646



(a) Carga máxima (b) Meia carga

Figura 34 - Variação da tensão na fase C devido à conexão de sistema fotovoltaico na barra 646

Observa-se que, com o aumento da potência fotovoltaica na barra 646, as tensões nas fases A e B apresentaram uma elevação, enquanto que a tensão na fase C diminuiu. Este é um comportamento relevante, pois para a situação de máximo carregamento mostrada na Figura 34(a) é possível observar que nas barras 675, 684 e 611 acontecem violações do limite de tensão inferior. Esta característica ocorre devido à tensão que surge no neutro em sistemas assimétricos e desbalanceados, tal como explicado em [58]. Assim, ocorre um deslocamento do neutro do sistema.

Na Figura 34(b), que mostra a condição de médio carregamento, observou-se a redução progressiva das tensões nodais da fase C à medida que se aumentou a potência injetada pelo sistema fotovoltaico. Neste caso, entretanto, não houve violações dos limites de tensão em regime permanente.

A variação da geração em apenas uma das fases provoca a alteração das correntes nas fases em proporções diferentes, culminando com a alteração das tensões nodais nas barras trifásicas também em proporções diferentes.

Por fim, nota-se que houve uma atuação do regulador automático de tensão na fase B no sentido de reduzir a tensão, apenas para a situação de meia carga, conforme mostrado na Figura 35.

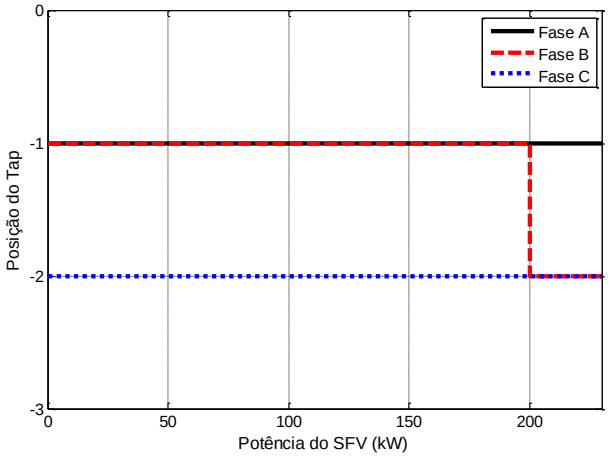
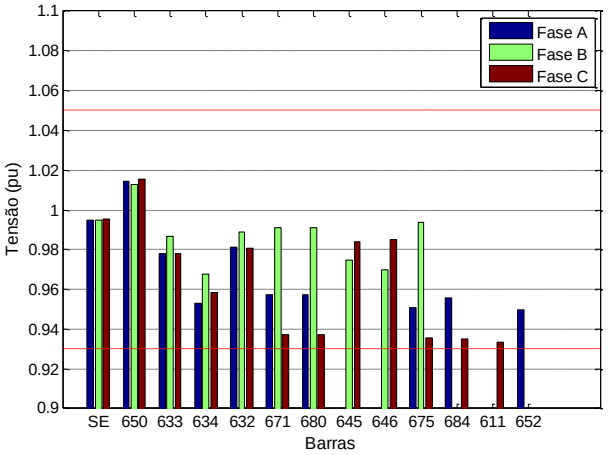


Figura 35 - Comportamento das posições de *tap* devido à variação da potência do gerador fotovoltaico conectado na barra 646 em condição de meia carga

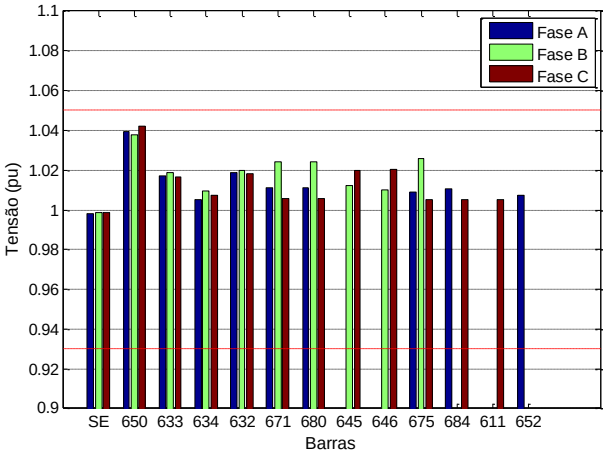
5.1.1.4 Sistemas fotovoltaicos monofásicos: conexão nas barras 611, 645, 646 e 652

Por fim, considerou-se a conexão dos sistemas fotovoltaicos monofásicos nas barras 611, 645, 646 e 652 simultaneamente. A potência fotovoltaica total injetada no sistema foi igual a 700 kW, sendo 170 kW na barra 611 (fase C), 170 kW na barra 645 (fase B), 230 kW na barra 646 (fase B) e 130 kW na barra 652 (fase A). Assim, a relação entre a potência fotovoltaica total injetada no sistema e a demanda de carga ativa total foi de 20,8% para carga máxima. Para a situação de meia carga, essa relação foi de 41,6%. Os resultados são exibidos na Figura 36 em que também são mostrados os resultados para o caso base (sem SFV).

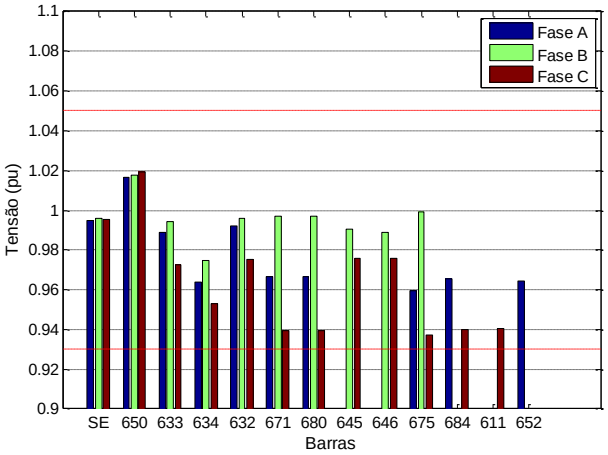
Pela figura observa-se que nas barras onde foram instalados os geradores, as tensões das fases correspondentes à conexão dos mesmos tiveram seus valores elevados, em ambas as situações de carga máxima e meia carga. Além disso, pode-se observar uma redução na tensão de algumas fases após a conexão dos geradores distribuídos. Como exemplo, toma-se a fase C da barra 633 na situação de carga máxima, em que houve uma redução da tensão nodal após a inserção dos geradores fotovoltaicos. Observa-se que não houve violações dos limites de tensão de regime permanente, e o comportamento dos *taps* do regulador automático de tensão é apresentado na Tabela 10.



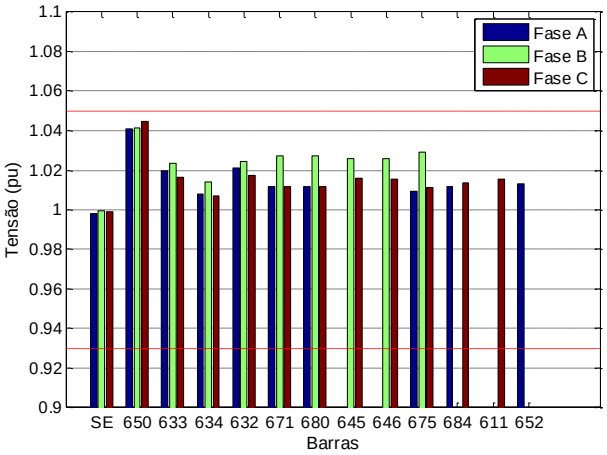
(a) Caso base com carga máxima (sem SFV)



(b) Caso base com meia carga (sem SFV)



(c) Considerando SFV e carga máxima



(d) Considerando SFV e meia carga

Figura 36 - Variação da tensão nas fases A, B e C devido à conexão de sistemas fotovoltaicos nas barras 611, 645, 646 e 652

Tabela 10 - Posições do *tap* considerando geradores instalados nas barras 611, 645, 646 e 652

Fase	Carga Máxima		Meia Carga	
	Caso base (sem SFV)	Com SFV	Caso base (sem SFV)	Com SFV
A	1	1	-1	-2
B	1	0	-1	-2
C	1	0	-2	-2

Por meio da Tabela 10 pode-se observar que a introdução dos geradores acarretou em apenas uma mudança de *tap* em duas fases, em comparação ao caso base, para ambas as condições de carga máxima e de meia carga. Além disso, nota-se que a redução das tensões, em algumas das barras do sistema, não provocou a violação dos limites como ocorreu no caso da seção anterior, em que os geradores foram conectados em uma única barra com nível de penetração menor. Isto mostra a relevância de distribuir os geradores no sistema de distribuição de maneira mais balanceada possível.

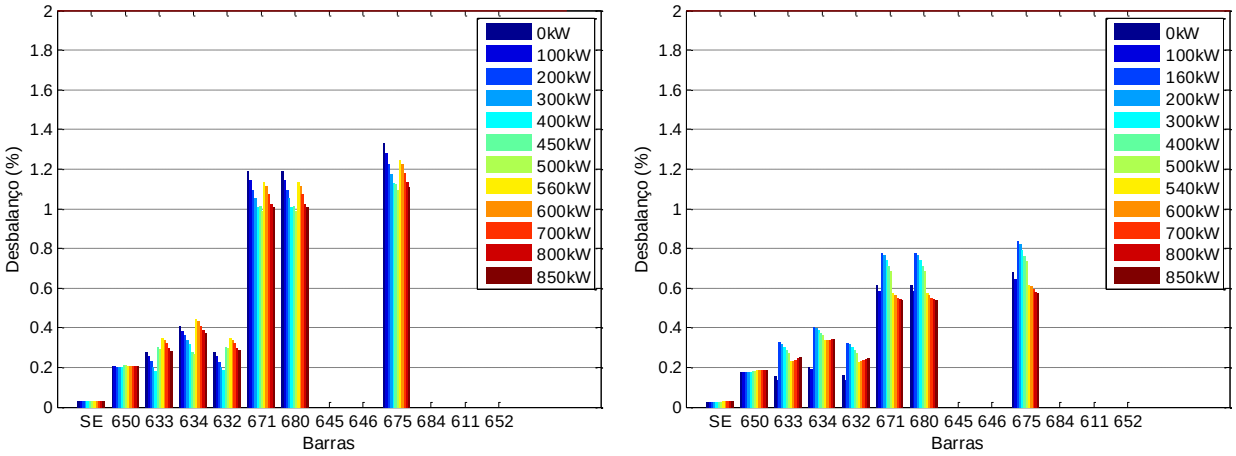
Naturalmente, os impactos observados no caso da inserção de geradores trifásicos (seção 5.1.1.2) foram mais significativos do que os apresentados neste tópico. Isto pode ser explicado devido à relação da potência de geração injetada com a carga total do sistema, que foi muito maior naquele caso do que neste.

5.1.2 Nível de desbalanço de tensão

O nível de desbalanço de tensão foi calculado segundo a equação (6), e dessa forma, este parâmetro foi obtido apenas para as barras trifásicas do sistema. O limite considerado para o nível de desbalanço de tensão é de 2% e será exibido juntamente com os resultados, para verificar se ocorre a violação do mesmo.

5.1.2.1 Sistemas fotovoltaicos trifásicos: conexão na barra 675

O primeiro caso considerou a conexão de um sistema fotovoltaico trifásico na barra 675. Nos resultados da Figura 37, é apresentada a variação do nível de desbalanço de tensão, para cada barra trifásica do sistema, à medida que se eleva a potência fotovoltaica injetada na barra 675.



(a) Carga máxima (b) Meia carga

Figura 37 - Variação do nível de desbalanço de tensão devido à conexão de sistema fotovoltaico na barra 675

Primeiramente, observa-se que os níveis de desbalanço de tensão encontrados na situação de carga máxima são mais elevados do que na situação de meia carga. Contudo, o limite permitido não foi violado em nenhum dos casos. De maneira geral, na situação de carga média, as diferenças entre as tensões das fases A, B e C nas barras são menores do que na de carga máxima, como pode ser observado da Figura 27 à Figura 29. Logo,

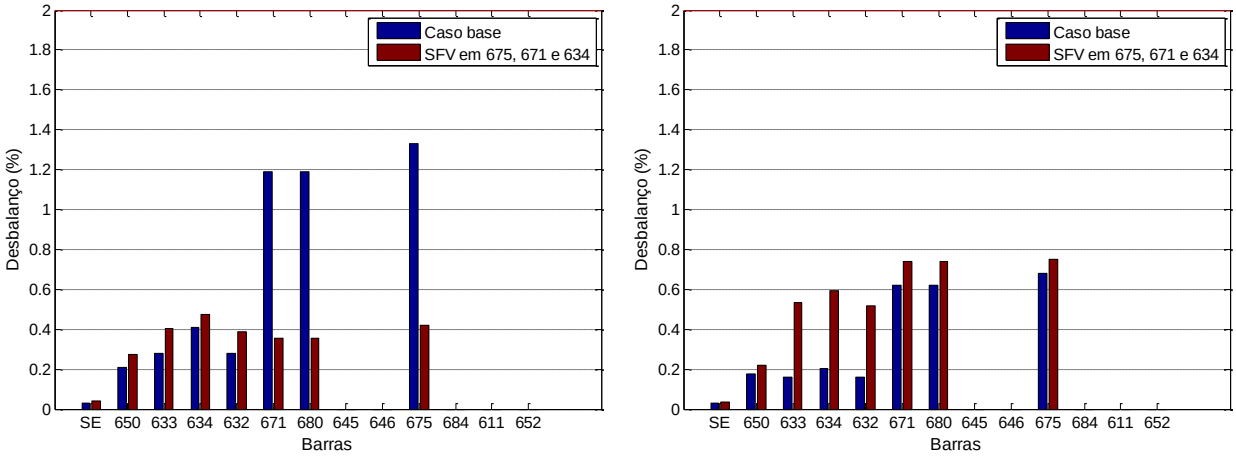
isto explica a distinção entre os índices de desbalanço de tensão das duas condições de carregamento.

Um aspecto interessante é que a conexão do sistema fotovoltaico trifásico na barra 675, em ambas as situações de carregamento, reduziu o nível de desbalanço de tensão nas barras. Algumas elevações no desbalanço foram detectadas à medida que se elevou a potência fotovoltaica injetada. Estas podem ser justificadas pela operação do regulador automático de tensão, uma vez que este realiza a mudança de *tap* em cada fase, de forma isolada. Este mesmo comportamento foi observado quando a geração fotovoltaica trifásica foi inserida isoladamente em outras barras trifásicas do sistema de distribuição em questão, no entanto não deve ser generalizado para outros sistemas elétricos visto que as tensões nodais dependem também das impedâncias mútuas. Logo, cada caso deve ser analisado individualmente.

5.1.2.2 Sistemas fotovoltaicos trifásicos: conexão na barra 675, 671 e 634

Novamente foi considerada a conexão de geradores trifásicos nas barras 675, 671 e 634, adotando a potência de geração máxima em cada barra, tal como feito na seção 5.1.1.2. A Figura 38 ilustra o nível de desbalanço de tensão em todas as barras do sistema, considerando o caso base e o caso com os geradores. Para a condição de máximo carregamento (Figura 38(a)), observa-se que a inserção dos geradores distribuídos reduziu consideravelmente o nível de desbalanço de tensão nas barras 671 e 675 e também em outras barras, em comparação com o caso base. Já na barra 634, o nível de desbalanço sofreu um leve aumento.

Em relação à condição de meia carga (Figura 38(b)), em que a relação entre a potência injetada e o carregamento do sistema foi de 170%, observou-se uma suave elevação do nível de desbalanço em todas as barras do sistema elétrico em comparação ao caso base. Este comportamento leva a inferir que o nível de desbalanço devido à injeção de potência fotovoltaica de forma balanceada (geradores trifásicos) diminui até certo ponto, voltando a aumentar quando existe o excesso de potência ativa (ou a reversão de fluxo na rede elétrica).

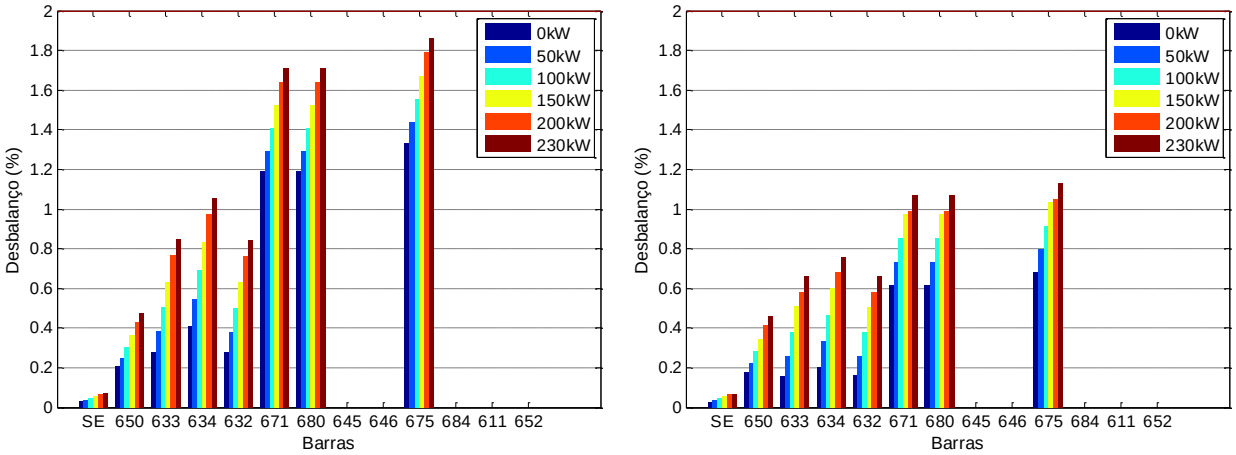


(a) Carga máxima (b) Meia carga

Figura 38 - Variação do nível de desbalanço de tensão devido à conexão de sistema fotovoltaico nas barras 675, 671 e 634

5.1.2.3 Sistemas fotovoltaicos monofásicos: conexão na barra 646

Nesta seção, tem-se o nível de desbalanço de tensão considerando o sistema fotovoltaico monofásico conectado à barra 646, com a variação da potência ativa do sistema fotovoltaico realizada conforme explicado na seção 5.1.1.3. Os resultados são apresentados na Figura 39.



(a) Carga máxima (b) Meia carga

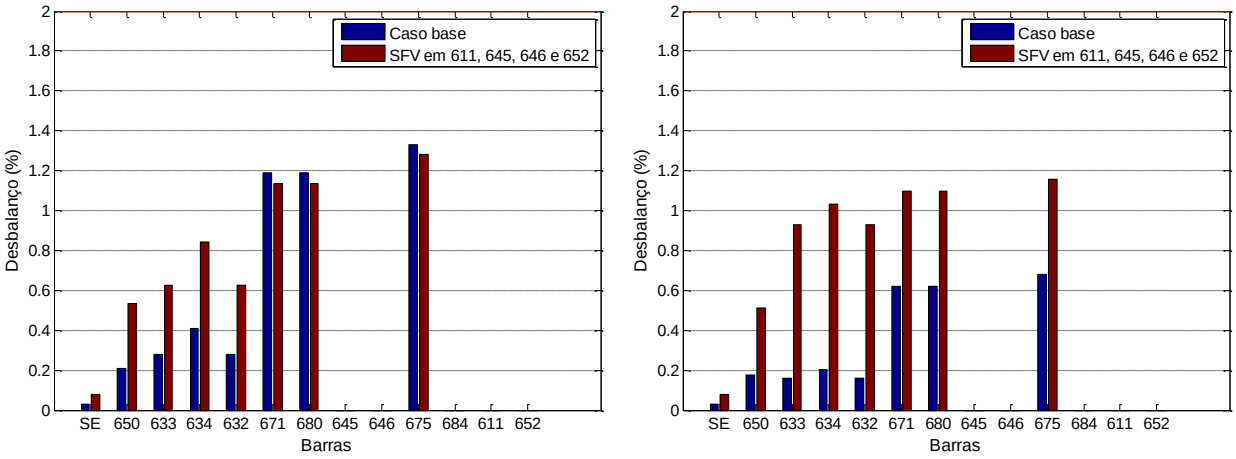
Figura 39 - Variação do nível de desbalanço de tensão devido à conexão de sistema fotovoltaico na barra 646

Os resultados mostram que o nível de desbalanço de tensão aumentou significativamente quando se elevou a potência fotovoltaica. Observa-se que na barra 675, para situação com carga máxima, os níveis de desbalanço superaram o valor de 1,8%. Embora o limite normativo não tenha sido violado, esses resultados mostram que a concentração de uma grande potência de geração fotovoltaica em um único ponto e em

uma fase apenas pode, de fato, degradar a qualidade da energia elétrica fornecida aos consumidores.

5.1.2.4 Sistemas fotovoltaicos monofásicos: conexão nas barras 611, 645, 646 e 652

Na Figura 40, tem-se a variação do nível de desbalanço de tensão considerando a conexão de sistemas fotovoltaicos monofásicos nas barras 611, 645, 646 e 652, simultaneamente. Observa-se que o nível de desbalanço aumentou, de maneira geral, em todas as barras do sistema elétrico em comparação ao caso base e em ambas as condições de carregamento. Nas barras 671, 680 e 675 na situação de carga máxima (Figura 40(a)), o nível de desbalanço sofreu uma leve queda, mostrando que a injeção desbalanceada de potência por geradores instalados nas barras 611, 645, 646 e 652 também pode atuar positivamente. Logo, estes resultados demonstram a necessidade de planejamento e análises detalhadas em relação à proliferação da geração distribuída em sistemas de distribuição de energia elétrica. Neste caso, houve a injeção de 130 kW na fase A, 400 kW na fase B e 170 kW na fase C.



(a) Carga máxima (b) Meia carga

Figura 40 - Variação do nível de desbalanço de tensão devido à conexão de sistema fotovoltaico nas barras 611, 645, 646 e 652

5.1.3 Perdas técnicas totais

Esta seção apresenta os impactos da conexão dos geradores fotovoltaicos nas perdas técnicas totais nas linhas de distribuição. As perdas totais são calculadas como a soma das perdas nas três fases do sistema de distribuição.

5.1.3.1 Sistemas fotovoltaicos trifásicos

A Figura 41 mostra a variação das perdas ativas totais do sistema de distribuição em função da potência fotovoltaica (FV) instalada na barra 675 somente, considerando as condições de carregamento máximo e médio. Observa-se a atuação positiva dos geradores fotovoltaicos no sentido de reduzir as perdas de potência ativa para o sistema elétrico sob análise. Lembra-se que na condição de máximo carregamento, a potência ativa trifásica injetada na barra 675 corresponde a cerca de 25% da carga, ao passo que na condição de meia carga esta relação é aproximadamente 50%.

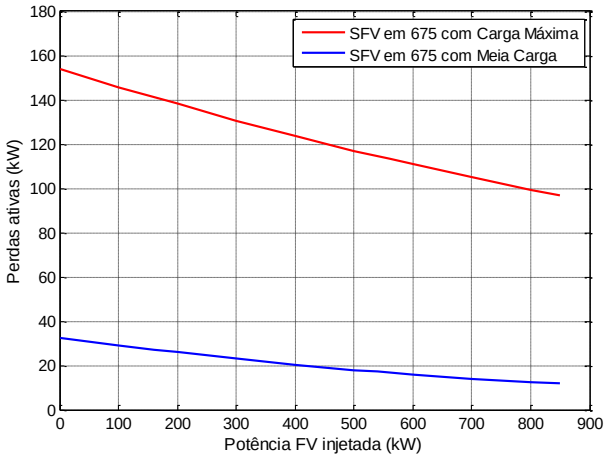


Figura 41 - Perdas ativas totais devido à conexão de sistema fotovoltaico na barra 675

As perdas totais para o caso em que houve a conexão dos sistemas fotovoltaicos, de forma simultânea, nas barras 675, 671 e 634 não estão representadas nas curvas. Como esse estudo considera apenas uma determinada quantidade de potência fotovoltaica instalada, obtêm-se apenas um valor para as perdas, e não uma curva. Para a situação considerando a carga máxima e uma geração total de 2850 kW (85% da carga), as perdas técnicas foram iguais 34 kW. Para a mesma condição de carregamento, mas sem os geradores fotovoltaicos (caso base), as perdas ativas totais foram de 153,9 kW. Logo, a instalação dos geradores nessas 3 barras causou uma redução de 78% nas perdas de potência ativa.

Para a situação de meia carga, a injeção de 2850 kW (170% da carga) distribuídas nas barras 675, 671 e 634 resultou em 20,3 kW de perdas de potência ativa. No caso base e na situação de meia carga, as perdas foram iguais a 32,5 kW. Assim, os geradores provocaram uma redução de 37,5% mesmo havendo fluxo de potência reverso no sistema elétrico.

5.1.3.2 Sistemas fotovoltaicos monofásicos

As perdas totais do sistema para o caso de geradores monofásicos conectados na barra 646 são expostas na Figura 42 para as condições de carregamento máximo e médio do sistema de distribuição. Lembra-se que o total de 230 kW foi injetado gradativamente na fase B da barra 646, correspondendo a 6,8% da carga máxima, e a 13,6% da carga média. Em ambos os casos as perdas de potência ativa reduziram com o aumento da potência fotovoltaica injetada. Para a conexão de SFV na barra 646, a redução não foi tão significativa como no caso de geradores instalados na barra 675, em função da baixa relação entre a potência fotovoltaica e a carga ativa do sistema elétrico.

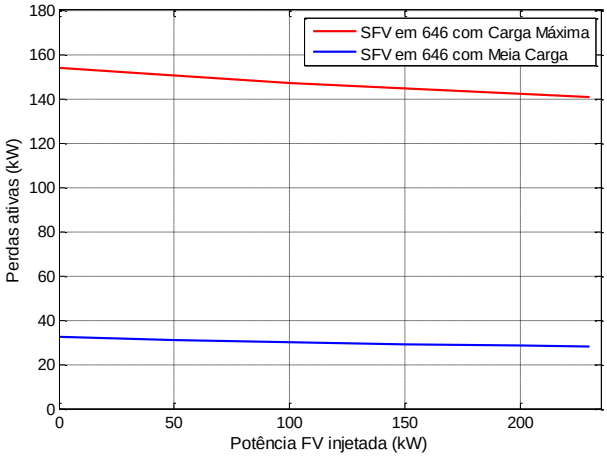


Figura 42 - Perdas ativas totais devido à conexão de sistema fotovoltaico na barra 646

As perdas totais para o caso em que houve a conexão de sistemas fotovoltaicos monofásicos, de forma simultânea, nas barras 611, 645, 646 e 652 não se encontram representadas nas curvas. Para carga máxima, as perdas ativas totais foram iguais a 109,9 kW contra 153,9 kW do caso base, representando uma redução de 29%. Já para meia carga, as perdas ativas totais foram de 17,9 kW representando uma redução de 45% em relação às perdas estimadas no caso base.

5.1.4 Regulação de tensão e desconexão dos geradores fotovoltaicos

Como foi possível observar nas seções anteriores, a variação da posição do *tap* do regulador de tensão devido à conexão dos geradores fotovoltaicos pode ter influência não somente no perfil de tensão, mas também no nível de desbalanço de tensão. Para complementar essas análises, nesta seção objetiva-se avaliar os impactos da desconexão de todos os geradores distribuídos conectados ao sistema nos níveis de tensão e, também como a posição do *tap* do regulador influencia neste aspecto. Esta desconexão pode ser

causada pela proteção anti-ilhamento dos geradores ou então pode ser tratada também como o sombreamento de uma grande área de painéis fotovoltaicos durante um longo período de tempo.

Quando há geradores distribuídos em uma rede de distribuição, os *taps* dos dispositivos reguladores de tensão se ajustam automaticamente para comportar o aumento de tensão provocado por estes geradores. Todavia, se os geradores se desconectarem do sistema, as novas posições de *tap* podem acarretar quedas de tensões, prejudicando a qualidade da energia fornecida às cargas, uma vez que a atuação do regulador de tensão é lenta, podendo demorar dezenas de segundos para recuperar a tensão ao valor desejado [57].

As análises serão conduzidas para os mesmos casos de conexão dos geradores abordados nas seções anteriores, obedecendo ao seguinte procedimento:

(1) Ajustam-se as potências das cargas e as potências injetadas dos geradores fotovoltaicos para os valores desejados;

(2) Executa-se uma simulação de fluxo de carga e armazenam-se os valores das tensões nodais trifásicas no vetor V_0 e a posição de *tap* do regulador automático de tensão na variável tap_0;

(3) Desconectam-se todos os geradores fotovoltaicos do sistema elétrico;

(4) Executa-se outra simulação de fluxo de carga mantendo o mesmo nível de carregamento, porém sem os geradores e com a posição de *tap* do regulador automático de tensão fixada no valor de tap_0. Armazenam-se os valores das tensões nodais trifásicas no vetor V_1;

(5) Calculam-se as quedas de tensão nas barras devido à desconexão dos geradores por meio da equação (9):

$$\Delta V = \frac{V_1 - V_0}{V_0} \times 100\% \tag{9}$$

Os resultados são apresentados nas seções seguintes.

5.1.4.1 Sistemas fotovoltaicos trifásicos: conexão na barra 675

Os resultados das situações de carga máxima e meia carga do sistema serão apresentados separadamente, uma vez que os valores das posições do *tap* são bastante diferentes em cada situação.

Primeiramente será considerada a carga máxima do sistema, lembrando que sua parte ativa corresponde a 3366 kW e que foram injetados 850 kW de potência

fotovoltaica na barra 675. As posições de *tap* para o caso de carga máxima com emprego do gerador trifásico encontram-se na Tabela 11 na coluna tap_0. Para maior clareza, são apresentadas também as posições de *tap* para o caso base (sem geradores) – estas são as posições ideais para não ocorrerem violações de tensão quando os geradores fotovoltaicos não estão presentes.

Tabela 11 - Posições do *tap* considerando conexão de SFV na barra 675 e carga máxima

Fase	Caso base	tap_0
A	1	0
B	1	1
C	1	0

Os resultados da desconexão dos geradores fotovoltaicos considerando as posições de *tap* dadas em tap_0 na Tabela 11 são apresentados na Tabela 12, na qual os valores negativos representam a redução da tensão. Os resultados mostram que a barra mais afetada pela desconexão dos geradores é a barra 675 (em destaque na tabela), no entanto outras barras também apresentam variação de tensão significativa, como é o caso das barras 671, 680, 684 e 652 nas quais a variação de tensão na fase A é de aproximadamente 2%. Em 675, 684 e 611 observa-se que a tensão da fase C está levemente abaixo do limiar de 0,93 pu (valores destacados em vermelho).

Tabela 12 - Variações da tensão após a desconexão dos geradores da barra 675 com carga máxima

Barra	ΔV_A (%)	ΔV_B (%)	ΔV_C (%)	V_A (pu)	V_B (pu)	V_C (pu)
SE	-0,071	-0,065	-0,073	0,995	0,995	0,995
650	-0,520	-0,423	-0,461	1,015	1,013	1,016
633	-1,315	-0,686	-1,120	0,972	0,987	0,972
634	-1,372	-0,714	-1,166	0,947	0,967	0,952
632	-1,309	-0,684	-1,113	0,975	0,989	0,974
671	-1,966	-0,818	-1,664	0,951	0,991	0,931
680	-1,966	-0,818	-1,664	0,951	0,991	0,931
645	-	-0,694	-1,109	-	0,974	0,979
646	-	-0,693	-1,109	-	0,970	0,979
675	**-2,261**	**-1,031**	**-1,890**	0,945	0,993	**0,929**
684	-1,965	-	-1,670	0,950	-	**0,929**
611	-	-	-1,676	-	-	**0,927**
652	-1,965	-	-	0,944	-	-

Para a condição de meia carga (1683 kW), lembra-se que a potência total injetada pelos geradores fotovoltaicos representa cerca de 50% do carregamento do sistema. Para este caso, as posições de *tap* são mostradas na Tabela 13, e os resultados da queda de tensão após a desconexão dos geradores são mostrados na Tabela 14. Os resultados

mostram que as quedas de tensão foram menores em comparação com aquelas analisadas no caso de carga máxima. Não ocorreram violações de tensão visto que as tensões nodais para o caso de meia carga já se encontravam elevadas. Desta análise conclui-se que a severidade da queda de tensão depende do carregamento do sistema, além do nível de injeção de potência ativa dos geradores fotovoltaicos.

Tabela 13 - Posições do *tap* considerando conexão de SFV na barra 675 e meia carga

Fase	Caso base	tap_0
A	-1	-2
B	-1	-2
C	-2	-2

Tabela 14 - Variações da tensão após a desconexão dos geradores da barra 675 com meia carga

Barra	ΔV_A (%)	ΔV_B (%)	ΔV_C (%)	V_A (pu)	V_B (pu)	V_C (pu)
SE	-0,044	-0,042	-0,047	0,998	0,999	0,999
650	-0,336	-0,279	-0,335	1,0340	1,038	1,042
633	-0,951	-0,492	-0,887	1,011	1,012	1,017
634	-0,974	-0,496	-0,905	0,999	1,003	1,007
632	-0,949	-0,491	-0,886	1,012	1,013	1,018
671	-1,471	-0,606	-1,344	1,005	1,017	1,006
680	-1,471	-0,606	-1,344	1,005	1,017	1,006
645	-	-0,495	-0,885	-	1,006	1,020
646	-	-0,486	-0,884	-	1,004	1,020
675	**-1,726**	**-0,818**	**-1,557**	1,002	1,019	1,005
684	-1,463	-	-1,345	1,004	-	1,005
611	-	-	-1,355	-	-	1,005
652	-1,467	-	-	1,001	-	-

5.1.4.2 Sistemas fotovoltaicos trifásicos: conexão na barra 675, 671 e 634

Para este caso, lembra-se que a potência total injetada no sistema elétrico pelos geradores fotovoltaicos é de 2850 kW, que corresponde a aproximadamente 85% da carga máxima e 170% da carga na condição de meia carga.

A Tabela 15 mostra as posições de *tap* para a condição de máximo carregamento, considerando o caso base e a conexão dos geradores nas barras 675, 671 e 634. A Tabela 16 exibe os resultados da desconexão de todos os geradores fotovoltaicos, em que se observam quedas de tensão superiores a 5%, principalmente nas barras em que os geradores estavam conectados (destacadas na tabela). Embora as quedas de tensão tenham sido elevadas, as violações de tensão foram pequenas, como mostram os valores destacados em vermelho.

Tabela 15 - Posições do *tap* considerando conexão de SFV nas barras 675, 671 e 634, e carga máxima

Fase	Caso base	tap_0
A	1	0
B	1	0
C	1	0

Tabela 16 - Variações da tensão após a desconexão dos geradores das barras 675, 671 e 634, com carga máxima

Barra	ΔV_A (%)	ΔV_B (%)	ΔV_C (%)	V_A (pu)	V_B (pu)	V_C (pu)
SE	-0,180	-0,167	-0,195	0,995	0,995	0,995
650	-1,370	-1,094	-1,283	1,015	1,013	1,016
633	-3,860	-2,006	-3,488	0,972	0,980	0,972
634	**-5,137**	**-3,198**	**-4,710**	0,947	0,961	0,952
632	-3,704	-1,853	-3,296	0,975	0,982	0,974
671	**-5,345**	**-2,197**	**-4,784**	0,951	0,984	0,931
680	-5,345	-2,197	-4,784	0,951	0,984	0,931
645	-	-1,875	-3,285	-	0,968	0,978
646	-	-1,875	-3,285	-	0,963	0,979
675	**-5,660**	**-2,408**	**-5,004**	0,945	0,987	**0,929**
684	-5,336	-	-4,800	0,950	-	**0,929**
611	-	-	-4,817	-	-	**0,927**
652	-5,338	-	-	0,944	-	-

Para a condição de meia carga, têm-se as posições de *taps* exibidas na Tabela 17 e os resultados da desconexão dos geradores na Tabela 18. Nesta pode-se observar que há quedas de tensão da ordem de 4%, no entanto não ocorrem violações dos limites normativos uma vez que as tensões na condição de meia carga já se encontravam elevadas.

Tabela 17 - Posições do *tap* considerando conexão de SFV nas barras 675, 671 e 634, e meia carga

Fase A	Caso base	tap_0
A	-1	-3
B	-1	-3
C	-2	-3

Tabela 18 - Variações da tensão após a desconexão dos geradores das barras 675, 671 e 634, com meia carga

Barra	ΔV_A (%)	ΔV_B (%)	ΔV_C (%)	V_A (pu)	V_B (pu)	V_C (pu)
SE	-0,092	-0,093	-0,106	0,998	0,999	0,999
650	-0,811	-0,679	-0,800	1,039	1,038	1,042
633	-2,846	-1,422	-2,586	1,004	1,006	1,010
634	**-3,919**	**-2,487**	**-3,622**	0,992	0,996	1,000
632	-2,710	-1,285	-2,413	1,005	1,007	1,011
671	**-4,067**	**-1,606**	**-3,567**	0,998	1,011	0,998
680	-4,067	-1,606	-3,567	0,998	1,011	0,998
645	-	-1,290	-2,409	-	0,999	1,013
646	-	-1,288	-2,408	-	0,997	1,013
675	**-4,317**	**-1,804**	**-3,760**	0,995	1,012	0,998
684	-4,061	-	-3,570	0,997	-	0,998
611	-	-	-3,581	-	-	0,998
652	-4,065	-	-	0,994	-	-

5.1.4.3 Sistemas fotovoltaicos monofásicos: conexão na barra 646

Nesta seção será exposto como o regulador de tensão se comporta com a conexão de geradores fotovoltaicos monofásicos no sistema de distribuição. Foram analisadas as variações das posições do *tap* na simulação da desconexão dos geradores do sistema, de acordo com os procedimentos apresentados no início da seção 5.1.4.

Na condição de máximo carregamento, a injeção de 230 kW de potência fotovoltaica na barra 646 não foi suficiente para provocar alterações no *tap* do regulador automático de tensão. No entanto, a desconexão dos geradores provoca variações de tensão, conforme mostra a Tabela 19, que foram insuficientes para causar violações dos limites normativos. Observa-se que na fase C houve elevações de tensão em quase todas as barras, assim a desconexão dos geradores contribuiu positivamente neste caso, pois as tensões na fase C das barras 675, 684 e 611 já estavam abaixo de 0,93 pu em regime permanente (ver Figura 34(a)).

Para a condição de meia carga houve apenas uma alteração de *tap* na fase B após a inserção dos geradores distribuídos, conforme mostra a Tabela 20. Os resultados da desconexão dos geradores são apresentados na Tabela 21, onde nota-se que as variações de tensão foram pequenas e insuficientes para causar qualquer violação dos limites normativos. Assim como ocorreu para carga máxima, a desconexão dos geradores na barra 646 foi benéfica naquelas barras e fases em que houve decréscimo das tensões nodais quando os geradores monofásicos estavam presentes.

Tabela 19 - Variações da tensão após a desconexão dos geradores da barra 646 com carga máxima

Barra	ΔV_A (%)	ΔV_B (%)	ΔV_C (%)	V_A (pu)	V_B (pu)	V_C (pu)
SE	0,020	-0,067	-0,001	0,995	0,995	0,995
650	0,030	-0,286	-0,069	1,015	1,013	1,016
633	-0,468	-0,966	0,541	0,978	0,987	0,978
634	-0,494	-1,006	0,565	0,953	0,968	0,958
632	-0,468	-0,962	0,539	0,981	0,989	0,981
671	-0,493	-0,993	0,546	0,957	0,991	0,937
680	-0,493	-0,993	0,546	0,957	0,991	0,937
645	-	-1,470	0,727	-	0,975	0,984
646	**-**	**-1,767**	**0,841**	-	0,970	0,985
675	-0,498	-0,991	0,545	0,951	0,994	0,935
684	-0,492	-	0,548	0,956	-	0,935
611	-	-	0,549	-	-	0,933
652	-0,491	-	-	0,950	-	-

Tabela 20 - Posições do *tap* considerando conexão de SFV na barra 646 e meia carga

Fase	Caso base	tap_0
A	-1	-1
B	-1	-2
C	-2	-2

Tabela 21 - Variações da tensão após a desconexão dos geradores da barra 646 com meia carga

Barra	ΔV_A (%)	ΔV_B (%)	ΔV_C (%)	V_A (pu)	V_B (pu)	V_C (pu)
SE	0,025	-0,051	0,001	0,999	0,999	0,999
650	0,029	-0,183	-0,029	1,040	1,038	1,042
633	-0,411	-0,687	0,504	1,017	1,012	1,017
634	-0,426	-0,713	0,509	1,005	1,003	1,007
632	-0,420	-0,696	0,504	1,019	1,013	1,018
671	-0,433	-0,713	0,530	1,011	1,017	1,006
680	-0,433	-0,713	0,530	1,011	1,017	1,006
645	-	-1,101	0,661	-	1,006	1,020
646	**-**	**-1,357**	**0,750**	-	1,004	1,020
675	-0,424	-0,721	0,530	1,009	1,019	1,005
684	-0,434	-	0,531	1,010	-	1,005
611	-	-	0,531	-	-	1,005
652	-0,435	-	-	1,007	-	-

5.1.4.4 Sistemas fotovoltaicos monofásicos: conexão nas barras 611, 645, 646 e 652

Para a condição de máximo carregamento, a injeção total de potência ativa por parte dos geradores distribuídos soma 700 kW, aproximadamente 21% da carga máxima. As posições de *tap* do caso base e após a conexão dos geradores nas barras em questão são apresentadas na Tabela 22. Na Tabela 23 é possível verificar que as maiores variações de tensão ocorrem nas barras em que os geradores estavam conectados (em destaque na tabela). Ressalta-se, entretanto, que não houve severas violações dos limites normativos de tensão (valores destacados em vermelho).

Tabela 22 - Posições do *tap* considerando conexão de SFV nas barras 611, 645, 646 e 652, e carga máxima

Fase	Caso base	tap_0
A	1	1
B	1	0
C	1	0

Tabela 23 - Variações da tensão após a desconexão dos geradores das barras 611, 645, 646 e 652, com carga máxima

Barra	ΔV_A (%)	ΔV_B (%)	ΔV_C (%)	V_A (pu)	V_B (pu)	V_C (pu)
SE	-0,006	-0,103	-0,049	0,995	0,995	0,995
650	-0,216	-0,481	-0,353	1,015	1,013	1,016
633	-1,073	-1,400	-0,113	0,978	0,980	0,972
634	-1,130	-1,457	-0,119	0,953	0,961	0,952
632	-1,069	-1,393	-0,111	0,981	0,982	0,974
671	-0,947	-1,241	-0,866	0,957	0,985	0,931
680	-0,947	-1,241	-0,866	0,957	0,985	0,931
645	-	**-2,268**	**0,222**	-	0,968	0,978
646	-	**-2,562**	**0,335**	-	0,964	0,979
675	-0,962	-1,238	-0,864	0,950	0,987	**0,929**
684	-1,029	-	-1,157	0,955	-	**0,929**
611	-	-	**-1,406**	-	-	**0,927**
652	**-1,532**	-	-	0,950	-	-

Para a condição de meia carga, em que a potência fotovoltaica total injetada no sistema elétrico corresponde a aproximadamente 42% da carga média, as posições de *tap* são apresentadas na Tabela 24 e os resultados das variações de tensão após a desconexão dos geradores são mostrados na Tabela 25. Nesta última, observa-se novamente que as variações de tensão foram menos intensas do que no caso de máxima carga, não havendo violação dos limites de tensão em regime permanente.

Tabela 24 - Posições do *tap* considerando conexão de SFV na barra 611, 645, 646 e 652, e meia carga

Fase	Caso base	tap_0
A	-1	-2
B	-1	-2
C	-2	-2

Tabela 25 - Variações da tensão após a desconexão dos geradores das barras 611, 645, 646 e 652, com meia carga

Barra	ΔV_A (%)	ΔV_B (%)	ΔV_C (%)	V_A (pu)	V_B (pu)	V_C (pu)
SE	0,016	-0,081	-0,034	0,998	0,999	0,999
650	-0,125	-0,326	-0,268	1,040	1,038	1,042
633	-0,893	-1,123	0,039	1,011	1,012	1,017
634	-0,915	-1,134	0,040	0,999	1,003	1,007
632	-0,891	-1,113	0,049	1,012	1,013	1,018
671	-0,721	-0,973	-0,603	1,005	1,017	1,006
680	-0,721	-0,973	-0,603	1,005	1,017	1,006
645	**-**	**-1,930**	**0,354**	-	1,006	1,020
646	**-**	**-2,193**	**0,463**	-	1,004	1,020
675	-0,723	-0,972	-0,613	1,002	1,019	1,005
684	-0,801	-	-0,848	1,004	-	1,005
611	**-**	**-**	**-1,063**	-	-	1,005
652	**-1,263**	**-**	**-**	1,001	-	-

5.1.5 Conclusões parciais

Por meio das análises dos resultados apresentados na seção 5.1, as seguintes conclusões puderam ser obtidas:

- A injeção de potência ativa por parte dos geradores fotovoltaicos causa a elevação das tensões nodais em todas as fases se a mesma for feita de forma balanceada entre as fases do sistema elétrico;
- Para o caso da conexão de geradores monofásicos, foi possível concluir que as tensões das três fases do sistema são afetadas, e não somente a tensão da fase em que estes se encontram instalados. Isso acontece devido ao deslocamento da posição do neutro, causada pela variação do nível de desbalanço, e à existência do acoplamento mútuo entre as fases. Um aspecto de grande relevância é que o aumento da geração distribuída em uma das fases pode provocar a redução da tensão em outra fase. Este problema foi minimizado quando os geradores monofásicos foram distribuídos em outras barras e fases do sistema elétrico,

indicando que os geradores distribuídos monofásicos devem ser instalados procurando estabelecer um balanceamento entre as fases;

- Os geradores distribuídos influenciam a atuação dos reguladores automáticos de tensão causando mudanças adicionais de *taps* do dispositivo. Um ponto positivo relevante é que a atuação do regulador de tensão evitou a violação dos limites de tensão de regime permanente à medida que se elevava a potência ativa injetada pelos geradores. Portanto, de maneira geral, os reguladores de tensão podem permitir um aumento no nível de penetração de geração distribuída sem que haja violações dos limites de tensão em regime permanente;
- O aumento de potência da geração fotovoltaica reduziu o índice de desbalanço de tensão, quando foram considerados os geradores trifásicos e máximo carregamento. Para os geradores monofásicos, o índice de desbalanço de tensão aumentou significativamente, atingindo valores muito próximos dos limites normativos. No entanto, quando foram considerados múltiplos geradores distribuídos em diferentes barras e fases, o aumento do nível de desbalanço foi mais modesto quando comparado com o valor calculado quando os geradores estavam concentrados em uma única barra monofásica. Isto mostra, mais uma vez, o benefício de prover um balanceamento entre as fases quando da conexão dos geradores fotovoltaicos;
- Em relação às perdas técnicas totais, estas tiveram seus valores reduzidos com o aumento da potência fotovoltaica presente no sistema de distribuição. Entretanto, é importante ressaltar que há um limite. No caso em que a potência fotovoltaica introduzida foi elevada o suficiente para acarretar um fluxo de potência reverso na subestação, os valores das perdas foram superiores àqueles encontrados quando uma potência fotovoltaica inferior foi injetada no sistema;
- Em relação aos impactos causados pela desconexão dos sistemas fotovoltaicos, concluiu-se que as variações de tensão são tão mais intensas quanto maiores forem o nível de carregamento do sistema elétrico e a quantidade de potência ativa injetada no sistema de distribuição. Dessa forma, os resultados mostraram que a desconexão massiva dos geradores fotovoltaicos pode prejudicar a qualidade da energia elétrica suprida aos consumidores.

5.2 IEEE 13 barras - Curvas de demanda e de potência fotovoltaica

Na segunda etapa das simulações, estudou-se o comportamento do sistema IEEE 13 barras considerando curvas diárias tanto para as cargas quanto para a geração fotovoltaica. O objetivo das análises é considerar casos mais realistas de variação de carga e de geração fotovoltaica. As análises foram dividas em três categorias:

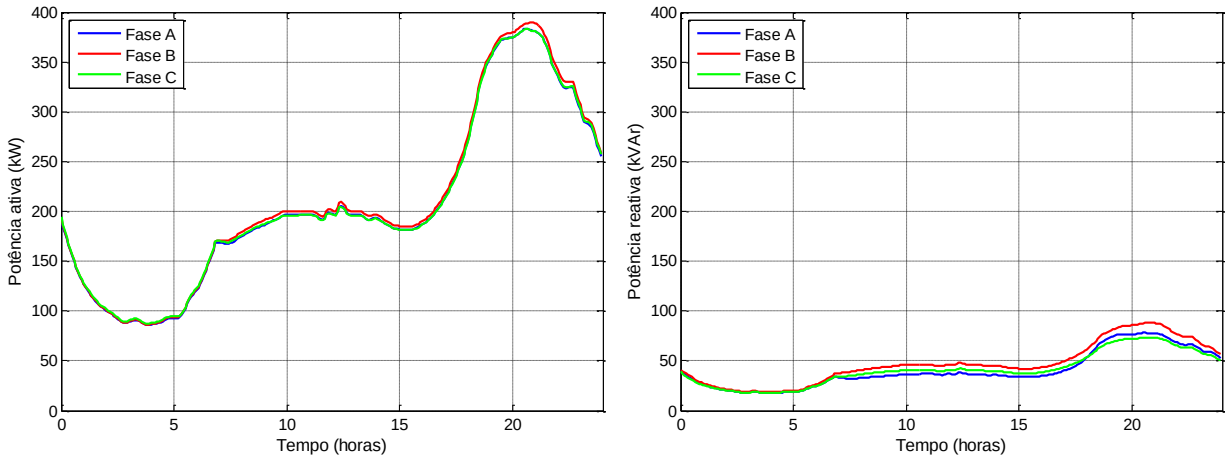
(a) Sistema de distribuição apenas com a conexão de geradores trifásicos;

(b) Apenas com a presença de geradores monofásicos;

(c) Geradores monofásicos e trifásicos atuando simultaneamente.

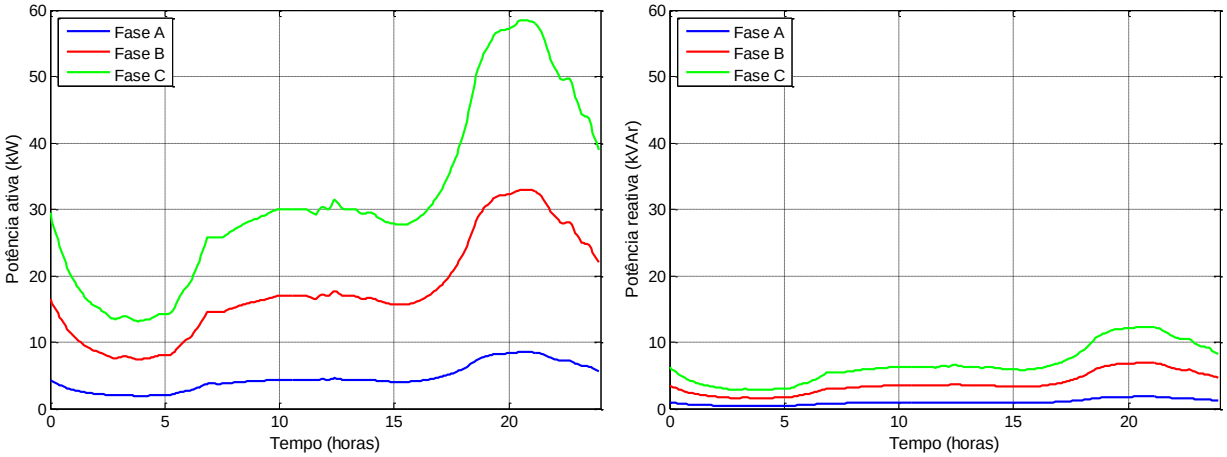
5.2.1 Caracterização das cargas

A representação das curvas de demanda seguiu os perfis residencial e comercial obtidos em [64], com intervalo de tempo igual a 5 minutos durante 24 horas. A atribuição dos perfis de demanda às barras de carga do sistema elétrico foi feita de forma aleatória. Os valores máximos de potência ativa e reativa correspondem aos valores apresentados na Tabela 6 e foi utilizado o mesmo perfil de carga para demanda ativa e reativa. Da Figura 43 até a Figura 51 são mostrados os perfis de carga utilizados para as cargas trifásicas balanceadas e desbalanceadas, bem como para as cargas monofásicas de cada barra.



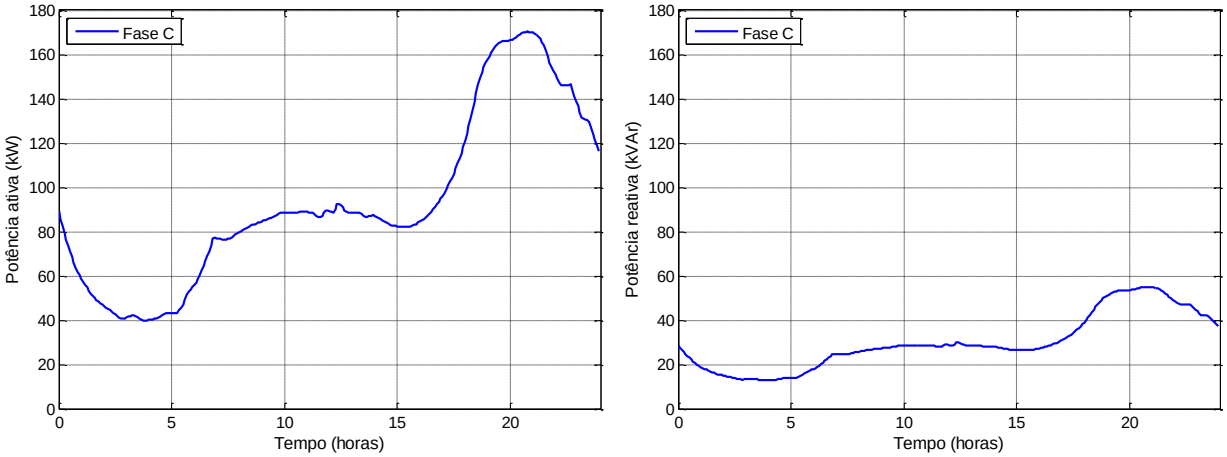
(a) Potência ativa (b) Potência reativa

Figura 43 - Curvas de demanda para a carga trifásica e balanceada da barra 671 - Perfil residencial



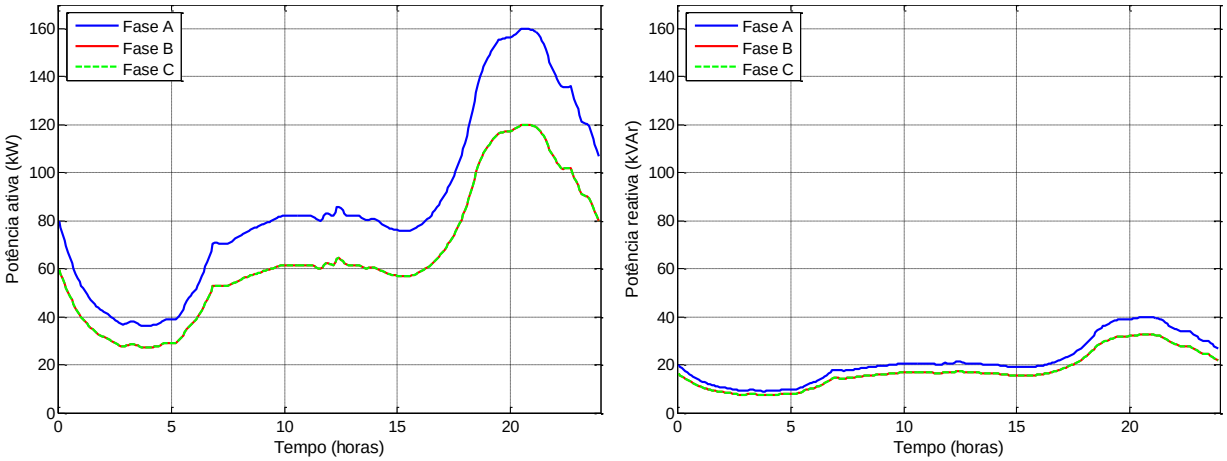
(a) Potência ativa (b) Potência reativa

Figura 44 - Curvas de demanda para a carga trifásica e desbalanceada da barra 671 - Perfil residencial



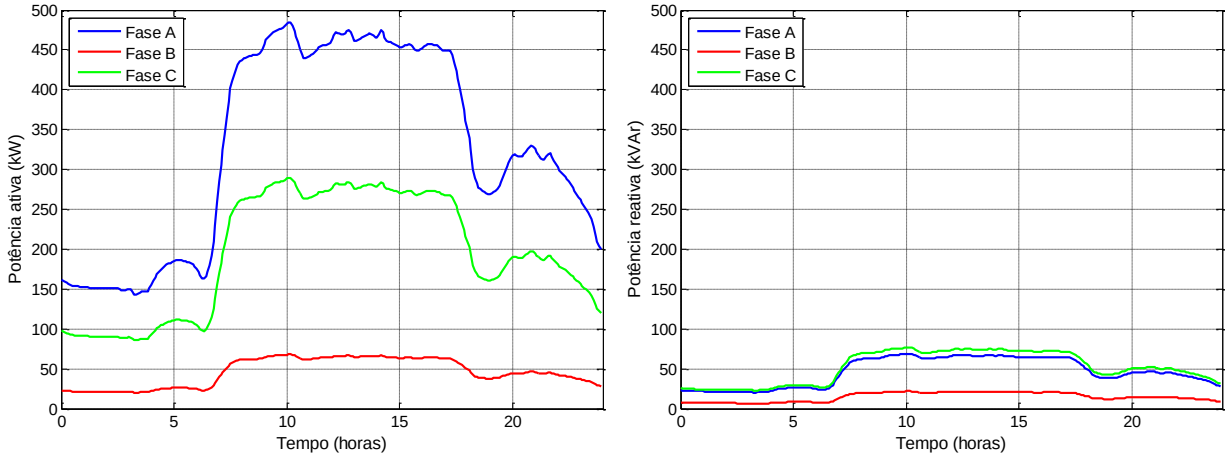
(a) Potência ativa (b) Potência reativa

Figura 45 - Curvas de demanda para a carga monofásica da barra 671 - Perfil residencial



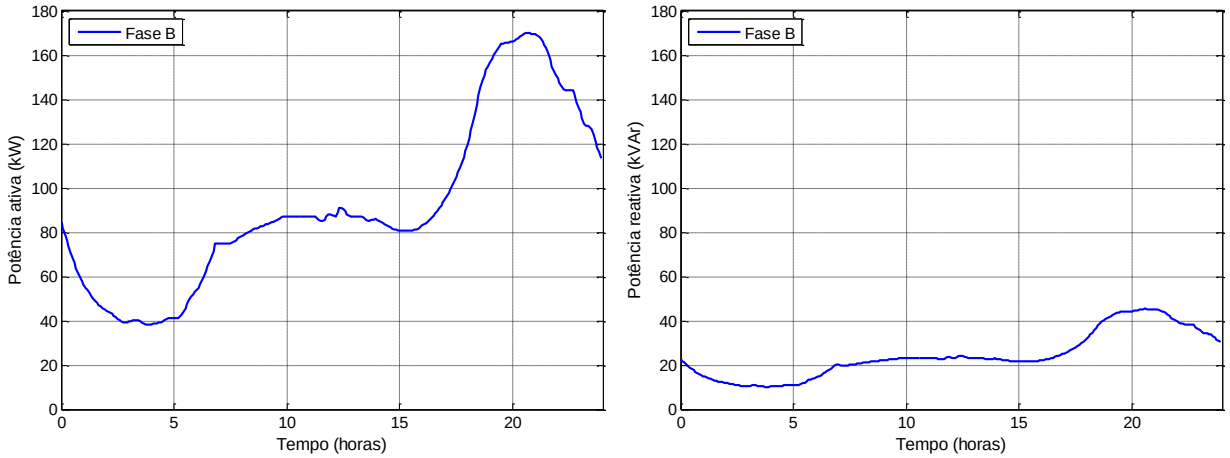
(a) Potência ativa (b) Potência reativa

Figura 46 - Curvas de demanda para a carga trifásica da barra 634 - Perfil residencial



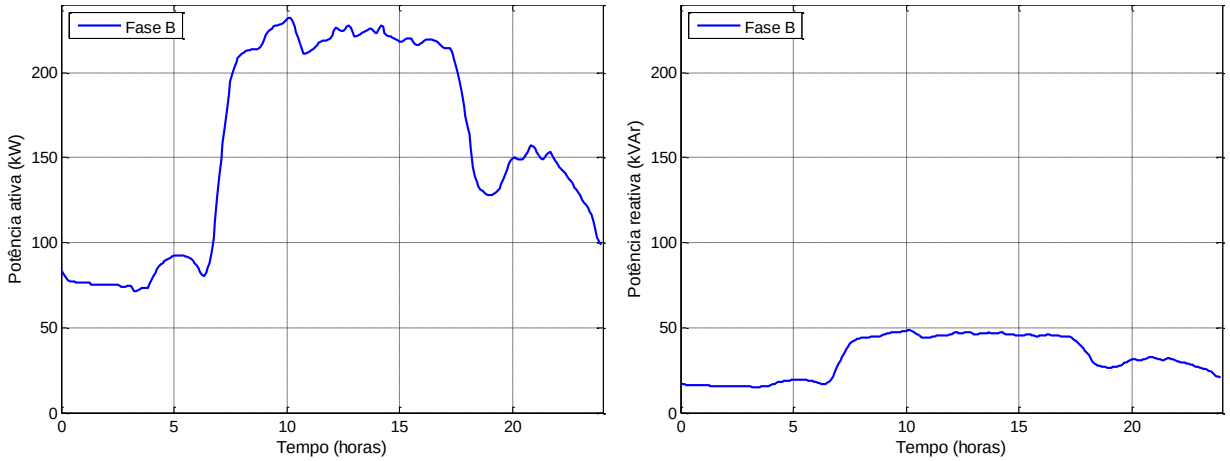
(a) Potência ativa (b) Potência reativa

Figura 47 - Curvas de demanda para a carga trifásica da barra 675 - Perfil comercial



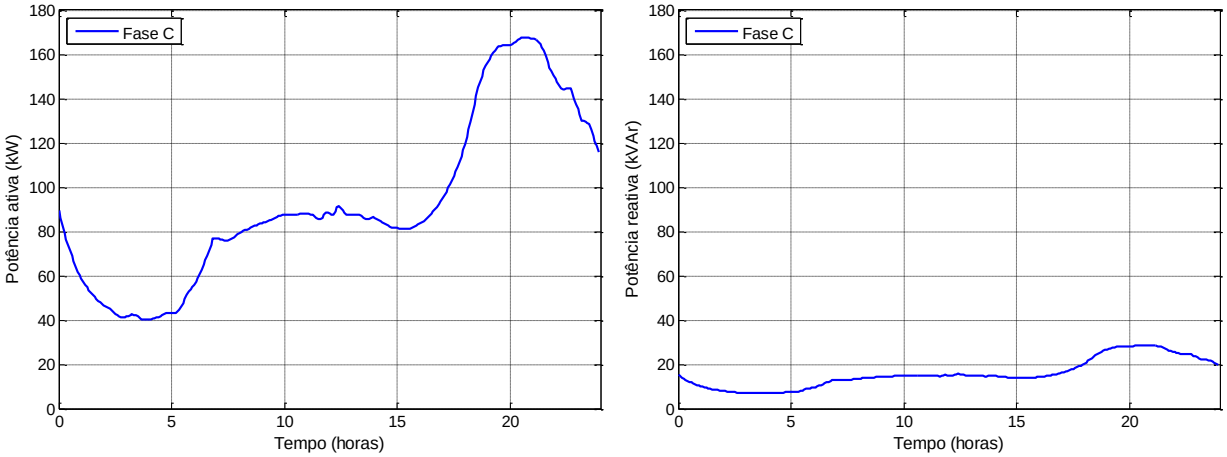
(a) Potência ativa (b) Potência reativa

Figura 48 - Curvas de demanda para a carga monofásica da barra 645 - Perfil residencial



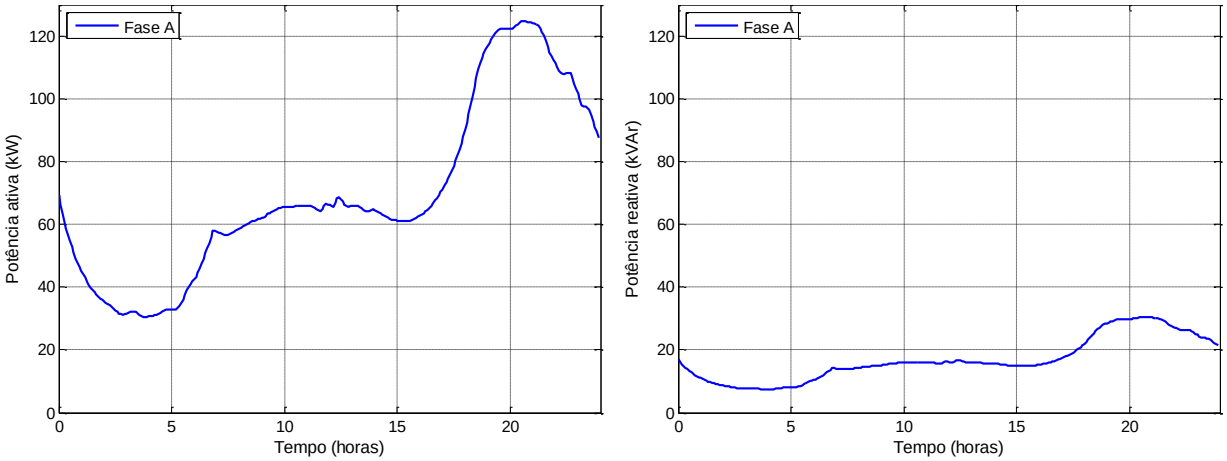
(a) Potência ativa (b) Potência reativa

Figura 49 - Curvas de demanda para a carga monofásica da barra 646 - Perfil comercial



(a) Potência ativa (b) Potência reativa

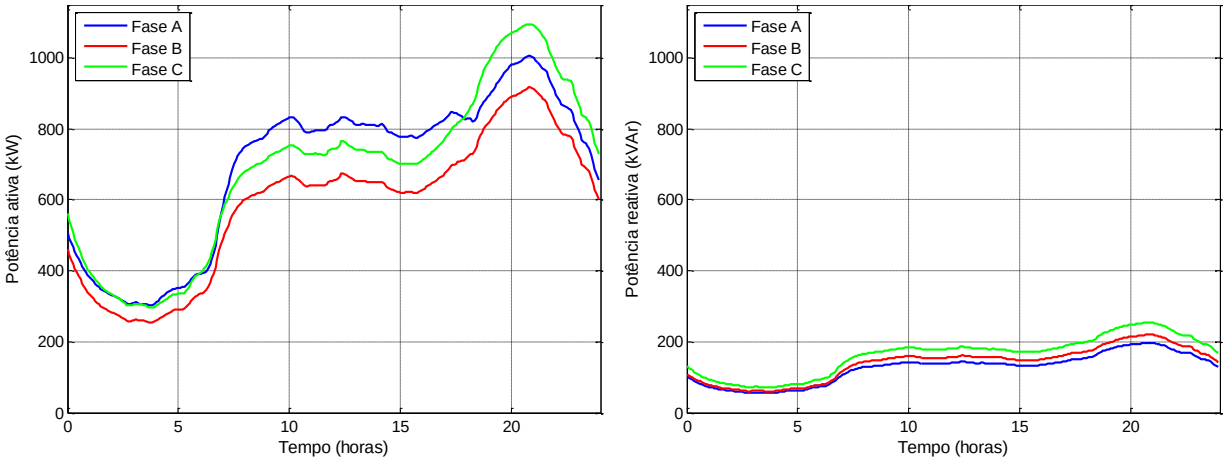
Figura 50 - Curvas de demanda para a carga monofásica da barra 611 - Perfil residencial



(a) Potência ativa (b) Potência reativa

Figura 51 - Curvas de demanda para a carga monofásica da barra 652 - Perfil residencial

A curva de demanda agregada do sistema IEEE 13 barras em cada fase, no período de um dia, está apresentada na Figura 52.



(a) Potência ativa (b) Potência reativa

Figura 52 - Curvas de demanda agregada do sistema de distribuição IEEE 13 barras

5.2.2 Caracterização dos geradores fotovoltaicos

Nesta seção são apresentados os perfis de geração de potência ativa dos sistemas fotovoltaicos, lembrando que foram empregadas as curvas fornecidas pelo programa OpenDSS, discretizadas em intervalos de 1 hora, conforme abordado na seção 4.1.2.7. Maiores detalhes sobre as curvas de potência ativa dos geradores fotovoltaicos são apresentados no Apêndice C.

Na Figura 53 tem-se a curva de potência do sistema fotovoltaico trifásico conectado à barra 671. A potência fotovoltaica máxima atinge aproximadamente 1500 kW, que é a máxima potência das cargas na barra. As três fases da potência fornecida pelo gerador fotovoltaico estão representadas na Figura 53, porém, como a potência é idêntica nas três fases, as curvas encontram-se sobrepostas.

O valor negativo da potência fotovoltaica se deve a uma convenção adotada pelo programa de simulação. O consumo de potência recebe o sinal positivo, como pode visto nas curvas de carga, enquanto que o sinal de geração ou fornecimento de potência recebe o sinal negativo.

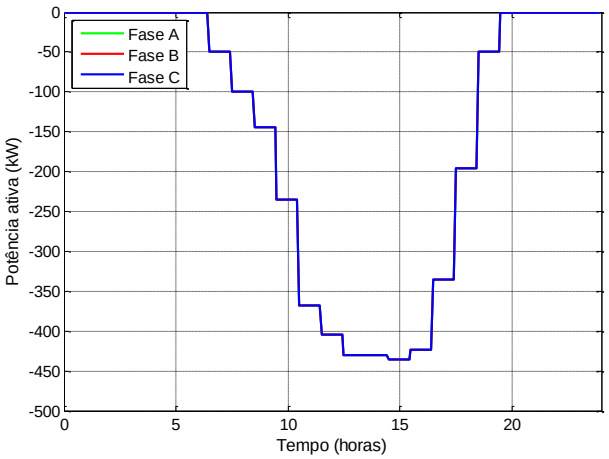


Figura 53 - Curva de potência ativa do sistema fotovoltaico trifásico da barra 671

A Figura 54 apresenta a potência ativa do sistema fotovoltaico trifásico instalado na barra 634, que possui um valor total e máximo de aproximadamente 500 kW.

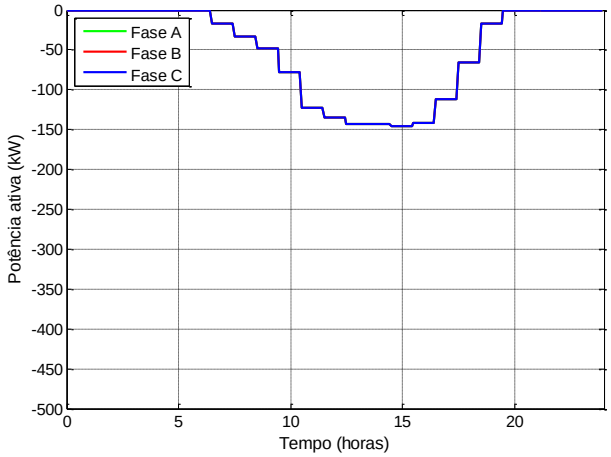


Figura 54 - Curva de potência ativa do sistema fotovoltaico trifásico da barra 634

A Figura 55 ilustra o comportamento da potência ativa do sistema fotovoltaico trifásico da barra 675, com valor total e máximo igual a aproximadamente 750 kW.

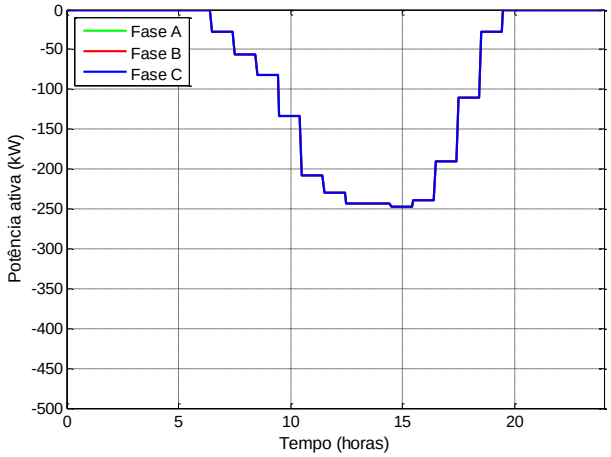


Figura 55 - Curva de potência ativa do sistema fotovoltaico trifásico da barra 675

A Figura 56 apresenta a potência ativa do sistema fotovoltaico monofásico conectado na fase B da barra 645. A potência ativa máxima considerada para o sistema fotovoltaico foi de aproximadamente 150 kW.

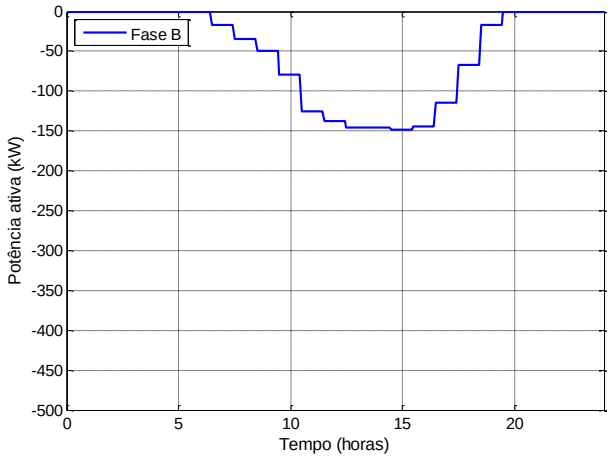


Figura 56 - Curva de potência ativa do sistema fotovoltaico monofásico da barra 645

A curva de potência do sistema fotovoltaico monofásico instalado na fase B da barra 646 encontra-se apresentada na Figura 57. A potência fotovoltaica máxima deste sistema FV é igual a aproximadamente 200 kW.

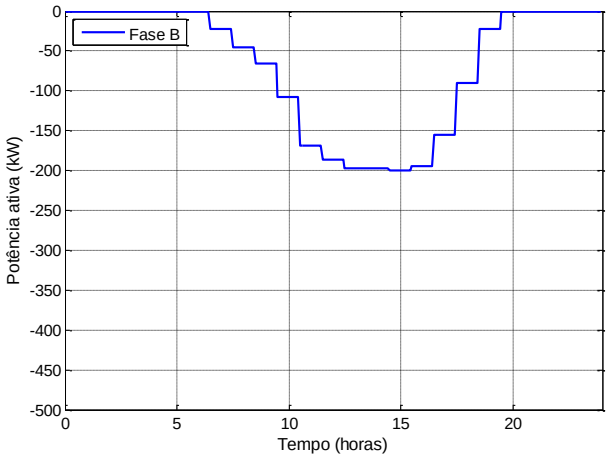


Figura 57 - Curva de potência ativa do sistema fotovoltaico monofásico da barra 646

A Figura 58 ilustra o comportamento da potência ativa do sistema fotovoltaico instalado na fase C da barra 611. A potência máxima desse sistema fotovoltaico é igual a aproximadamente 150 kW.

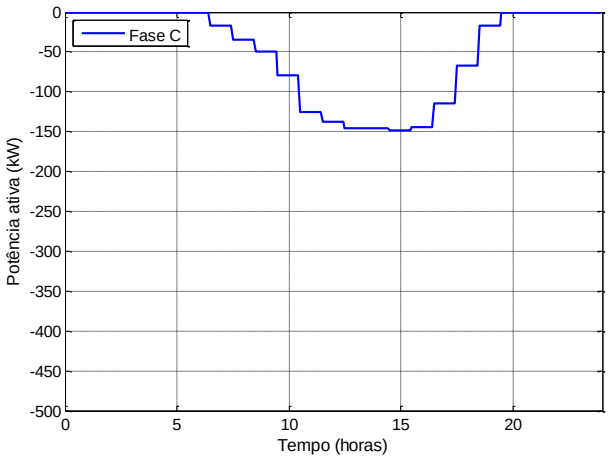


Figura 58 - Curva de potência ativa do sistema fotovoltaico monofásico da barra 611

A Figura 59 apresenta a potência ativa do sistema fotovoltaico instalado na fase A da barra 652. A potência ativa máxima do sistema FV é aproximadamente igual a 120 kW.

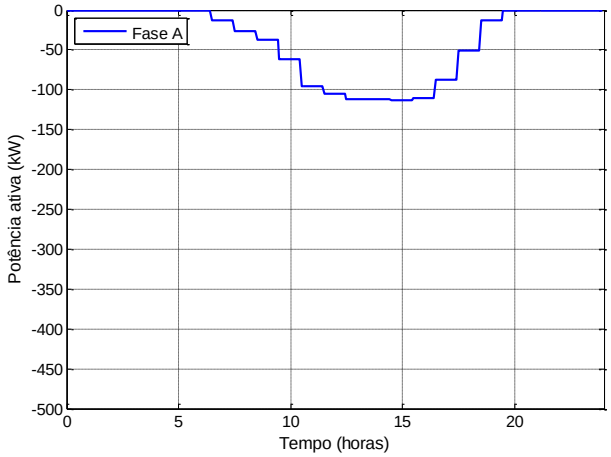
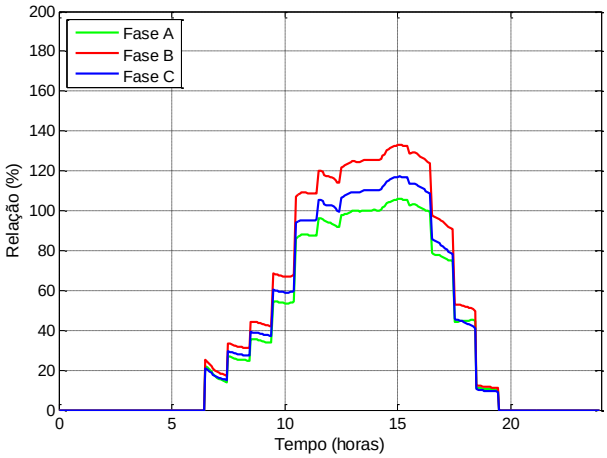
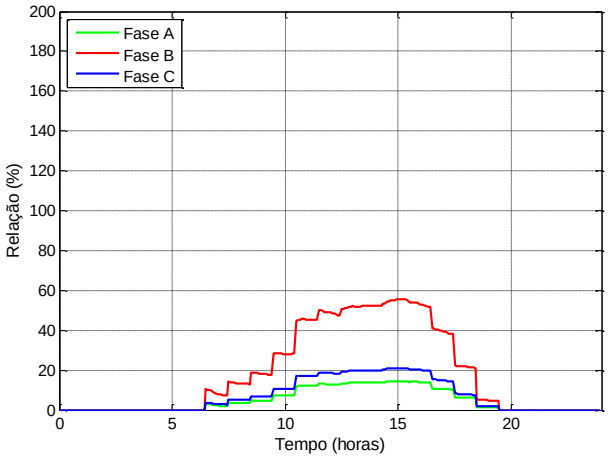


Figura 59 - Curva de potência ativa do sistema fotovoltaico monofásico da barra 652

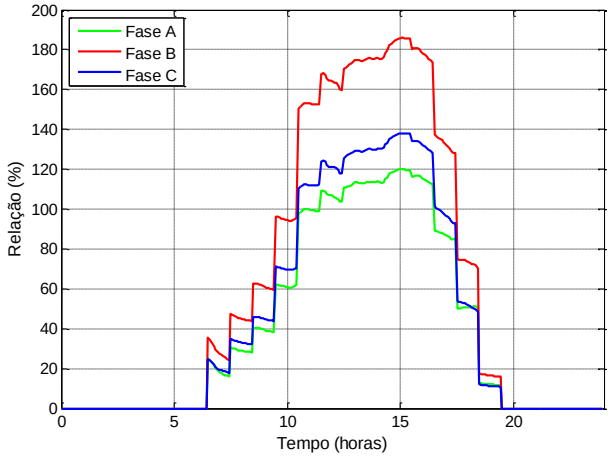
Como as análises serão agrupadas em três categorias de acordo com os tipos de geradores fotovoltaicos instalados (ver seção 5.2), torna-se conveniente identificar a relação entre a potência ativa total injetada por fase pelos geradores e a demanda ativa total de carga em cada fase. Estas relações são apresentadas na Figura 60.



(a) Caso com apenas geradores trifásicos



(b) Caso com apenas geradores monofásicos



(c) Caso com geradores trifásicos e monofásicos simultaneamente

Figura 60 - Relação entre a potência fotovoltaica ativa total e a carga ativa total do sistema de distribuição IEEE 13 barras

Observando a Figura 60(a) e a Figura 60(c) constata-se que existe excesso de geração solar fotovoltaica, e isso ocorre porque o período de máxima geração fotovoltaica não coincide com o período de carregamento máximo do sistema, conforme se pode observar nas curvas de carga. Esta é uma situação representativa de casos reais, em um cenário de elevado grau de penetração de geração fotovoltaica em redes de distribuição.

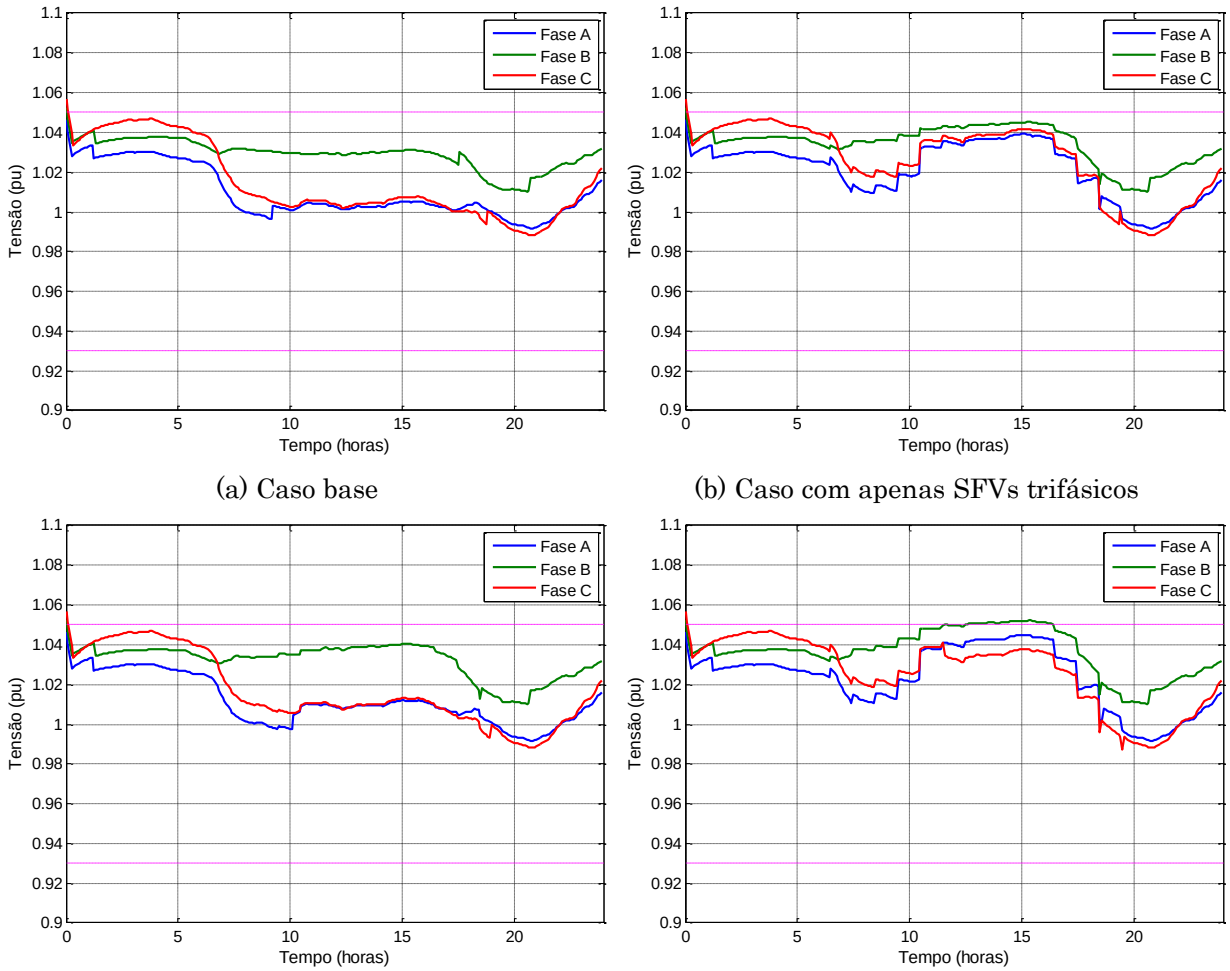
Em cada análise apresentada nas seções seguintes, primeiramente será ilustrado o comportamento do sistema de distribuição sem a presença dos geradores. Este será adotado como o caso base e servirá como referência para comparação com os casos em que existem geradores FV conectados ao sistema elétrico.

5.2.3 Tensão em regime permanente

As análises apresentadas nesta seção serão realizadas de forma diferente das apresentadas na seção 5.1, em que as demanda das cargas e a potência fotovoltaica injetada eram controladas. Para facilitar a comparação, serão expostos os resultados em cada barra de carga do sistema elétrico, considerando os três cenários definidos anteriormente, juntamente com o caso base.

Primeiramente, tem-se a barra 671. A Figura 61(a) apresenta a tensão no ponto de conexão no caso base; a Figura 61(b) refere-se ao caso empregando apenas sistemas fotovoltaicos trifásicos; a Figura 61(c) representa o caso com apenas sistemas fotovoltaicos monofásicos; e a Figura 61(d) refere-se ao caso aplicando sistemas monofásicos e trifásicos.

Como é possível observar, no caso base, os valores das tensões trifásicas apresentam algumas variações durante o dia (Figura 61(a)). No período de aproximadamente 0h às 6h, a carga total apresenta um valor baixo, deixando as tensões com valores elevados. No período de 7h às 19h, que poderia ser considerado como um momento de carga média, as tensões decaem, sobretudo nas fases A e C, que são as fases mais carregadas do sistema. Próximo às 21h há outro declínio na tensão, que pode ser provocado devido a um pico na curva de carga.



(a) Caso base

(b) Caso com apenas SFVs trifásicos

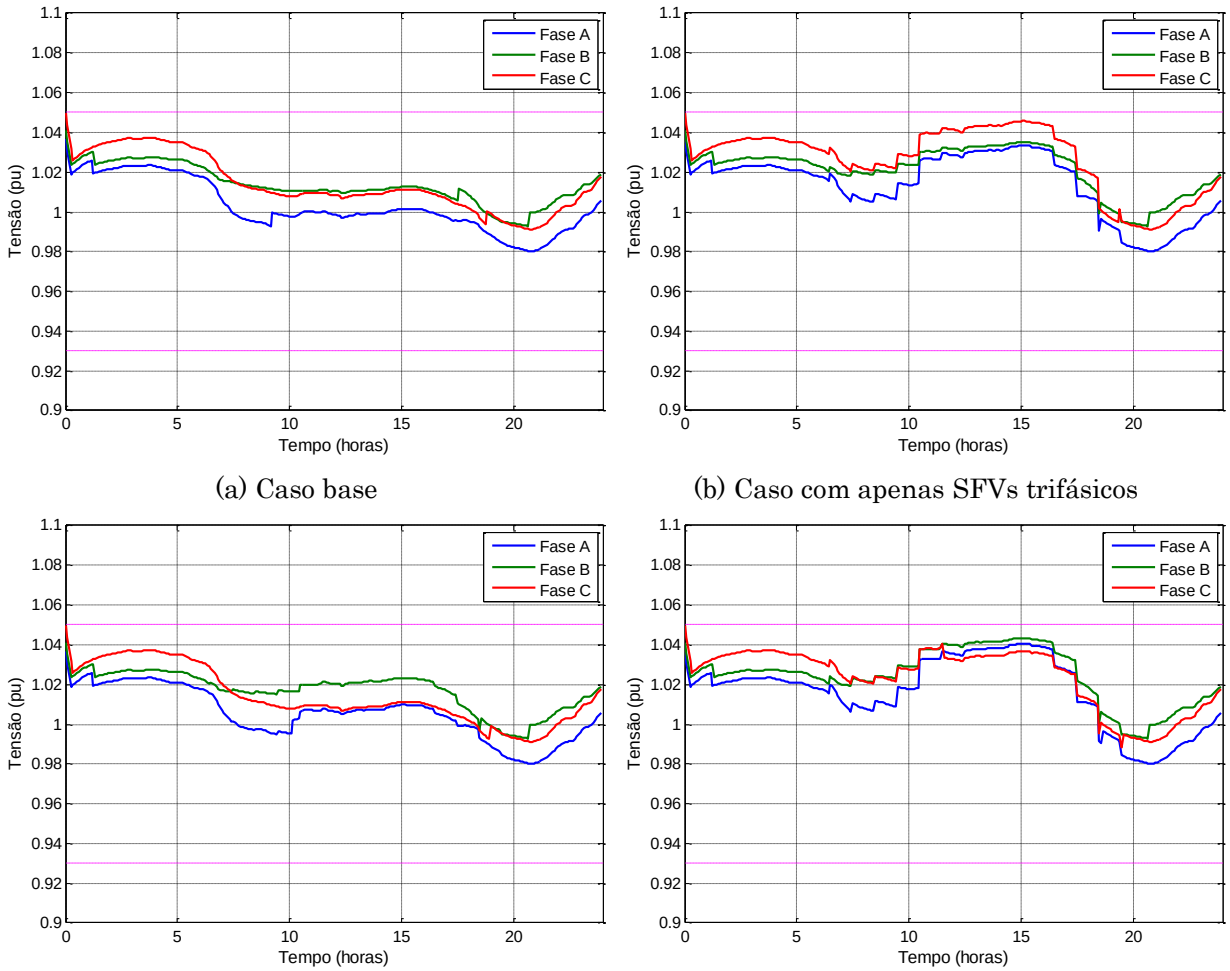
(c) Caso com apenas SFVs monofásicos

(d) Caso com SFVs trifásicos e monofásicos

Figura 61 - Variação da tensão nas cargas da barra 671

Como foi visto nas curvas de geração fotovoltaica, a injeção de potência FV ocorre entre o período de, aproximadamente, 7h às 19h, coincidindo com a carga média do sistema. Da Figura 61(b) à Figura 61(d) foi possível verificar uma elevação no perfil da tensão no período em que os geradores fornecem potência ao sistema, ocorrendo, inclusive, uma transgressão no limite superior de tensão na fase B, verificado na Figura 61(d), no período em que a relação entre a carga e a potência FV injetada é superior a 180% (vide Figura 60). Ressalta-se que neste caso a atuação do regulador automático de tensão não foi efetiva para evitar a violação do limite superior de tensão em regime permanente. Esta característica será discutida na seção 5.2.6.

A Figura 62 mostra os perfis de tensão dos quatro cenários em análise para a barra 634. O comportamento das tensões foi semelhante ao verificado no estudo da carga da barra 671, porém nesta barra não houve violação dos limites de tensão.



(a) Caso base

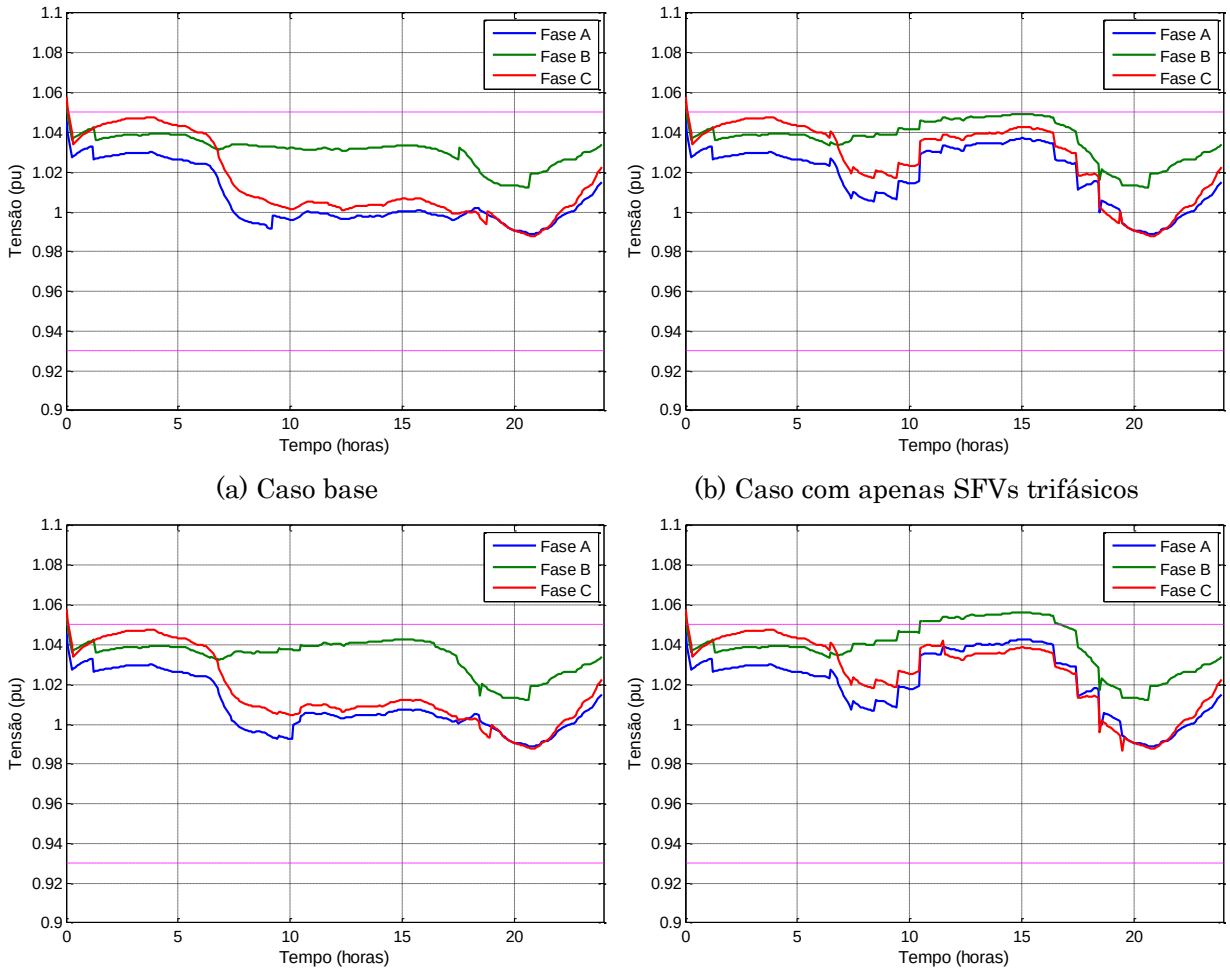
(b) Caso com apenas SFVs trifásicos

(c) Caso com apenas SFVs monofásicos

(d) Caso com SFVs trifásicos e monofásicos

Figura 62 - Variação da tensão na carga trifásica e desbalanceada da barra 634

Na Figura 63, é exposta a variação da tensão no ponto de conexão entre a carga da barra 675 e a rede de distribuição para os quatro cenários estudados. Os resultados adquiridos ilustram as variações de tensão na barra 675, devido à conexão de sistemas fotovoltaicos. Quando houve a instalação de geradores trifásicos e monofásicos simultaneamente, a tensão da fase B violou o limite superior de 1,05 pu, como pode ser observado na Figura 63(d).



(a) Caso base

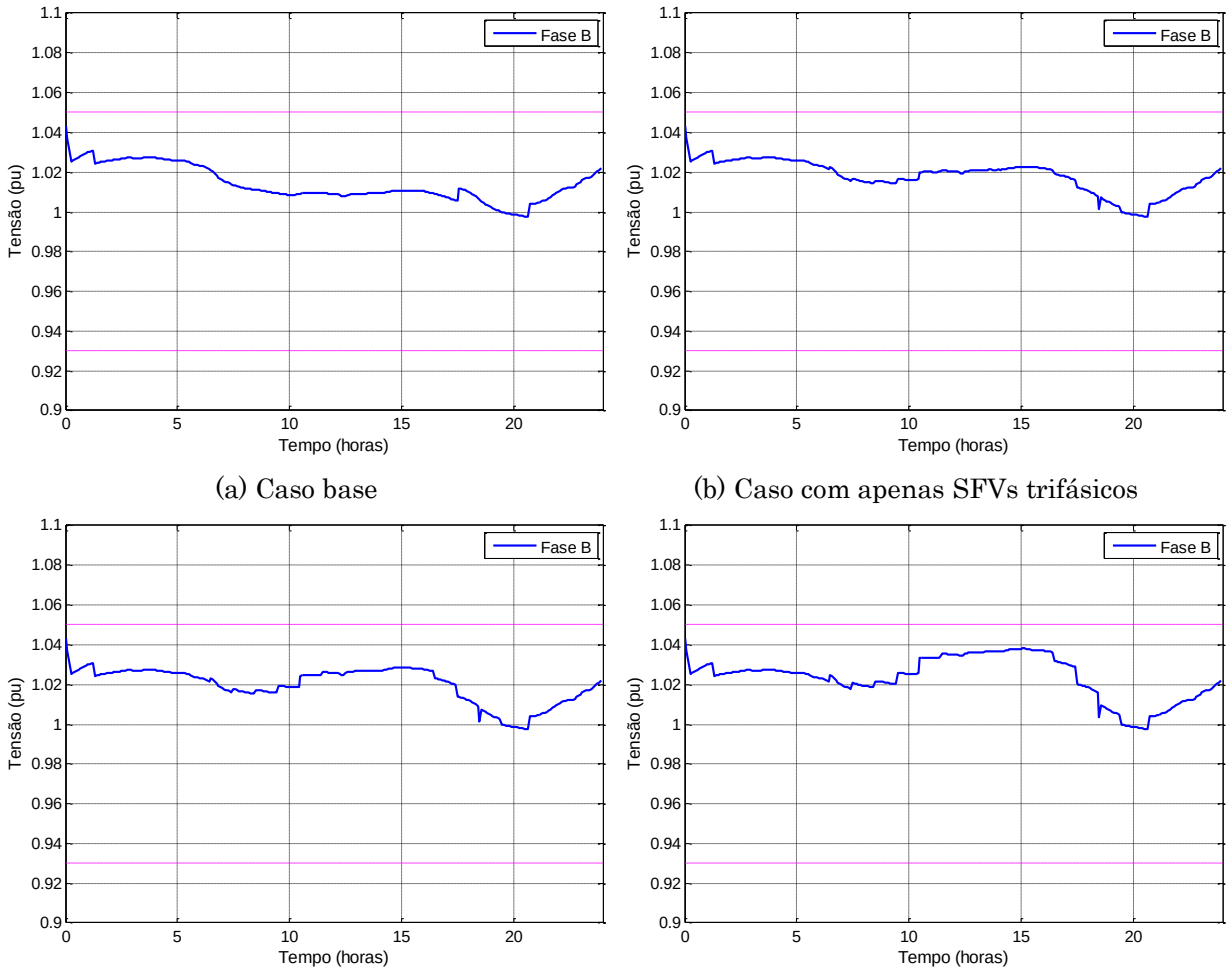
(b) Caso com apenas SFVs trifásicos

(c) Caso com apenas SFVs monofásicos

(d) Caso com SFVs trifásicos e monofásicos

Figura 63 - Variação da tensão na carga trifásica e desbalanceada da barra 675

Na Figura 64 está exposta a variação da tensão, no período de um dia, da carga localizada na barra 645. Os resultados ilustram as elevações de tensão na barra 645, acarretadas pela conexão dos geradores fotovoltaicos. Neste caso, é possível observar que o aumento da tensão atingido na situação com apenas geradores monofásicos (Figura 64(c)) foi superior àquele obtido no caso com apenas geradores trifásicos (Figura 64(b)). Essa tensão elevada pode ser justificada pela existência de um gerador fotovoltaico monofásico conectado à fase B na barra em questão (para o caso da Figura 64(c)) e também devido à influência do deslocamento do neutro e do acoplamento mútuo nas linhas trifásicas.



(a) Caso base

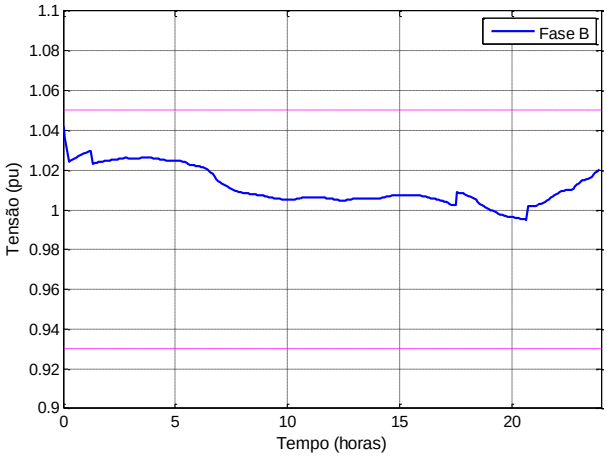
(b) Caso com apenas SFVs trifásicos

(c) Caso com apenas SFVs monofásicos

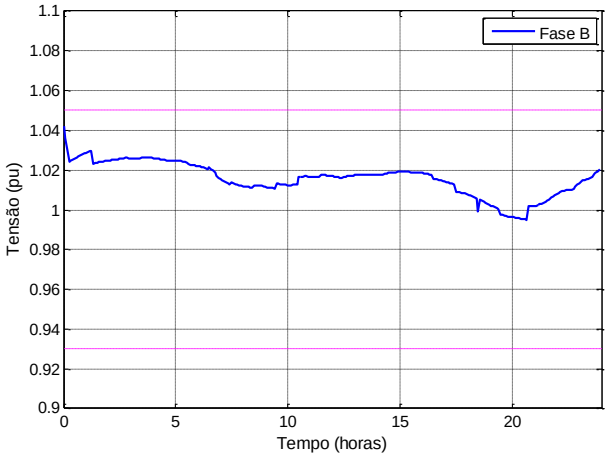
(d) Caso com SFVs trifásicos e monofásicos

Figura 64 - Variação da tensão na carga monofásica da barra 645

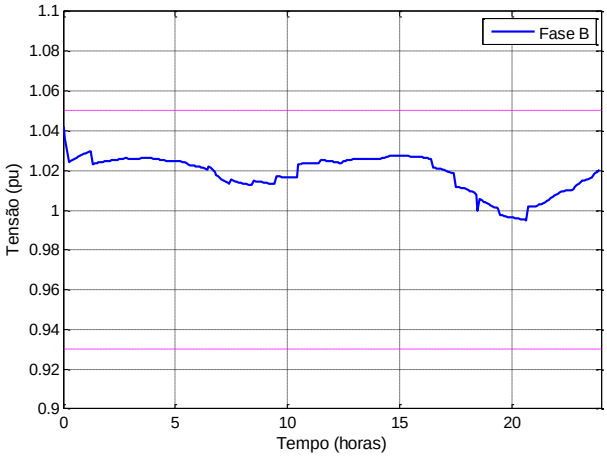
A Figura 65 apresenta a variação da tensão associada à carga da barra 646. Os resultados apresentados são semelhantes aos encontrados no estudo da carga da barra 645.



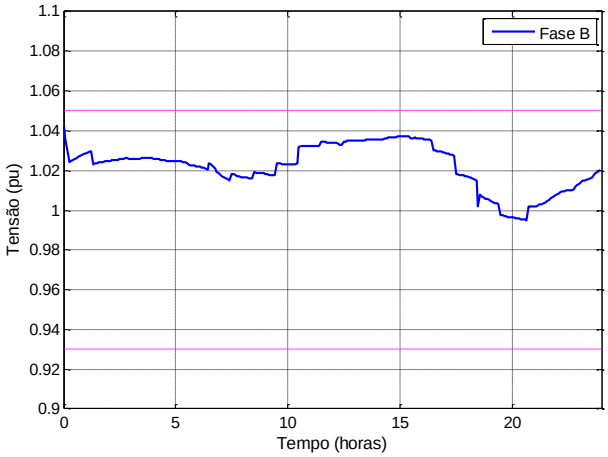
(a) Caso base



(b) Caso com apenas SFVs trifásicos



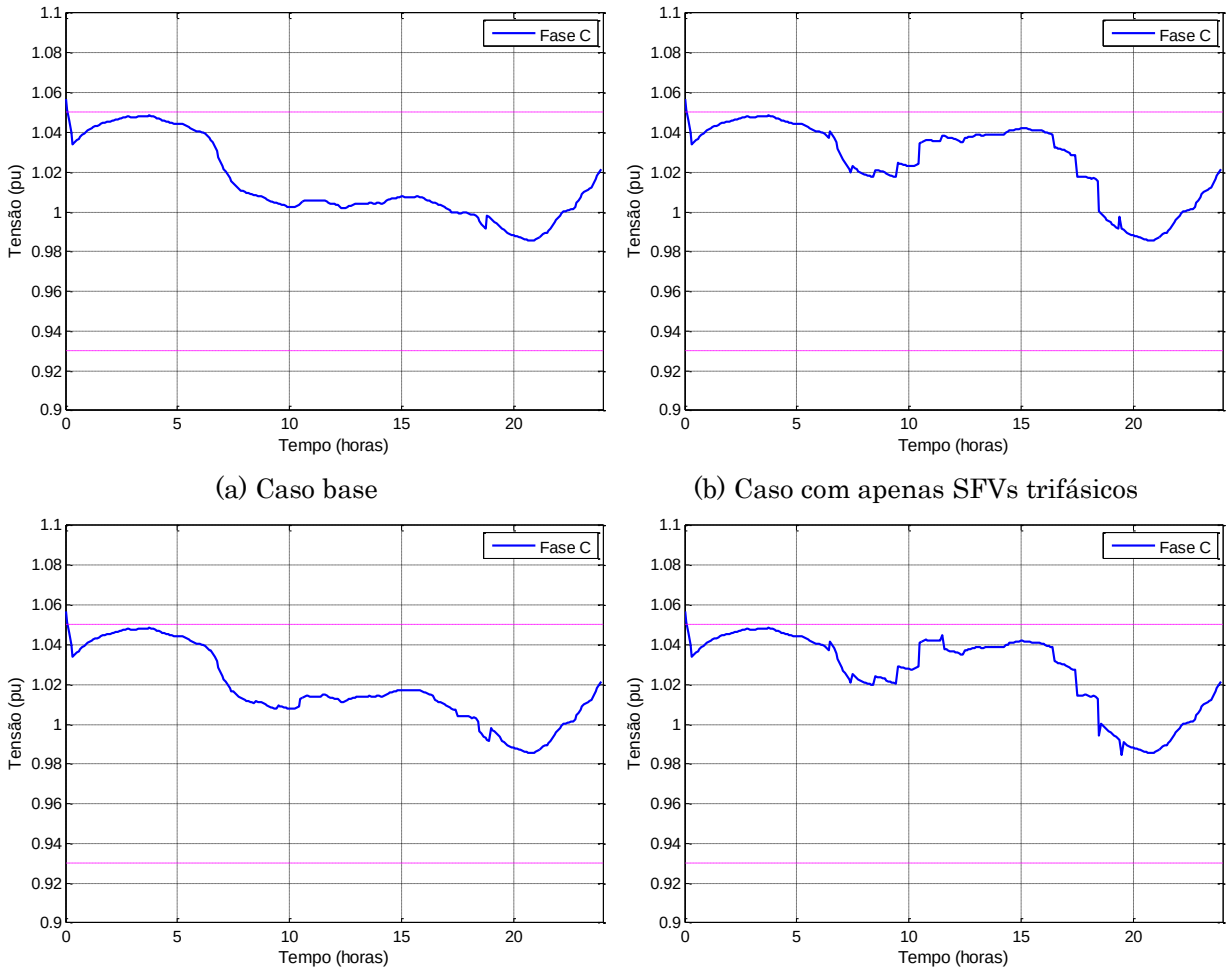
(c) Caso com apenas SFVs monofásicos



(d) Caso com SFVs trifásicos e monofásicos

Figura 65 - Variação da tensão na carga monofásica da barra 646

A variação da tensão da carga conectada na barra 611 é exposta na Figura 66. Observa-se que no caso com apenas geradores trifásicos, as magnitudes das tensões atingiram valores superiores àquelas encontradas no caso com geradores monofásicos, diferente do que aconteceu para as barras 645 e 646. Esta diferença de comportamento pode estar associada ao carregamento do sistema e a distribuição de cargas entre as três fases. Ressalta-se que nas barras 645 e 646 apenas a fase B está presente, ao passo que a barra 611 contém apenas a fase C.



(a) Caso base

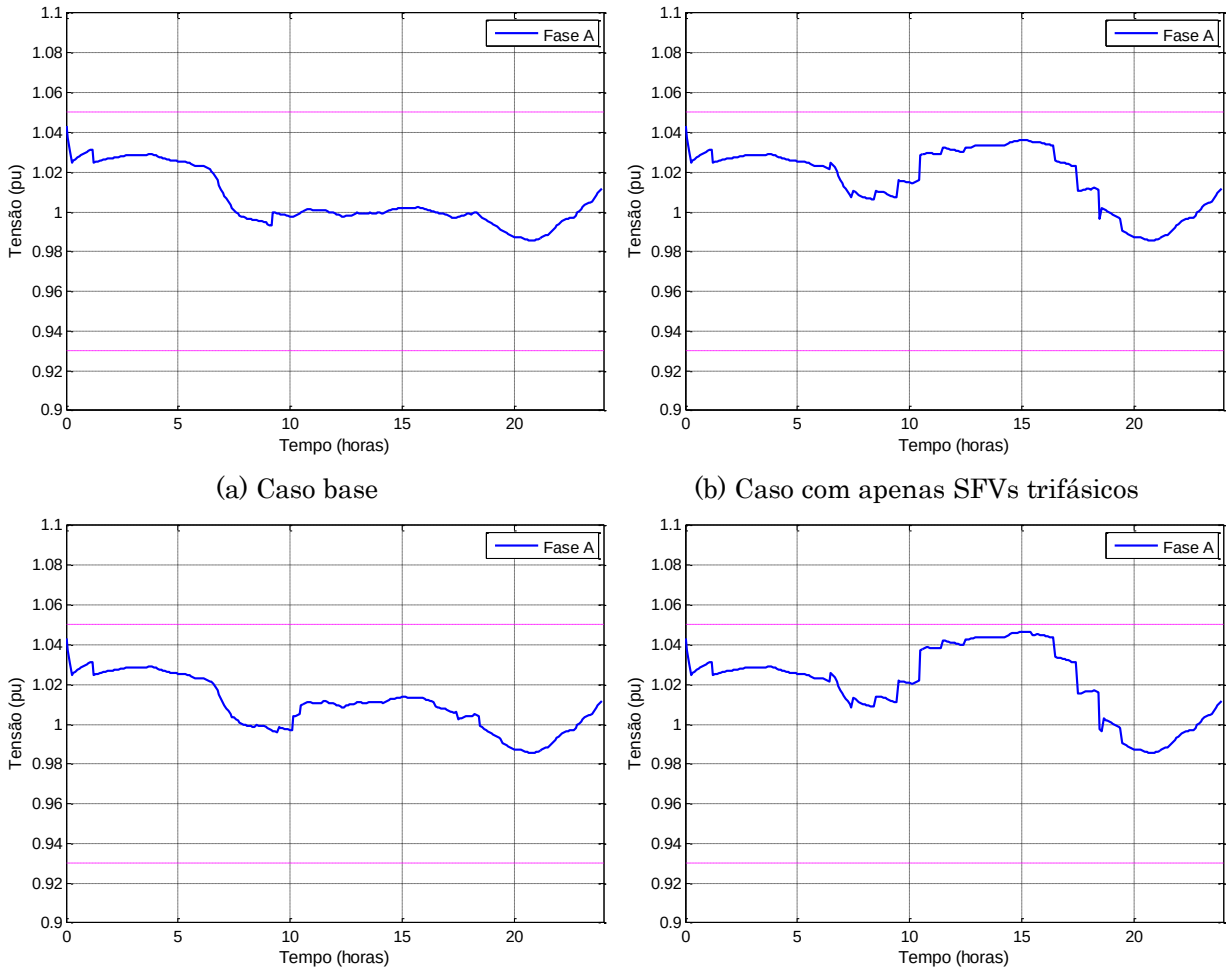
(b) Caso com apenas SFVs trifásicos

(c) Caso com apenas SFVs monofásicos

(d) Caso com SFVs trifásicos e monofásicos

Figura 66 - Variação da tensão na carga monofásica da barra 611

Finalmente, na Figura 67 são apresentadas as variações de tensão relacionadas à carga da barra 652. Os resultados são semelhantes aos observados para a barra 611 no sentido de que a conexão de geradores trifásicos provocou uma elevação de tensão superior à conexão de geradores monofásicos. Além da influência das impedâncias mútuas e do deslocamento do neutro, a razão desse comportamento pode estar associada ao fato de que o excesso de geração é mais acentuado na fase B em todos os cenários, uma vez que esta fase possui um carregamento inferior quando comparada às outras duas fases. Assim, o comportamento da fase B, como visto no caso das barras 645 e 646, tende a ser diferente do que ocorre nas barras 611 e 652.



(a) Caso base

(b) Caso com apenas SFVs trifásicos

(c) Caso com apenas SFVs monofásicos

(d) Caso com SFVs trifásicos e monofásicos

Figura 67 - Variação da tensão na carga monofásica da barra 652

5.2.4 Nível de desbalanço de tensão

Os níveis de desbalanço foram determinados apenas paras as barras 671, 675 e 634, que são aquelas com cargas trifásicas.

A Figura 68 apresenta os níveis de desbalanço de tensão encontrados no ponto de conexão das cargas na barra 671. Assim como na análise da tensão, serão expostos os resultados do caso base, do caso com sistemas fotovoltaicos trifásicos, com sistemas fotovoltaicos monofásicos e com sistemas fotovoltaicos trifásicos e monofásicos simultaneamente. Os resultados da Figura 68 mostram uma elevação no nível de desbalanço de tensão em relação ao caso base, principalmente, quando há apenas geradores fotovoltaicos monofásicos.

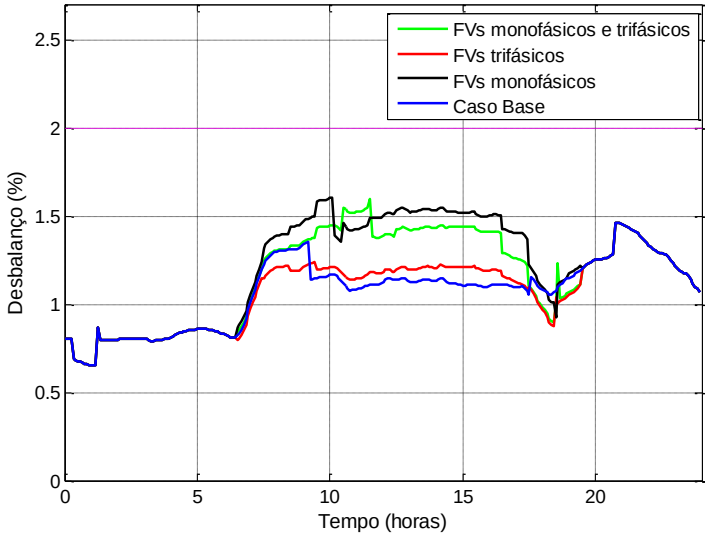


Figura 68 - Variação do nível de desbalanço de tensão nas cargas da barra 671

A variação do nível de desbalanço de tensão associada à carga instalada na barra 634 é exposta na Figura 69. Neste caso, a introdução dos geradores fotovoltaicos no sistema também acarretou uma elevação no nível de desbalanço de tensão no ponto de conexão da carga da barra 634. Nota-se que a operação dos sistemas monofásicos causou uma elevação de aproximadamente 100% no nível de desbalanço dessa barra. No entanto, o limite de 2% não foi violado em nenhuma situação.

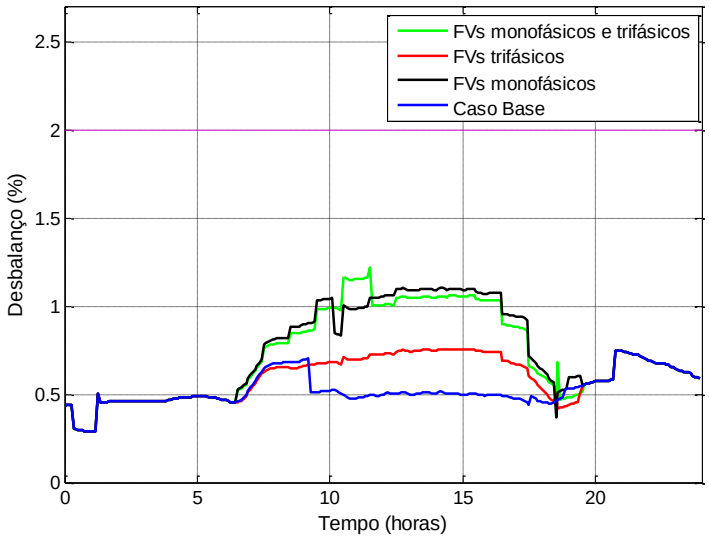


Figura 69 - Variação do nível de desbalanço de tensão nas cargas da barra 634

Para a barra 675, tem-se a Figura 70. O comportamento do nível de desbalanço neste caso foi semelhante ao encontrado no caso da barra 671. A introdução de potência ativa através dos geradores fotovoltaicos acarretou em uma elevação no nível de desbalanço de tensão. Para o caso de operação de sistemas fotovoltaicos monofásicos, o aumento do nível de desbalanço apresentou-se mais elevado.

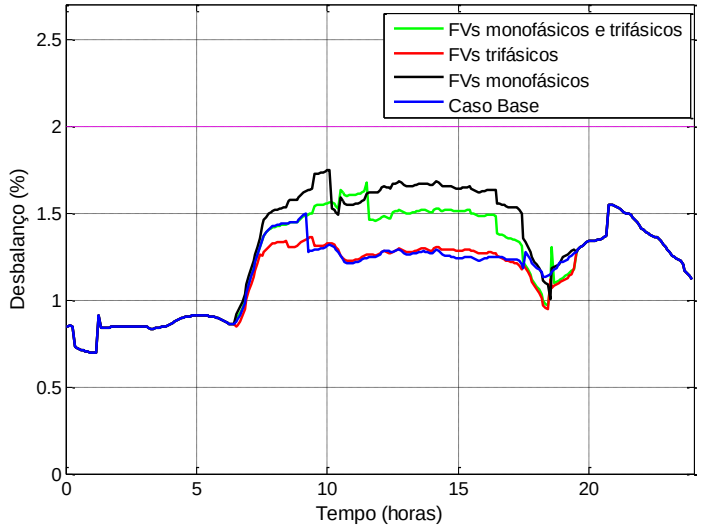


Figura 70 - Variação do nível de desbalanço de tensão nas cargas da barra 675

Analisando as figuras anteriores, observa-se que para o caso de geradores trifásicos constata-se um comportamento interessante: no início e final da operação da geração fotovoltaica, quando a injeção de potência ativa é baixa, o índice de desbalanço cai em comparação ao caso base, mas cresce quando a geração aumenta. Isto indica que a injeção balanceada de geradores nas redes de distribuição reduz o nível de desbalanço de tensão à medida que a injeção de potência fotovoltaica aumenta, ate atingir um limite, além do qual provoca o aumento deste índice (desbalanço de tensão). Este resultado confirma e complementa aquele apresentado na seção 5.1.2.2

5.2.5 Perdas técnicas totais

As perdas técnicas, nesta etapa da simulação, serão expostas em kWh. A Figura 71 apresenta as perdas totais para os casos com e sem a presença dos sistemas fotovoltaicos na rede elétrica, considerando os quatro cenários descritos anteriormente. Os resultados foram exibidos no mesmo gráfico para facilitar a comparação entre os casos.

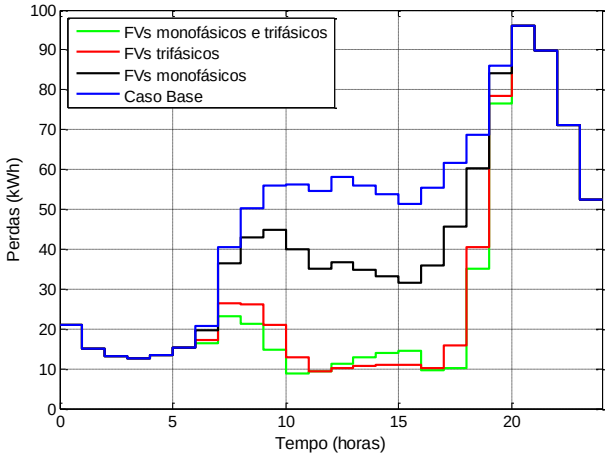


Figura 71 - Perdas técnicas totais, em kWh, adotando as curvas de potência diárias

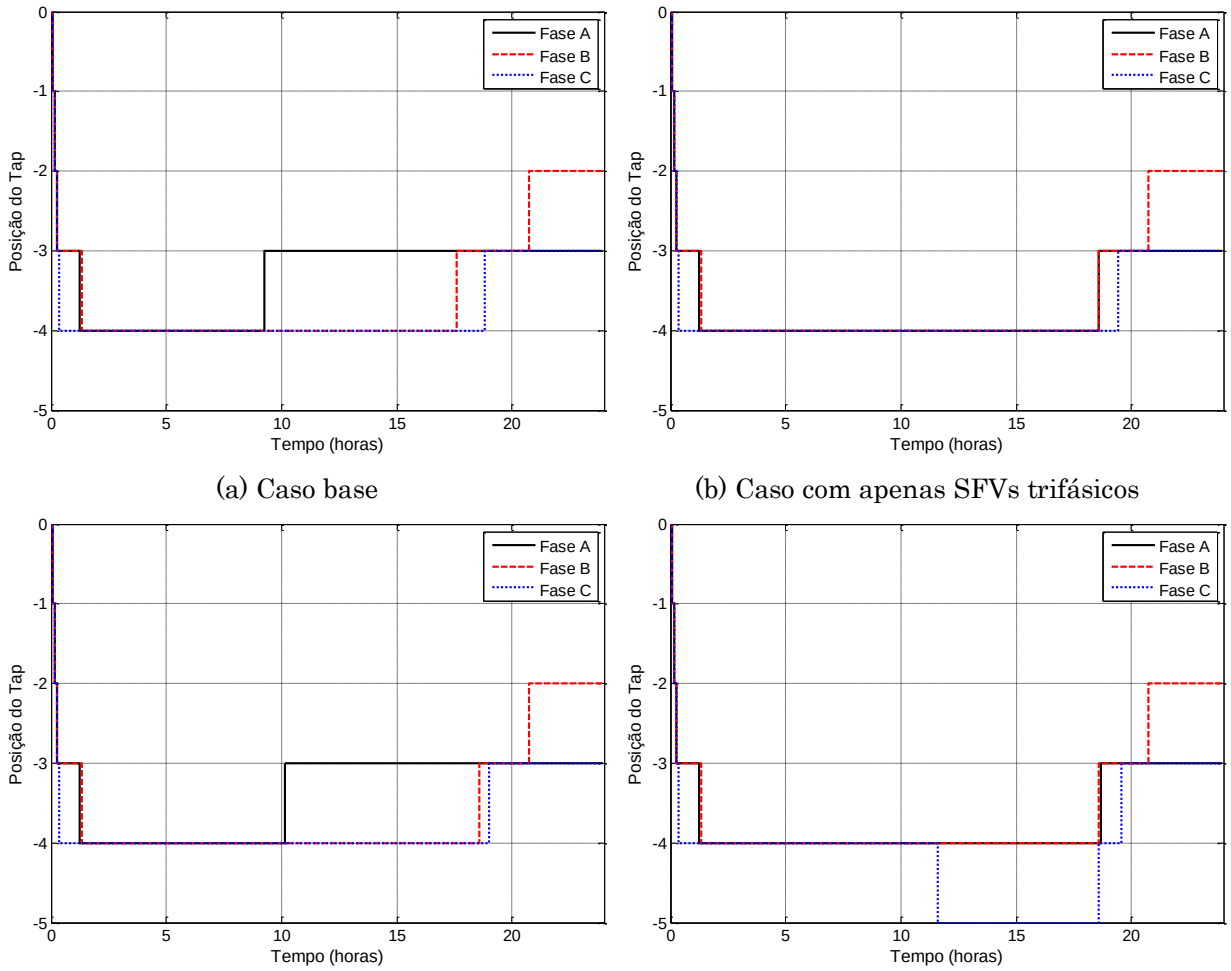
A Figura 71 mostra que, de modo geral, a operação dos sistemas fotovoltaicos auxilia na redução das perdas técnicas do sistema. A quantia de potência fotovoltaica injetada no sistema elétrico é relevante, pois observa-se que o caso com geradores monofásicos e trifásicos é o que apresenta os menores valores para as perdas. Ainda, se for considerada cada curva individualmente, nota-se que o período com as menores perdas coincide com o período em que os geradores operam com potência máxima. Para este sistema elétrico em questão, é interessante apontar que as perdas não aumentaram em relação ao caso base, mesmo injetando uma potência de cerca de 180% da carga total.

5.2.6 Regulação de tensão e desconexão dos geradores fotovoltaicos

A Figura 72 ilustra o comportamento dos *taps* do regulador de tensão no caso base, no caso em que há somente geradores trifásicos conectados, no caso de somente geradores monofásicos e no caso de geradores monofásicos e trifásicos simultaneamente no sistema. É possível verificar que em relação ao caso base, a inserção de geradores fotovoltaicos causou pouco impacto nas alterações das posições de *tap*. Nota-se que os geradores fotovoltaicos contribuíram para a alteração de apenas uma posição de *tap* em algumas fases, em comparação com o caso base. Pode-se dizer que o caso mais favorável acontece quando há apenas geradores trifásicos instalados, já que não ocorre alteração de *tap* durante a maior parte do período de observação.

Referindo-se à Figura 61(d) e à Figura 63(d), casos em que houve transgressão do limite superior de tensão de regime permanente às 15h, observa-se, pela Figura 72(d), que a posição do *tap* na fase C neste período foi alterada para -5. Para a fase B, nota-se que a atuação do regulador de tensão não foi eficiente para manter os valores de tensão

dentro dos limites estabelecidos em normas técnicas. Uma possível solução para este problema é reajustar os parâmetros do RT para satisfazer o maior número de condições operativas do sistema elétrico, coordenando este ajuste com a potência injetada pelos geradores distribuídos.



(a) Caso base

(b) Caso com apenas SFVs trifásicos

(c) Caso com apenas SFVs monofásicos

(d) Caso com SFVs trifásicos e monofásicos

Figura 72 - Variação das posições do *tap* do regulador de tensão no período de 24 horas

Assim como foi realizado no estudo considerando a demanda de carga e a potência fotovoltaica controladas (seção 5.1.4), serão verificadas as variações de tensão simulando a desconexão repentina de todos os sistemas fotovoltaicos da rede elétrica.

O estudo da desconexão dos geradores foi realizado apenas para o caso com geradores trifásicos e monofásicos instalados simultaneamente no sistema. Esta situação foi escolhida pelo fato de ser o maior montante de potência ativa injetada e, também, por ser o caso em que ocorreu o maior número de mudanças de *tap*. Como nesta etapa da simulação a posição do *tap* do regulador de tensão varia ao longo do tempo, optou-se pela

escolha de um instante de tempo para análise. O horário selecionado foi às 15h, pois é o momento em que ocorre máxima injeção de potência pelos sistemas fotovoltaicos, além de coincidir com o período em que as posições de *tap* do caso base e do caso com sistemas fotovoltaicos conectados apresentam maior divergência. As posições de *tap* em ambos os casos são expostas na Tabela 26.

Tabela 26 - Posições do *tap* do regulador de tensão observada às 15h

Fase	Caso base	Com SFVs
A	-3	-4
B	-4	-4
C	-4	-5

Dessa forma, empregando as posições do *tap* da Tabela 26, foi possível simular a desconexão de todos os sistemas fotovoltaicos da rede às 15h, e obter as decorrentes variações nas tensões. Os resultados são apresentados na Tabela 27, na qual são expostas as variações de tensão nos pontos de conexão das cargas.

Tabela 27 - Variações da tensão devido à desconexão dos sistemas fotovoltaicos

Barra	ΔV_A (%)	ΔV_B (%)	ΔV_C (%)	V_A (pu)	V_B (pu)	V_C (pu)
671	-4,480	-1,987	-3,610	0,998	1,031	1,000
634	-4,412	-2,926	-3,123	0,995	1,013	1,004
645	-	-2,610	-	-	1,011	-
646	-	-2,841	-	-	1,008	-
675	-4,730	-2,146	-3,787	0,994	1,034	0,999
611	-	-	-3,987	-	-	1,000
652	**-4,901**	-	-	0,995	-	-

Observa-se nos resultados adquiridos que as quedas de tensão são bastante elevadas, principalmente na fase A, em que o valor máximo atinge quase 5% (valor em destaque). Esses valores foram ligeiramente superiores aos resultados mostrados na Tabela 18, em que o nível de penetração da geração fotovoltaica era de 170% do carregamento do sistema (meia carga). Não houve nenhuma violação de tensão após a desconexão dos geradores distribuídos uma vez que a carga do sistema estava próxima do seu valor médio e as tensões já estavam elevadas devido à injeção excessiva de potência por parte dos geradores fotovoltaicos.

5.2.7 Conclusões parciais

O objetivo na seção 5.2 foi verificar a interação entre a variação da demanda de carga e da geração fotovoltaica no período de um dia, com o intuito de avaliar situações mais realistas. As seguintes observações mereceram destaque:

- No período em que o sistema fotovoltaico fornece potência ativa máxima, há uma demanda de carga média no sistema de distribuição. Dessa forma, situações de fluxo de potência reversa são possíveis quando o grau de penetração dos geradores fotovoltaicos é elevado. Algumas normas técnicas recomendam que a potência instalada dos sistemas FVs não deve ser superior à potência instalada da carga da barra de conexão. Neste trabalho observou-se que, mesmo obedecendo a esta recomendação, ocorre reversão do fluxo de potência, pois o pico da geração não coincide com o pico do consumo;
- Em relação ao perfil da tensão em regime permanente, verificou-se a ocorrência de violações do limite superior quando existiu a predominância de geradores trifásicos instalados e excesso de potência fotovoltaica;
- O nível de desbalanço de tensão teve seu valor elevado nos períodos de operação dos sistemas fotovoltaicos, sobretudo quando os sistemas monofásicos encontravam-se ativos. Para o sistema de distribuição estudado, não houve transgressões do limite adotado, contudo, o monitoramento desse parâmetro é necessário, principalmente, em sistemas reais com nível de desbalanço elevado;
- Em relação às perdas técnicas, os resultados mostraram que é possível ter um elevado índice de penetração de geradores fotovoltaicos e ainda assim reduzir as perdas de potência ativa em comparação ao caso sem geradores FVs. No entanto, as conclusões devem ser obtidas caso a caso, pois para outros sistemas elétricos, o mesmo índice de penetração pode causar a elevação das perdas;
- No estudo da desconexão dos sistemas fotovoltaicos, foram encontrados valores elevados de queda de tensão, porém não houve transgressões dos limites normativos, visto que o carregamento do sistema elétrico não era máximo, para o instante de tempo analisado;
- Por fim, pôde-se observar que os impactos negativos devido ao elevado grau de penetração da geração fotovoltaica no sistema elétrico em questão não foram tão significativos, havendo apenas uma ligeira transgressão no limite superior de tensão quando a relação entre geração e carga atingiu 180%.

5.3 Sistema de distribuição brasileiro

Conforme abordado na seção 4.3.2, utilizou-se um sistema de distribuição brasileiro com objetivo de verificar os impactos trazidos ao mesmo, devido à instalação de diferentes níveis de potência fotovoltaica. Lembra-se que as características deste sistema são bastante distintas das características do sistema IEEE 13 barras. Para as simulações, considerou-se um período de 24h e perfil residencial para todas as cargas.

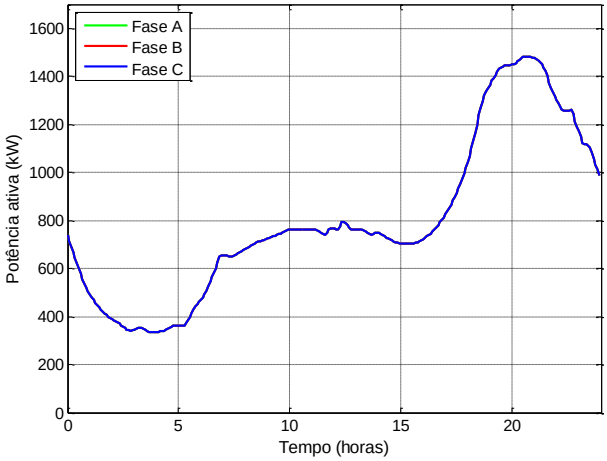
Em função do elevado número de cargas presentes no sistema, optou-se pela escolha de alguns pontos para monitoramento das grandezas de interesse. Os monitores foram instalados no secundário dos transformadores das cargas e suas localizações foram apresentadas na Figura 24.

Os estudos considerando a presença dos sistemas fotovoltaicos correspondem aos casos com potência fotovoltaica instalada igual a 45%, 75% e 100% da potência instalada de carga, conforme explicado na Tabela 8. O detalhamento das características das cargas e dos geradores é apresentado nas seções seguintes.

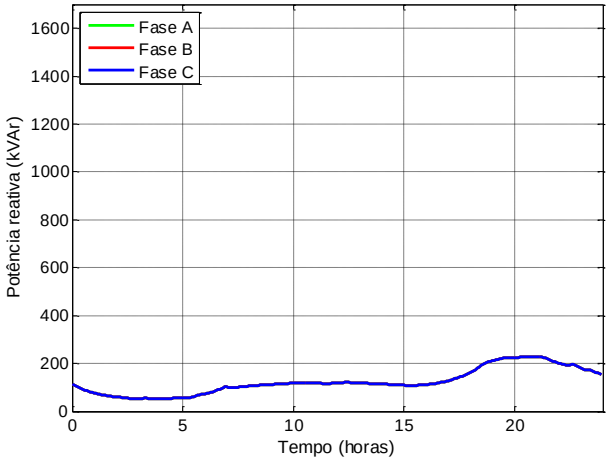
5.3.1 Características das cargas e dos geradores fotovoltaicos

Como todas as cargas foram admitidas com o mesmo perfil residencial, optou-se por mostrar a demanda agregada do sistema elétrico por fase. Os resultados são mostrados na Figura 73 em que as curvas de potência ativa e reativa referentes às 3 fases estão sobrepostas, uma vez que todas as cargas do sistema elétrico são balanceadas.

Em relação aos geradores fotovoltaicos, a composição da curva de geração segue os mesmos procedimentos utilizados na seção 5.2. As curvas de potência para cada nível de penetração são apresentadas na Figura 74, em que é possível notar que nos casos de potência fotovoltaica instalada igual a 45% e 75% da carga instalada tem-se injeção de potência desbalanceada, conforme exposto na Tabela 8. Para o caso de 100%, as curvas das três fases estão sobrepostas, pois foi considerada a instalação de apenas geradores trifásicos com potência balanceada.

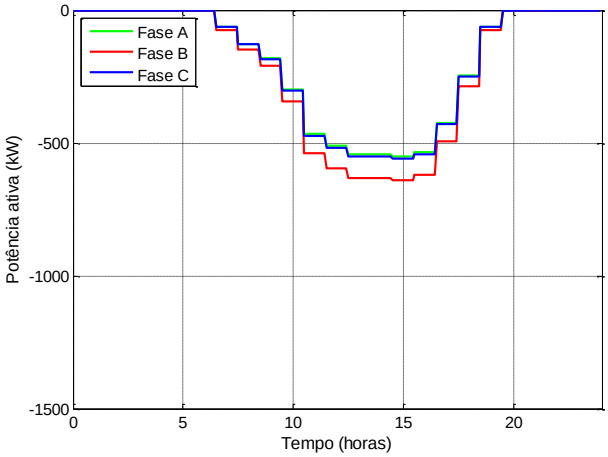


(a) Potência ativa

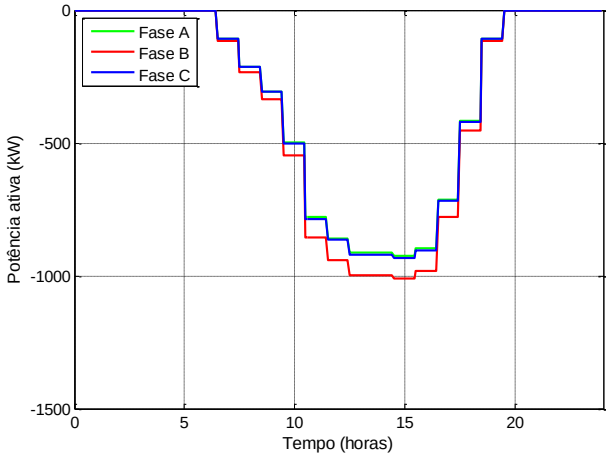


(b) Potência reativa

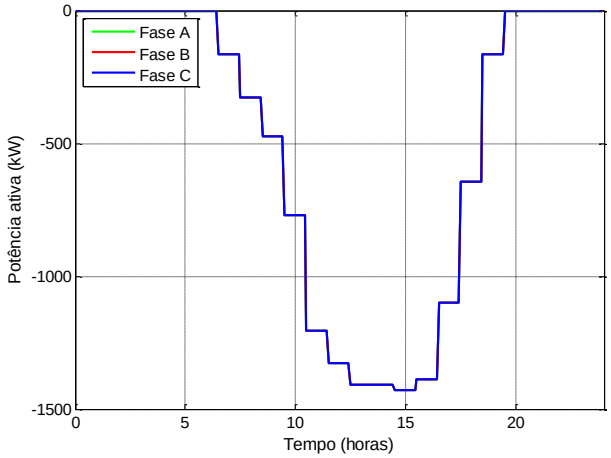
Figura 73 - Curvas de demanda agregada do sistema de distribuição brasileiro



(a) Potência FV = 45% da carga instalada



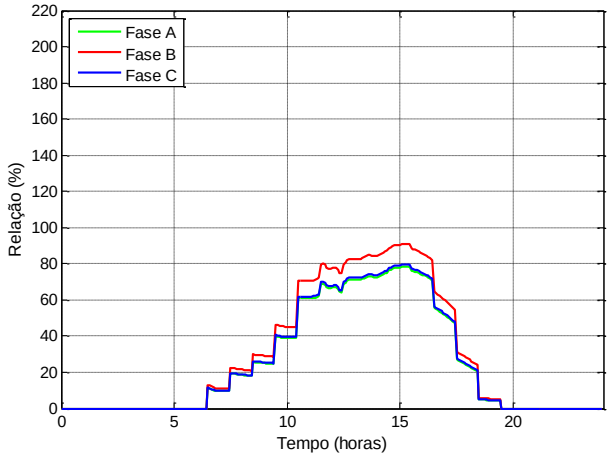
(b) Potência FV = 75% da carga instalada



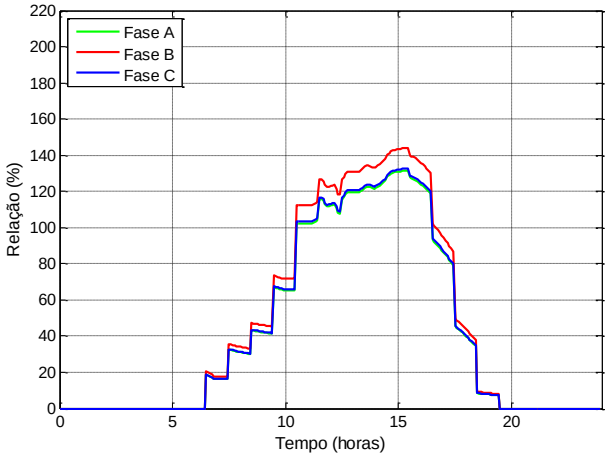
(c) Potência FV = 100% da carga instalada

Figura 74 - Curva de potência fotovoltaica total no sistema de distribuição brasileiro

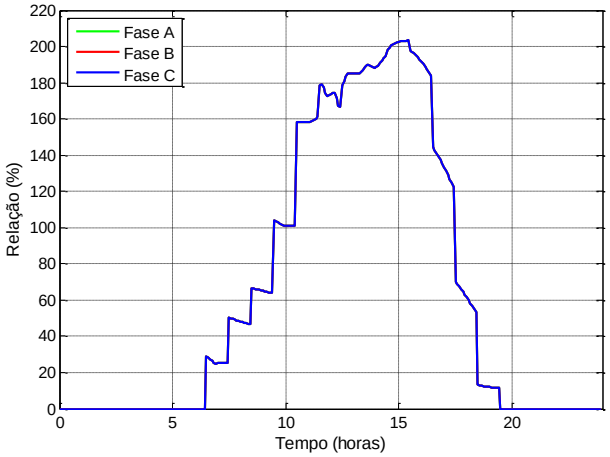
A relação entre a potência total injetada no sistema elétrico pelos geradores fotovoltaicos e o carregamento ao longo das 24 horas é apresentada na Figura 75, considerando uma discretização de 5 minutos. Observa-se que no caso de máxima injeção de potência fotovoltaica (Figura 75(c)), a relação entre a potência ativa injetada e a carga ativa total às 15 horas é ligeiramente maior do que a observada para o sistema de 13 barras.



(a) Potência FV = 45% da carga instalada



(b) Potência FV = 75% da carga instalada



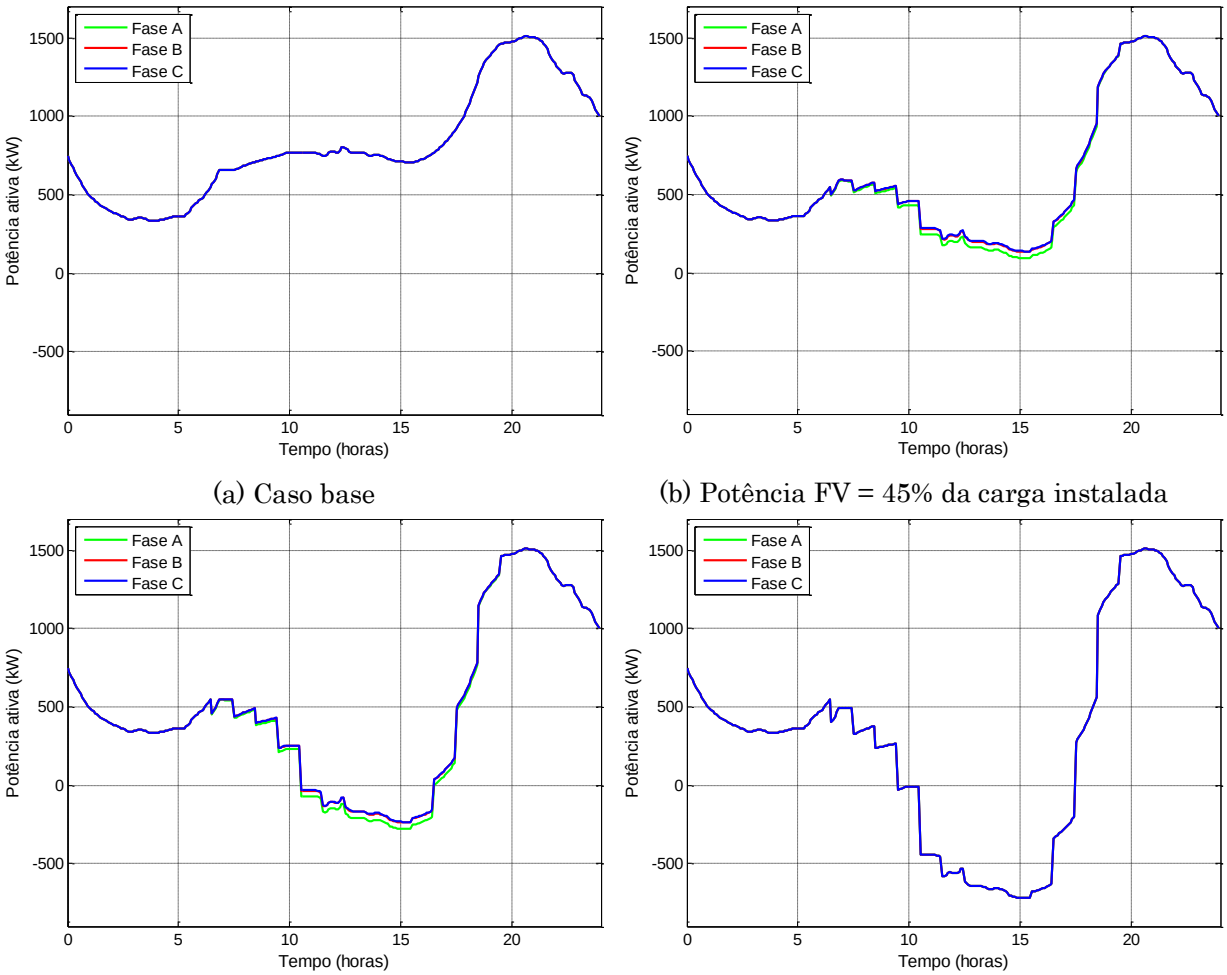
(c) Potência FV = 100% da carga instalada

Figura 75 - Relação entre a potência fotovoltaica ativa total e a carga ativa total do sistema de distribuição brasileiro

Finalmente, após a caracterização dos geradores e das cargas, foram executadas simulações de fluxo de carga e traçados os perfis de potência ativa e reativa medidos no transformador da subestação (TR1) para 4 cenários diferentes:

- Caso base: sem geradores fotovoltaicos;
- Potência instalada de geradores FV: 45% da carga instalada;
- Potência instalada de geradores FV: 75% da carga instalada;
- Potência instalada de geradores FV: 100% da carga instalada.

Os resultados dessa análise são apresentados na Figura 76 para a potência ativa e na Figura 77 para potência reativa. Em relação à potência ativa, observa-se fluxo de potência reverso entre as 10h e 17h para os casos em que a geração fotovoltaica é igual a 75% e 100% da carga instalada. No primeiro caso, o fluxo de potência reverso trifásico máximo é de 753,63 kW, já no segundo é de 2,16 MW. Dessa forma, os casos de análise são muito representativos, já que abrangem graus crescentes de penetração da geração fotovoltaica até atingir condições significativas de fluxo de potência reverso na subestação. Em relação às curvas da potência reativa medidas no transformador TR1 (Figura 77), mesmo os geradores não injetando potência reativa no sistema elétrico, eles influenciam na sua distribuição, uma vez que alteram o fluxo de correntes e as tensões nodais no sistema elétrico. Com isso, as perdas reativas[7] também são alteradas.



(a) Caso base

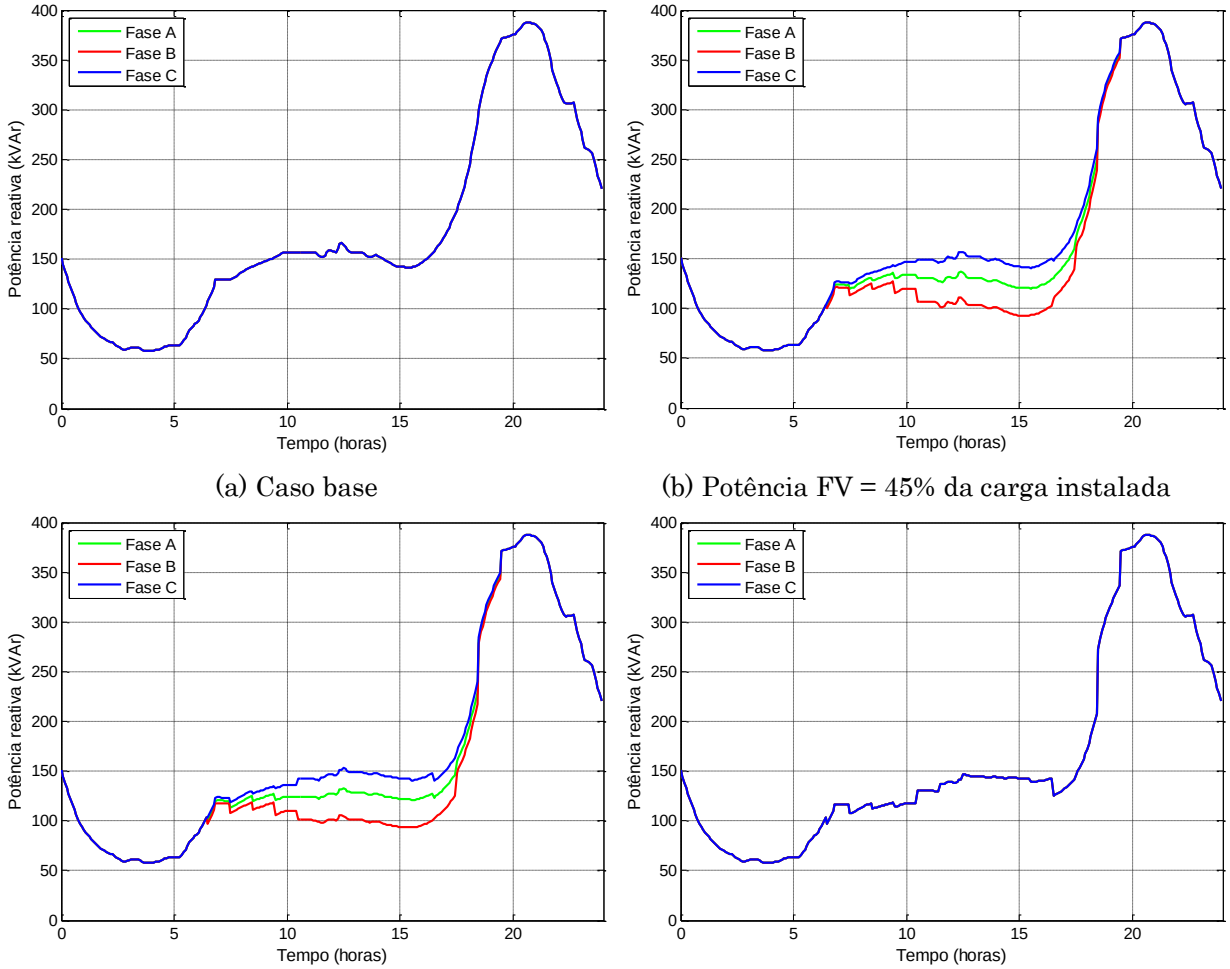
(b) Potência FV = 45% da carga instalada

(c) Potência FV = 75% da carga instalada

(d) Potência FV = 100% da carga instalada

Figura 76 - Curvas de potência ativa do primário do transformador da subestação TR1

[7] O termo "perdas reativas" é utilizado para designar o produto XI^2, sendo X a reatância das linhas de distribuição e dos transformadores, e I a corrente que circula por eles.



(a) Caso base

(b) Potência FV = 45% da carga instalada

(c) Potência FV = 75% da carga instalada

(d) Potência FV = 100% da carga instalada

Figura 77 - Curvas de potência reativa do primário do transformador da subestação TR1

Os resultados dos impactos dos geradores fotovoltaicos no sistema de distribuição brasileiro são mostrados nas seções seguintes.

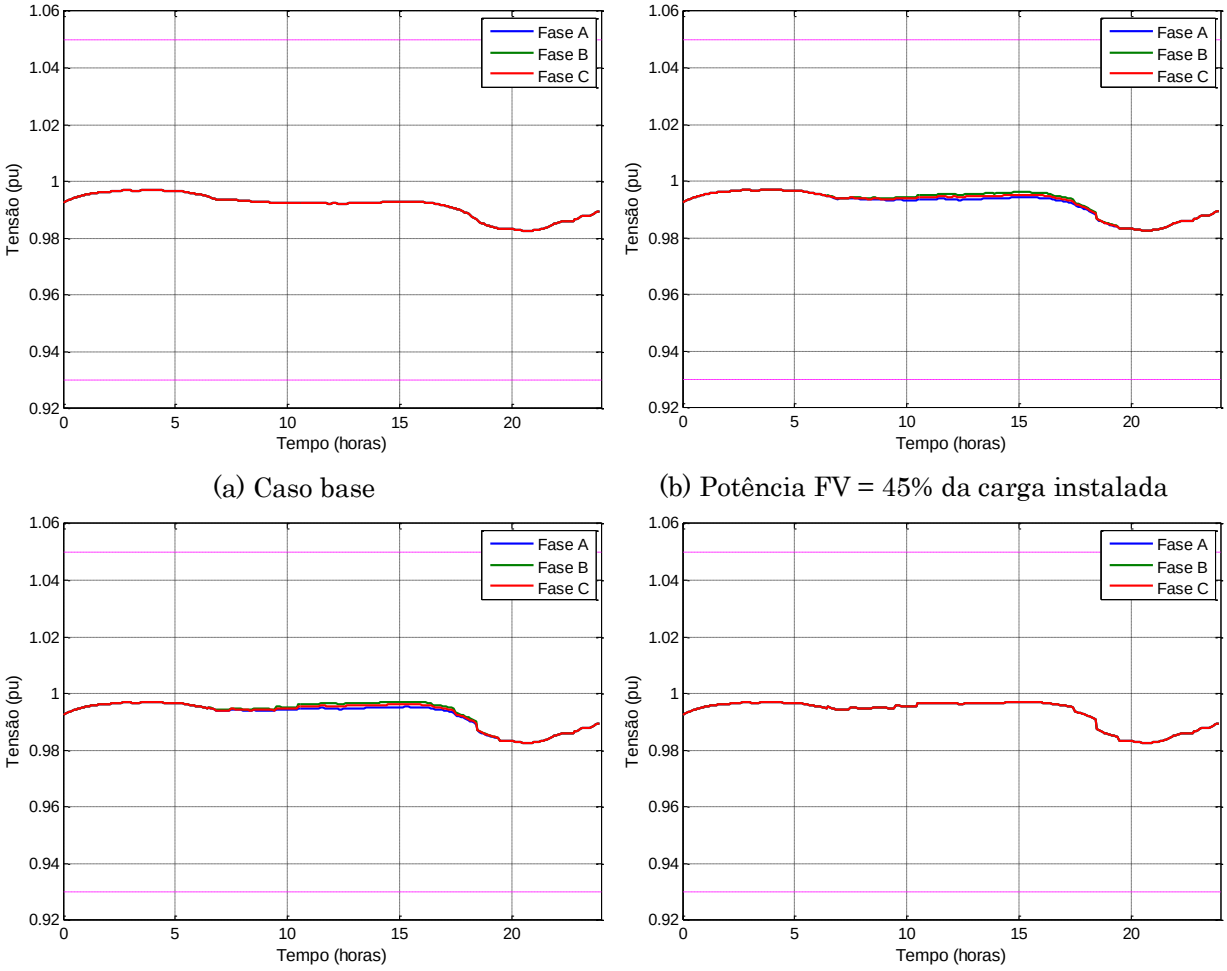
5.3.2 Tensão em regime permanente

Nesta seção serão apresentadas as variações dos perfis de tensão para os quatro cenários descritos anteriormente. Foram escolhidos cinco pontos distintos do sistema elétrico para análise:

- secundário do transformador da subestação (TR1);
- secundário do transformador 22;
- secundário do transformador 25;
- secundário do transformador 58;
- secundário do transformador 85.

Os transformadores TR1, 22, 25, 58 e 85 encontram-se localizados em diferentes áreas do sistema elétrico como pode ser visualizado na Figura 24. Sendo assim, acredita-se que analisando o comportamento dos parâmetros em estudos nestes pontos, é possível obter uma visão geral do desempenho do sistema de distribuição brasileiro. Os resultados são apresentados desde a Figura 78 até a Figura 82.

A Figura 78 exibe os resultados medidos no secundário do transformador da subestação. A elevação de tensão causada pelos geradores fotovoltaicos é pequena, mesmo considerando o caso de máxima penetração da geração. Isso ocorre porque o local da medição é próximo da subestação, ou seja, próximo de um barramento forte com elevada potência de curto-circuito.



(a) Caso base

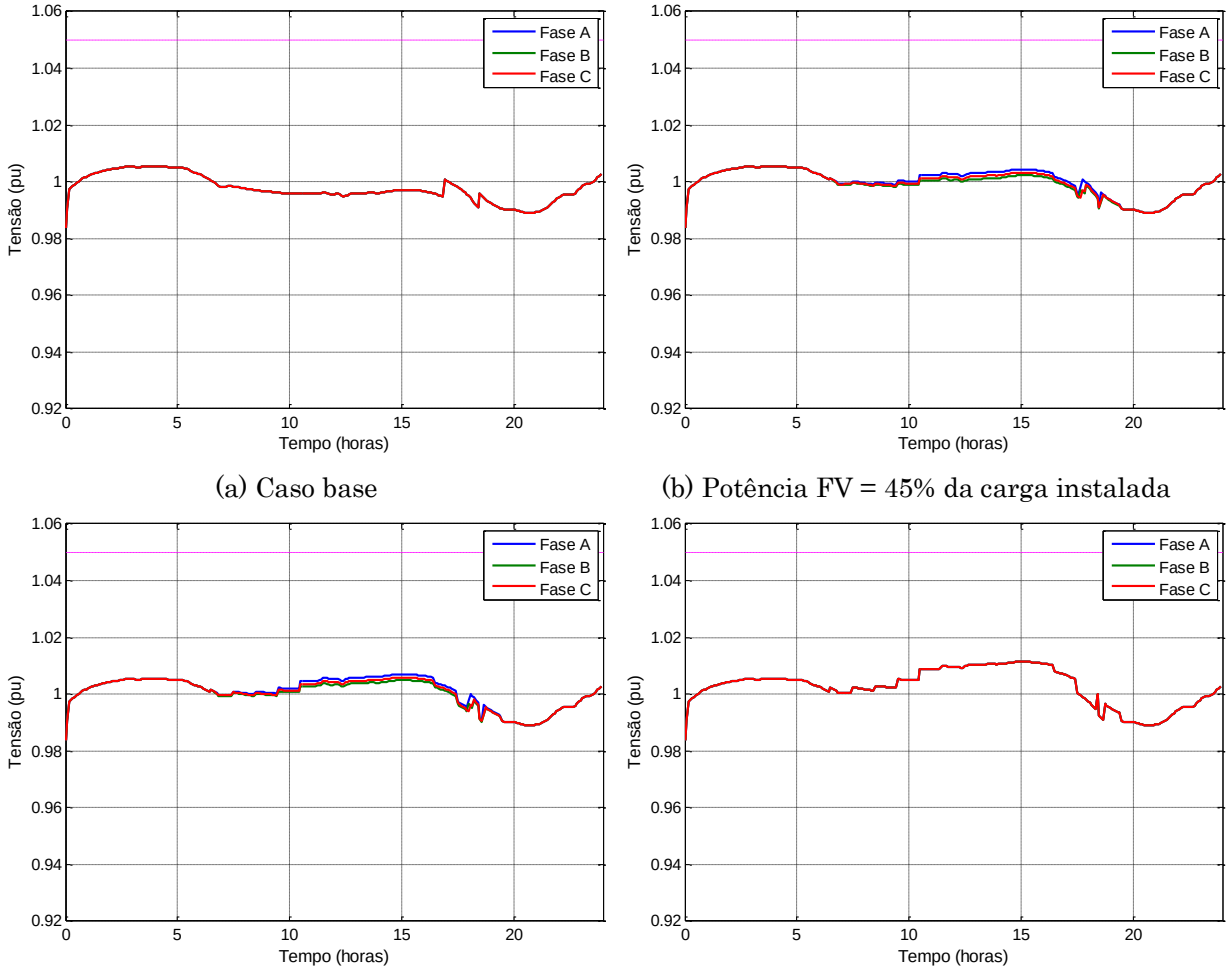
(b) Potência FV = 45% da carga instalada

(c) Potência FV = 75% da carga instalada

(d) Potência FV = 100% da carga instalada

Figura 78 - Variação da tensão no secundário do transformador da subestação TR1

Os impactos dos geradores fotovoltaicos podem ser melhor observados nas outras barras do sistema elétrico. A Figura 79 mostra o perfil de tensão medido no secundário do transformador 22. Neste caso, observam-se elevações de tensão crescentes à medida que se aumenta a injeção de potência pelo sistema fotovoltaico. Mesmo para o caso de máxima injeção de potência caracterizado na Figura 79(d) às 15h, a elevação de tensão não atingiu 1,02 pu. Este comportamento se repete para o transformador 25 (Figura 80) e para o transformador 58 (Figura 81).



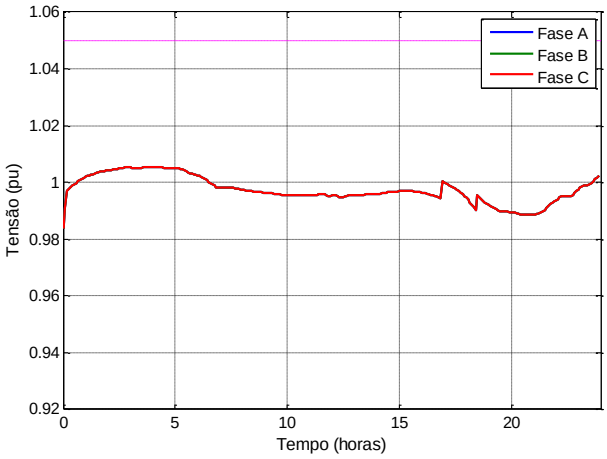
(a) Caso base

(b) Potência FV = 45% da carga instalada

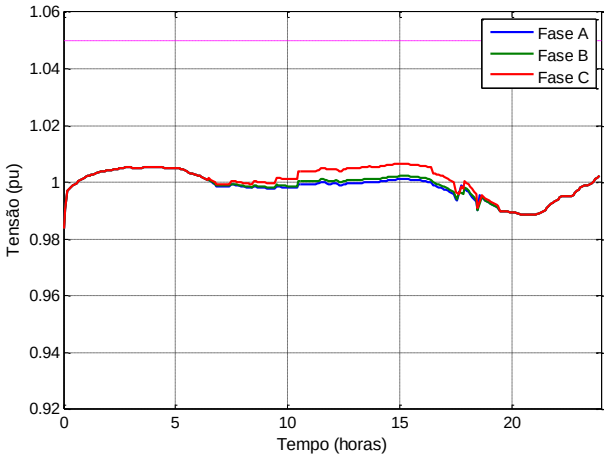
(c) Potência FV = 75% da carga instalada

(d) Potência FV = 100% da carga instalada

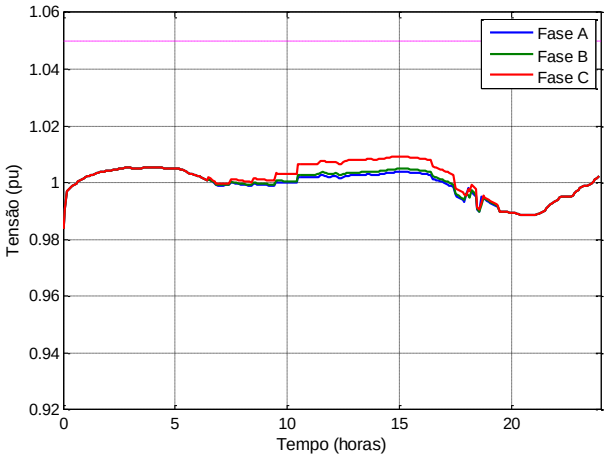
Figura 79 - Variação da tensão no secundário do transformador 22



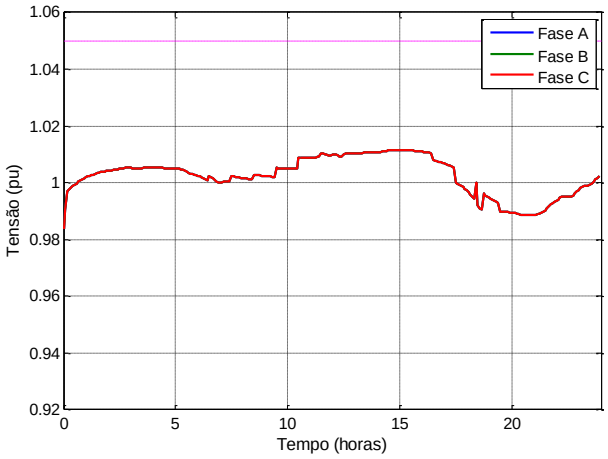
(a) Caso base



(b) Potência FV = 45% da carga instalada

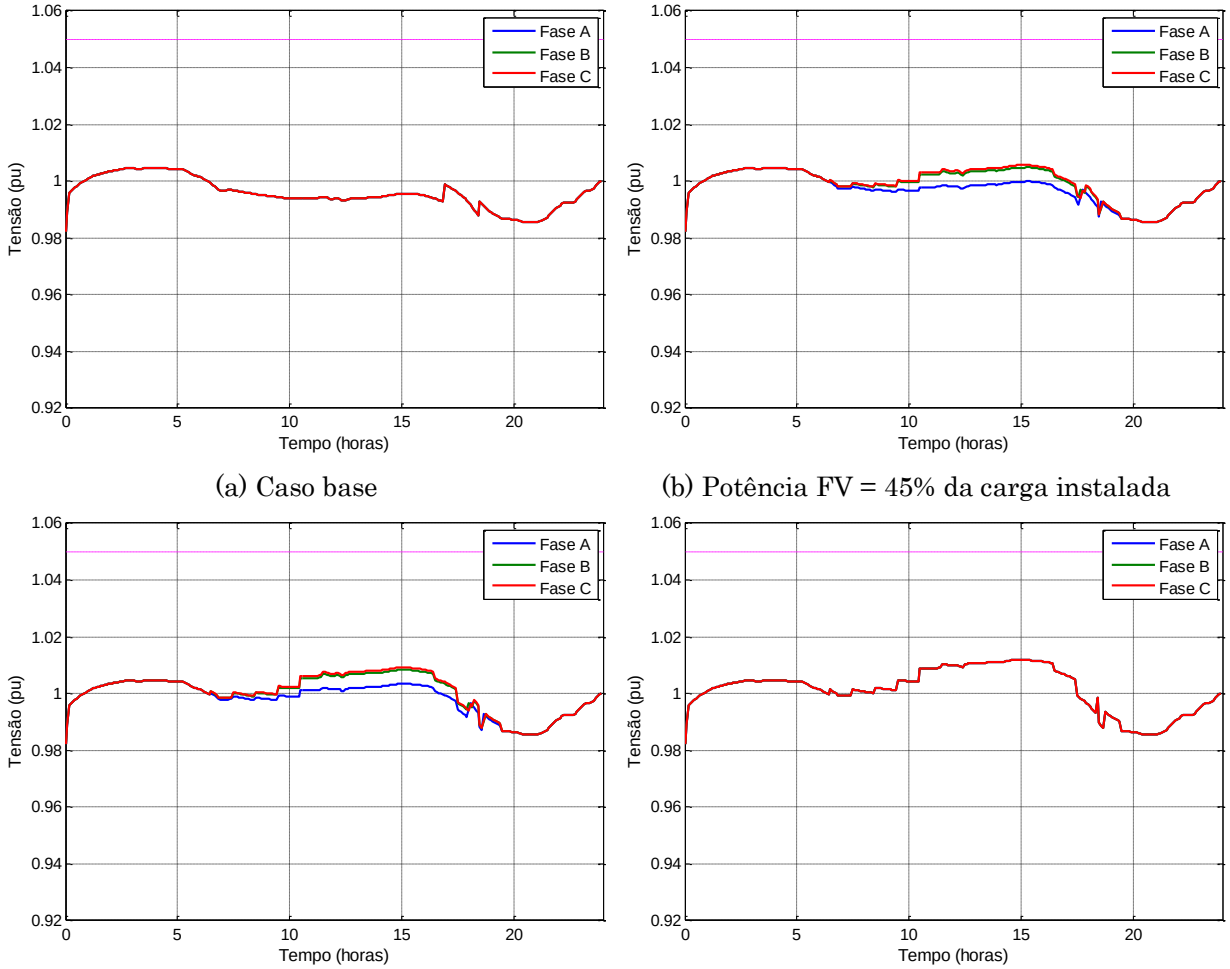


(c) Potência FV = 75% da carga instalada



(d) Potência FV = 100% da carga instalada

Figura 80 - Variação da tensão no secundário do transformador 25



(a) Caso base

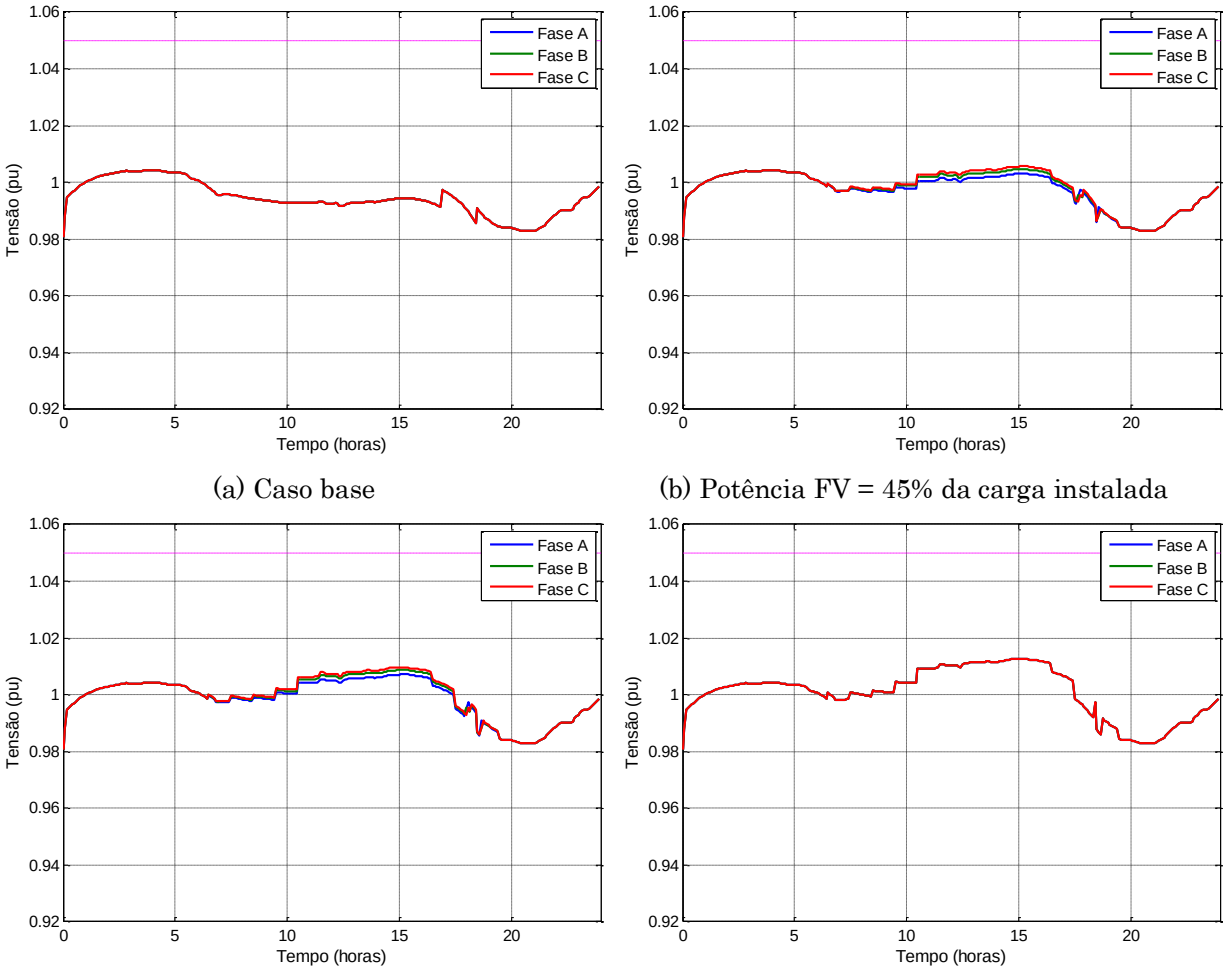
(b) Potência FV = 45% da carga instalada

(c) Potência FV = 75% da carga instalada

(d) Potência FV = 100% da carga instalada

Figura 81 - Variação da tensão no secundário do transformador 58

Para o transformador 85, embora os resultados sejam semelhantes aos anteriores, as variações de tensão foram mais elevadas, quando se comparou o perfil de tensão do caso base com os perfis dos casos com SFVs, entretanto nenhum limite normativo foi ultrapassado. O perfil da tensão deste transformador está ilustrado na Figura 82.



(a) Caso base

(b) Potência FV = 45% da carga instalada

(c) Potência FV = 75% da carga instalada

(d) Potência FV = 100% da carga instalada

Figura 82 - Variação da tensão no secundário do transformador 85

5.3.3 Nível de desbalanço de tensão

Nesta seção serão expostas as variações do nível de desbalanço de tensão, no período de um dia. Os pontos de monitoramento serão os mesmos considerados na seção anterior. Os níveis de desbalanço de tensão para o caso base e para o caso de potência fotovoltaica igual a 100% são nulos, uma vez que as cargas e geração são trifásicas balanceadas. Sendo assim, estes resultados não serão apresentados, mas o restante, correspondente aos casos com potência fotovoltaica igual a 45% e 75% da carga, é exibido da Figura 83 até a Figura 87.

A Figura 83 e a Figura 87 mostram o nível de desbalanço calculados no secundário do TR1 e do transformador 85, respectivamente. Estes foram os índices mais baixos, quando comparados aos medidos nos outros transformadores. Este comportamento pode ser entendido analisando a Figura 78(b) e (c), e a Figura 82(b) e (c). Nessas figuras,

mostra-se que as diferenças entre as tensões das três fases são muito pequenas, justificando o baixo valor do nível de desbalanço de tensão. Por outro lado, quando se analisam os valores medidos nos transformadores 22 (Figura 84), 25 (Figura 85) e 58 (Figura 86), observa-se que o nível de desbalanço atinge cerca de 1%, sendo mais severo para o transformador 58. Desses resultados, dois comentários devem ser ressaltados:

- Os transformadores 22, 25 e 58 apresentaram os valores mais elevados do nível de desbalanço de tensão, pois, apesar da distribuição dos SFVs ter sido de forma aleatória, havia mais geradores fotovoltaicos monofásicos e bifásicos distribuídos próximos das barras desses transformadores;
- A inserção de SFVs desbalanceados contribuiu para a elevação significativa do nível de desbalanço de tensão, mesmo desprezando o desbalanceamento das cargas e a assimetria das linhas. Embora o limite de 2% não tenha sido ultrapassado, é provável que o nível de desbalanço nas barras aumentasse caso fossem consideradas as características citadas. Logo, ressalta-se aqui a importância de balancear a distribuição dos geradores monofásicos e bifásicos na rede de distribuição de energia elétrica.

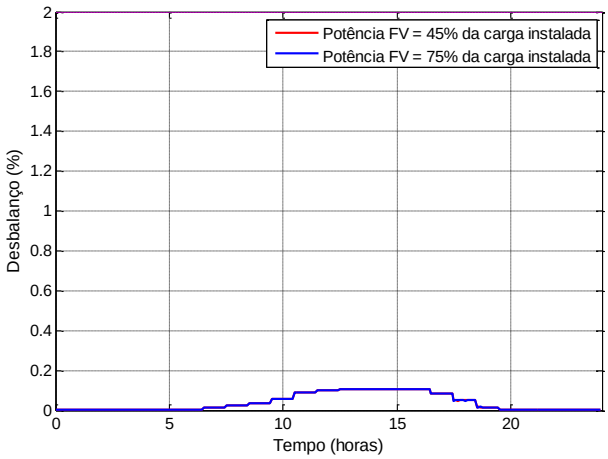


Figura 83 - Variação do nível de desbalanço de tensão no secundário do transformador da subestação TR1

As curvas que representam as variações do nível de desbalanço de tensão para os transformadores 22, 25, 58 e 85 apresentaram alterações em seus comportamentos por volta das 18h. Isso pode ser justificado devido às mudanças das posições de *tap* do regulador de tensão da subestação nesse período, uma vez que as três fases não foram alteradas no mesmo instante, como será ilustrado na Figura 89 (b) e na Figura 89 (c). Assim, essas mudanças também influenciam o balanceamento entre as fases.

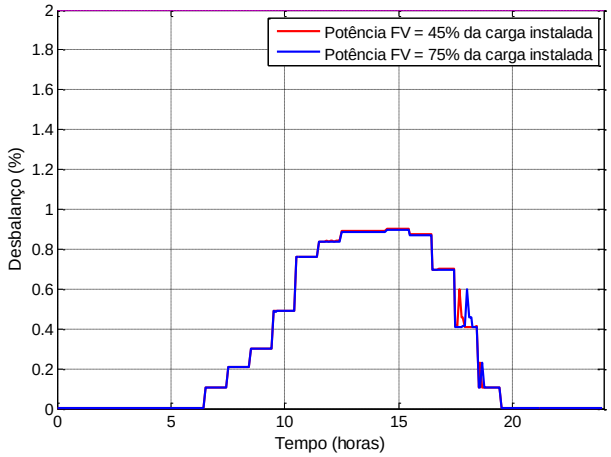


Figura 84 - Variação do nível de desbalanço de tensão no secundário do transformador 22

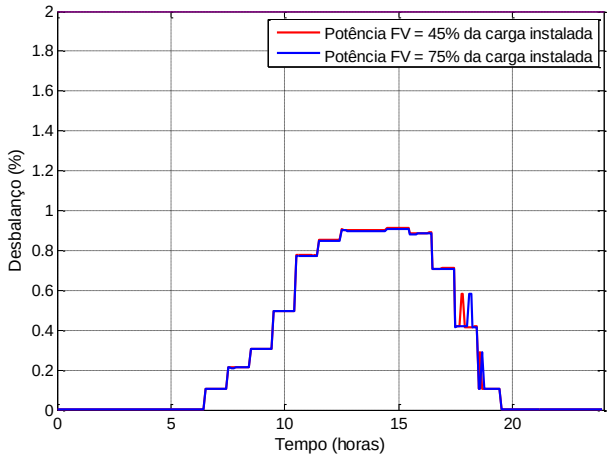


Figura 85 - Variação do nível de desbalanço de tensão no secundário do transformador 25

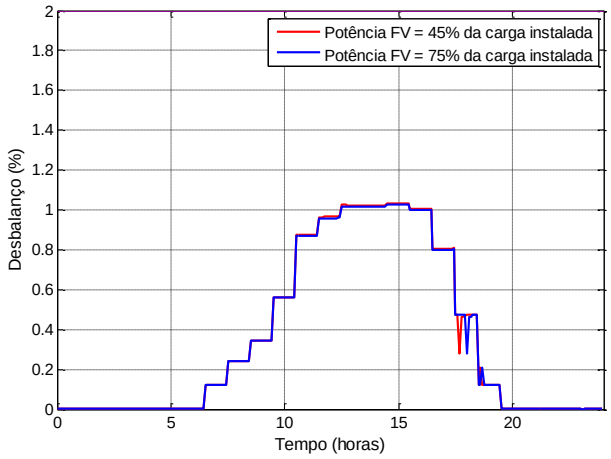


Figura 86 - Variação do nível de desbalanço de tensão no secundário do transformador 58

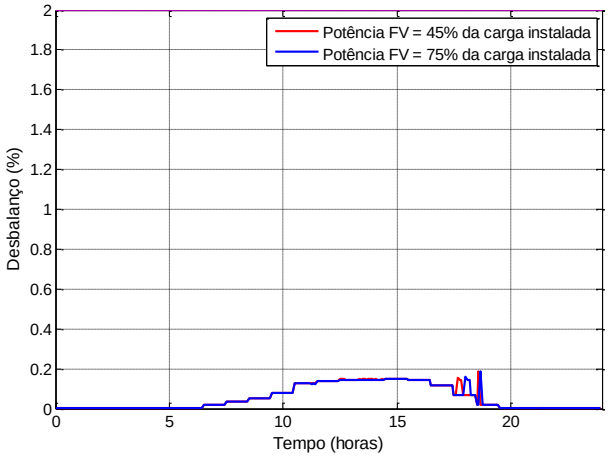


Figura 87 - Variação do nível de desbalanço de tensão no secundário do transformador 85

5.3.4 Perdas técnicas totais

As perdas técnicas totais, em kWh, são exibidas na Figura 88. É possível verificar a variação das perdas em função do aumento da potência fotovoltaica instalada no sistema elétrico, no período de um dia. Por meio dos resultados adquiridos, observa-se que, de modo geral, quanto maior a potência FV instalada no sistema de distribuição, menores serão as perdas técnicas. Entretanto, verifica-se que para o caso de uma potência FV instalada igual a 100% da carga instalada, no período de aproximadamente 11h até 16h, as perdas obtidas foram superiores às encontradas nos outros casos com SFVs. Este efeito pode ser justificado devido ao elevado fluxo de potência reversa no transformador da subestação, como ilustra a Figura 76(d). No entanto, mesmo com a elevação das perdas no período citado, o caso com potência FV igual a 100% da carga ainda apresenta valores inferiores aos determinados no caso base.

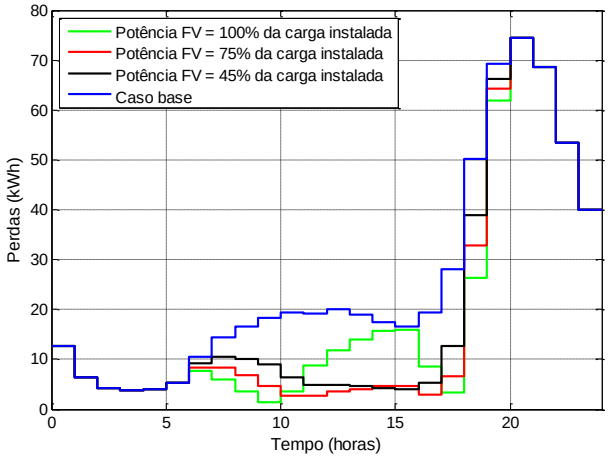
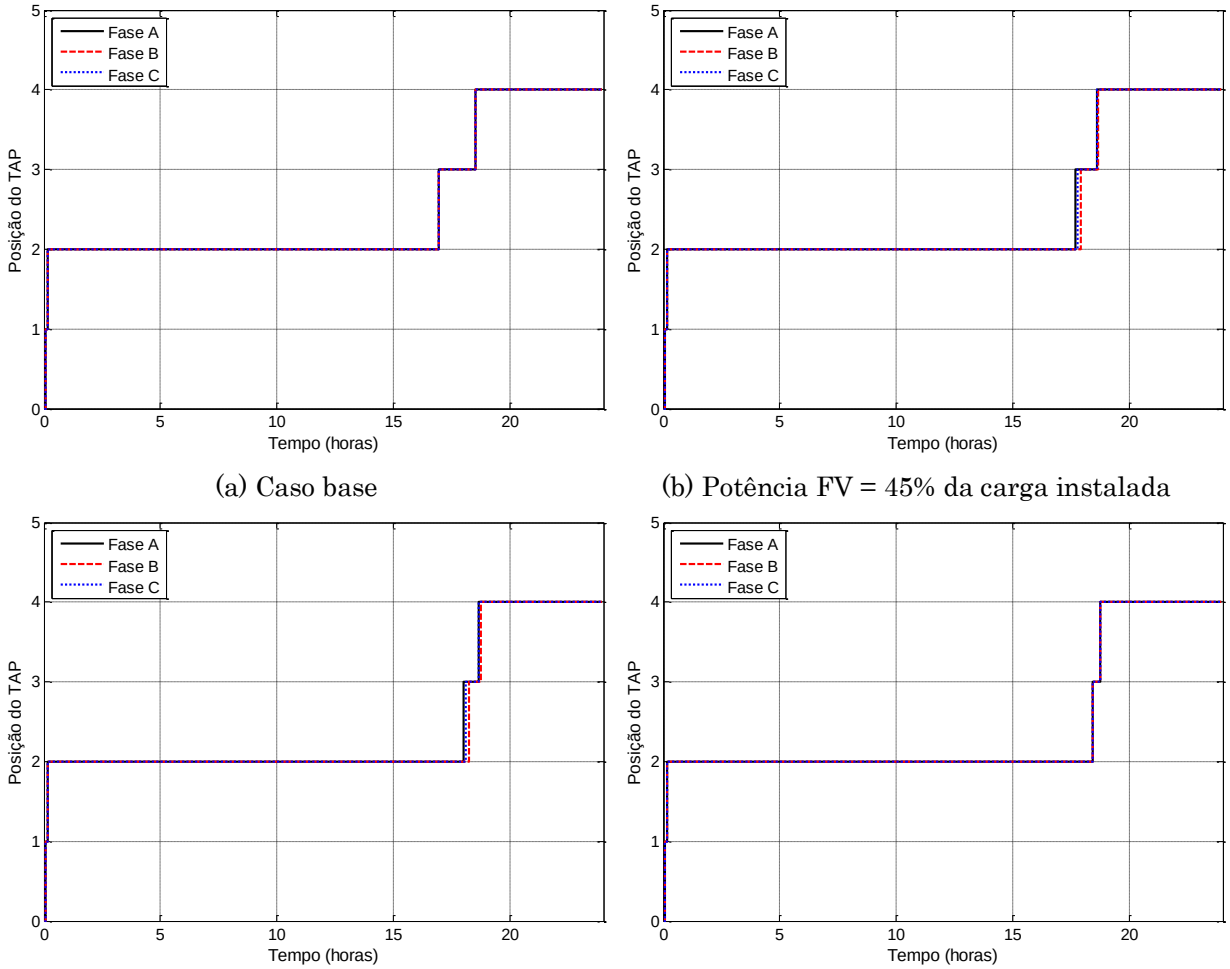


Figura 88 - Perdas técnicas totais, em kWh, adotando as curvas de potência diárias

5.3.5 Regulação de tensão e desconexão dos geradores fotovoltaicos

A variação da posição do *tap* do regulador automático de tensão em função da injeção da potência FV no sistema de distribuição é exposta na Figura 89. Percebe-se que os impactos dos geradores fotovoltaicos são menores do que os observados no sistema IEEE 13 barras, pois não houve nenhuma alteração adicional de *tap* em relação ao caso base. Observa-se que a alteração do *tap* da posição 2 para a posição 3 demorou mais tempo para acontecer nos casos em que há geradores distribuídos, quando comparado ao caso base. O período em que isso ocorre coincide com o período em que os geradores fotovoltaicos cessam a injeção de potência. Como não houve alteração adicional de *tap*, a queda de tensão devida à desconexão dos geradores não é tão expressiva quanto à observada nos estudos do sistema IEEE 13 barras, uma vez que seu valor é definido apenas em função da injeção de potência fotovoltaica e do carregamento do sistema elétrico no período determinado. Os resultados são expostos na Tabela 28 que mostra as variações de tensão nos secundários dos transformadores 22, 25, 58 e 85 para o período de máxima penetração da geração fotovoltaica, medido às 15h. Neste instante de tempo, verifica-se que nos quatro cenários analisados, as posições do *tap* nas três fases é igual a 2. Sendo assim, as tensões encontradas após a desconexão dos geradores correspondem às tensões do caso base às 15h, enquadrando-se dentro dos limites permitidos em normas. Os resultados ilustram o comportamento do sistema considerando apenas a introdução de geradores fotovoltaicos trifásicos com potência balanceada, portanto os valores das quedas de tensão nas três fases, assim como das tensões após a desconexão dos geradores, são idênticos. Observando os resultados na Tabela 28, nota-se que a queda mais elevada encontra-se no secundário do transformador 85 (valor destacado), com seu valor próximo a 2%.



(a) Caso base

(b) Potência FV = 45% da carga instalada

(c) Potência FV = 75% da carga instalada

(d) Potência FV = 100% da carga instalada

Figura 89 - Variação das posições do *tap* do regulador de tensão da subestação do sistema de distribuição real, no período de um dia

Tabela 28 - Variações da tensão devido à desconexão dos sistemas fotovoltaicos às 15h com Potência FV = 100% da carga instalada

Secundário do Transformador	ΔV_A (%)	ΔV_B (%)	ΔV_C (%)	V_A (pu)	V_B (pu)	V_C (pu)
22	-1,414	-1,414	-1,414	0,997	0,997	0,997
25	-1,458	-1,458	-1,458	0,997	0,997	0,997
58	-1,630	-1,630	-1,630	0,996	0,996	0,996
85	**-1,814**	**-1,814**	**-1,814**	0,994	0,994	0,994

5.3.6 Conclusões parciais

Os resultados dos impactos dos geradores fotovoltaicos no sistema de distribuição brasileiro mostraram que não houve problemas em relação à qualidade da energia elétrica, mesmo considerando o cenário em que a relação da potência injetada pelo

carregamento do sistema atinge cerca de 200%. As questões que merecem destaque na análise são comentadas a seguir:

- A potência de curto-circuito trifásica da subestação é elevada (superior a 1000 MVA), o que caracteriza uma barra forte. Isso explica porque o nível de penetração de 200% de geração fotovoltaica não foi capaz de provocar violações nos limites de tensão de regime permanente. Optou-se, neste trabalho, por não encontrar a situação que causasse essas violações, pois se considerou que o nível de penetração máximo analisado (potência fotovoltaica injetada igual a 100% da demanda de carga nominal) já estava adequado, uma vez que havia geradores fotovoltaicos, com potência máxima recomendada, instalados em todas as barras de carga;
- A análise do nível de desbalanço de tensão merece destaque, embora não tenham sido registradas violações do limite normativo. O destaque se deve ao fato que somente o desbalanceamento da injeção de potência por parte dos SFVs foi suficiente para causar a elevação do índice de desbalanço para 1%. Este valor poderia ser elevado caso fosse considerado o desbalanceamento das cargas e a assimetria da rede de distribuição;
- Em relação às perdas técnicas nas linhas de distribuição, observou-se que para o caso de máxima penetração dos geradores fotovoltaicos, devido ao fluxo de potência reverso na subestação, seus valores quase superaram aqueles encontrados no caso base. As perdas também estão relacionadas ao nível de desbalanço das tensões, logo, se tivessem sido considerados o desbalanceamento das cargas e a assimetria da rede elétrica, os valores das perdas do sistema com a presença de SFVs poderiam superar os valores do caso base;
- Por fim, observou-se que os impactos dos geradores na regulação de tensão foram pequenos. Isso também se deve à elevada potência de curto-circuito trifásica da subestação aliado ao fato de que o regulador automático de tensão encontra-se na subestação. Assim, seriam necessárias variações de geração FV mais intensas para ocasionar a alteração da posição de *tap* do regulador automático de tensão.

5.4 Considerações finais sobre o capítulo

Este capítulo apresentou análises que visaram identificar impactos relevantes da penetração de geração solar fotovoltaica em redes de distribuição de energia elétrica,

considerando dois sistemas com características muito distintas. Todas as análises abordaram a operação do sistema elétrico e dos geradores FVs em regime permanente. A seguir apresenta-se um resumo das principais conclusões deste capítulo:

- Quando se deseja analisar em detalhes a influência da geração distribuída em redes de distribuição é importante considerar as curvas de demanda e as curvas de geração, se houver. Isto se justifica pelo fato de que o horário de máxima geração pode ser diferente do horário de máximo carregamento, como foi abordado neste trabalho. Segundo [65], os cenários que envolvem máxima geração com mínimo e máximo carregamento devem ser considerados quando se avaliam os impactos da geração distribuída em redes de distribuição. No entanto, estes cenários podem não acontecer em situações como as apresentadas neste trabalho, em que o período de máxima geração correspondeu ao período de carregamento médio do sistema elétrico;
- Quando foi analisado o sistema IEEE 13 barras com carga e geração controladas, concluiu-se que os impactos mais significativos dos geradores na regulação de tensão aconteceram no período de máxima geração e máximo carregamento. No entanto, quando as curvas de carga e de geração foram consideradas, esses impactos foram amenizados, pois a condição de máxima geração ocorreu durante o carregamento médio. Embora tenha havido alterações das posições de *tap* em relação ao caso base, a desconexão dos geradores causou quedas de tensão da ordem de 5%, mas não provocou variações de tensão severas que pudessem ser caracterizadas como afundamentos de tensão;
- A distribuição desbalanceada de geradores fotovoltaicos mono e bifásicos entre as fases dos sistemas de distribuição é uma questão relevante. Em ambos os sistemas elétricos analisados pôde-se observar um aumento significativo do índice de desbalanço de tensão quando esta distribuição ocorreu. Logo, as concessionárias distribuidoras de energia elétrica devem considerar este fator no planejamento e operação das redes de distribuição;
- A análise detalhada de sistemas de distribuição com geração distribuída requer a consideração do desbalanceamento das cargas bem como da assimetria das linhas, pois na análise do sistema IEEE 13 barras constatou-se que esses fatores podem influenciar de forma adversa nos valores das tensões nodais e das perdas técnicas. No sistema de distribuição brasileiro não foi possível avaliar a influência desses fatores, uma vez que o mesmo foi considerado balanceado;

- Finalmente, a comparação entre os dois sistemas elétricos analisados permitiu concluir que a potência de curto-circuito da subestação é um fator de suma importância. Constatou-se que os impactos dos geradores fotovoltaicos nas variações de tensão foram bem menores no sistema de distribuição brasileiro do que no sistema IEEE 13 barras. Isso se deve, em parte, ao fato de que a potência de curto-circuito trifásico do sistema brasileiro é cerca de 4 vezes maior do que a potência de curto-circuito trifásico do sistema IEEE 13 barras.

Capítulo 6

Soluções para Mitigar os Impactos Negativos dos Geradores Fotovoltaicos

Por meio dos resultados obtidos e apresentados no capítulo anterior, foi possível verificar que os principais impactos negativos são:

- Elevação no nível de desbalanço de tensão;
- Sobretensões em regime permanente;
- Elevadas quedas de tensão devido à desconexão dos geradores fotovoltaicos do sistema;
- Alteração dos padrões da atuação do regulador de tensão.

Em relação a esses aspectos, neste capítulo serão apresentadas algumas potenciais soluções para mitigar os possíveis impactos negativos decorrentes da instalação de geradores fotovoltaicos em redes de distribuição. Sobre o nível de desbalanço de tensão, a solução mais simples seria promover um balanceamento de geradores mono e bifásicos entre as fases do sistema de distribuição. Logo, esta solução não será tratada neste capítulo.

A sobretensão causada pela introdução dos geradores fotovoltaicos nos sistemas elétricos é o impacto negativo mais abordado em trabalhos da literatura técnica. Para este problema, algumas soluções foram propostas:

- Mudança do fator de potência do sistema fotovoltaico para operação com potência ativa e reativa. Através da absorção ou injeção de potência reativa no sistema de distribuição seria possível regular a tensão no ponto de conexão do gerador FV com o sistema [3], [47], [51], [54];

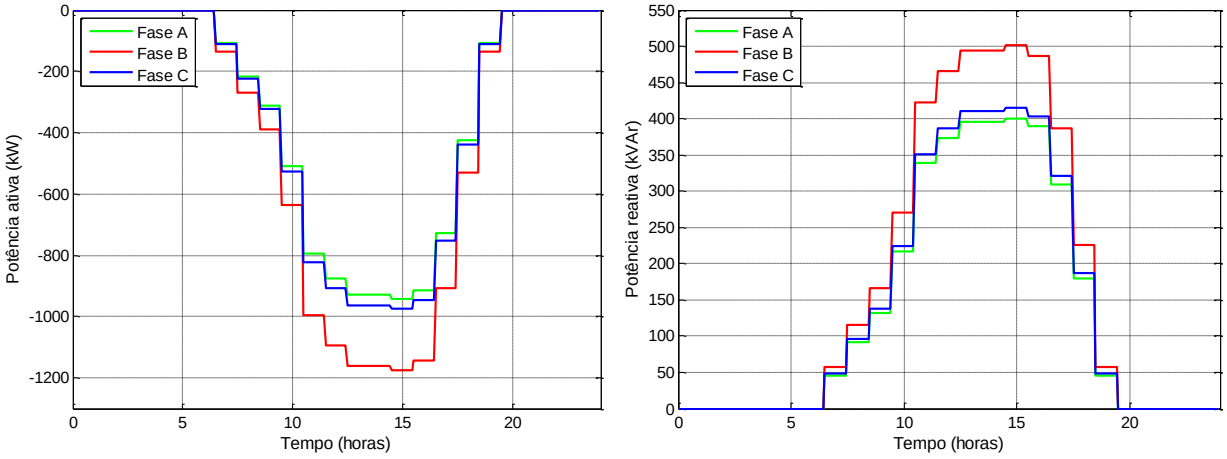
- Alteração nos parâmetros dos reguladores de tensão, como por exemplo, modificando sua tensão de referência [29];
- Mudança da localização ou retirada dos bancos de capacitores [55];
- Emprego de armazenadores de energia [55];
- Recondutoramento das linhas de distribuição [55];

Com o objetivo de validar algumas dessas soluções discutidas na literatura técnica, determinadas simulações foram realizadas utilizando os dados empregados neste trabalho. Neste caso, a contribuição das análises está no fato de adotar um elevado índice de penetração dos geradores FVs distribuídos pela rede elétrica, além de considerar as curvas de geração e de demanda. As soluções escolhidas para implementação foram: a variação do fator de potência dos SFVs, pois é um assunto encontrado em diversos trabalhos, e a alteração da tensão de referência do regulador automático de tensão. Primeiramente, essas soluções foram testadas separadamente e em seguida, como uma terceira solução, concomitantemente.

Para testar as soluções citadas, foi empregado o sistema de distribuição IEEE 13 barras contendo os geradores trifásicos e monofásicos simultaneamente, pois foi o sistema que apresentou maior vulnerabilidade, em relação à qualidade da energia elétrica, após a conexão dos SFVs. Foram consideradas as curvas diárias de demanda de carga e geração fotovoltaica, assim como na seção 5.2. Os resultados abordando as três soluções citadas são apresentados na seção seguinte.

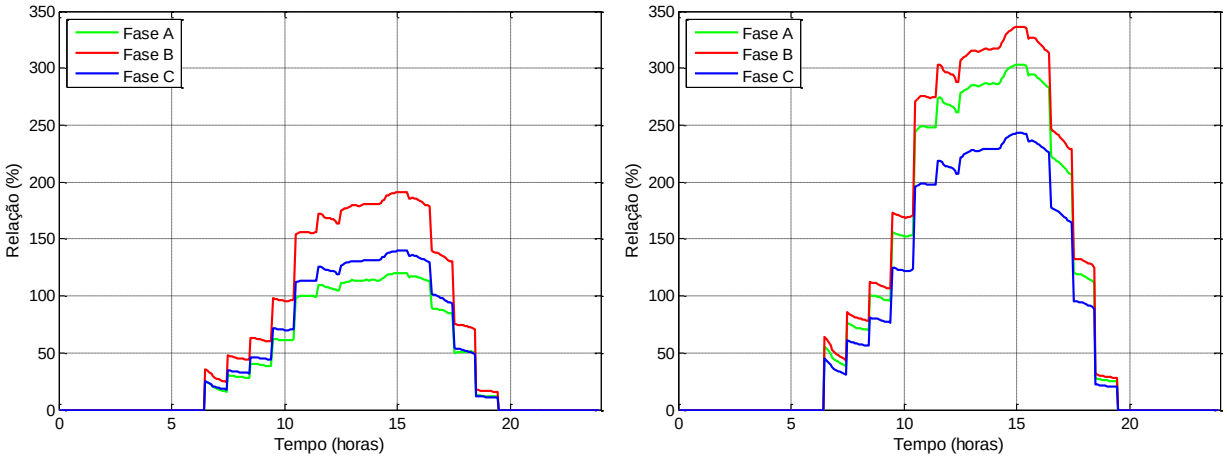
6.1 Resultados

Para a investigação da primeira solução, admitiu-se em todos os SFVs instalados um fator de potência igual a 0,92 indutivo. A escolha deste valor visa atender à legislação brasileira e reduzir a elevação da tensão causada pela conexão dos geradores. Na Figura 90 e na Figura 91 são ilustradas as curvas de potência fotovoltaica total injetada e as relações entre a potência FV e a demanda de carga. Em ambas as figuras são expostas tanto a potência ativa quanto a reativa, nas quais é possível verificar que os geradores fotovoltaicos “consomem” potência reativa.



(a) Potência ativa (b) Potência reativa

Figura 90 - Curva de potência fotovoltaica total no sistema de distribuição IEEE 13 barras quando o fator de potência dos SFVs é 0,92 indutivo



(a) Potência ativa (b) Potência reativa

Figura 91 - Relação entre a potência fotovoltaica total e a carga total do sistema de distribuição IEEE 13 barras quando o fator de potência dos SFVs é 0,92 indutivo

A segunda solução focou na redução da tensão de referência do regulador automático de tensão (RT) do sistema. Alterou-se o valor da tensão de referência (V_{ref}) de 123 V para 120 V, mantendo-se a mesma largura de banda de 2 V.

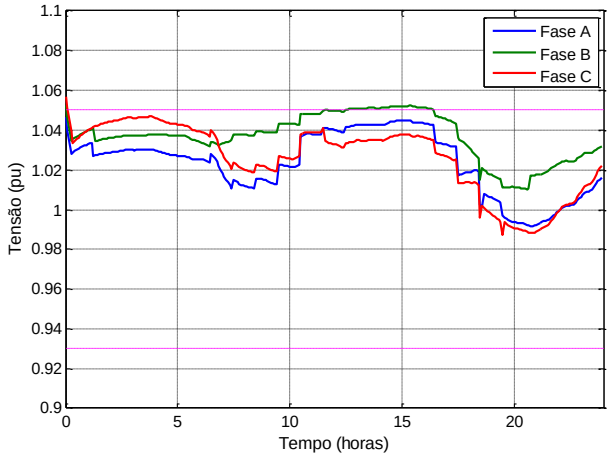
Por fim, a terceira solução aplicou o conceito da primeira solução juntamente com o da segunda solução.

Além do monitoramento dos perfis de tensão do sistema, também se verificou os impactos dessas soluções nos níveis de desbalanço de tensão, nas perdas técnicas e na regulação da tensão, sendo que para facilitar a comparação, são exibidos também os resultados do caso original. Lembra-se que o caso original é aquele que considera a presença de geradores monofásicos e trifásicos simultaneamente, que a tensão de

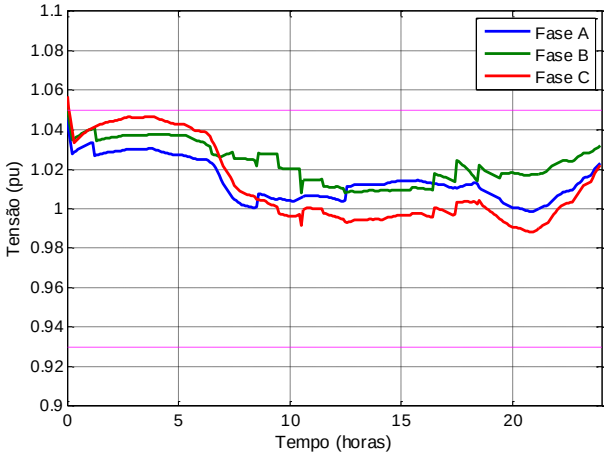
referência do RT é igual a 123 V, e que o fator de potência dos geradores distribuídos é unitário.

6.1.1 Tensão em regime permanente

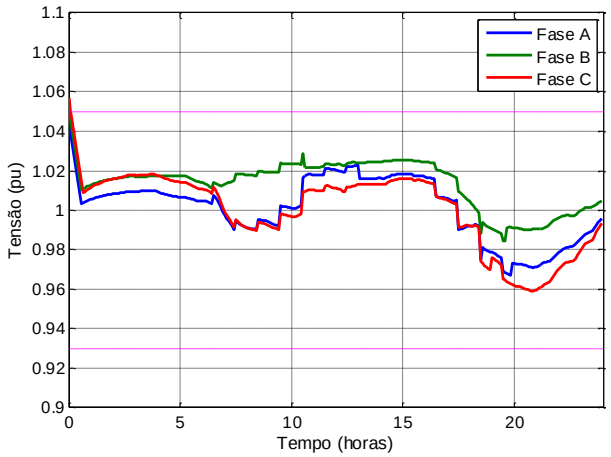
Para verificar a aplicabilidade das soluções propostas no perfil de tensão do sistema IEEE 13 barras, optou-se pelo monitoramento das barras 671 e 675. A escolha dessas barras deve-se ao fato de que houve violações de tensão em ambas no caso original (seção 5.2), enquanto que nas demais barras do sistema isto não ocorreu. Os resultados são apresentados na Figura 92 para a barra 671, e na Figura 93 para a barra 675.



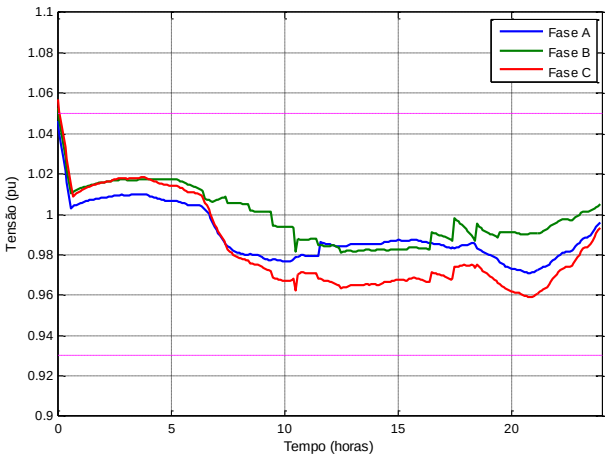
(a) Caso original (Figura 61(d))



(b) Caso FV com fp=0,92 indutivo



(c) Caso RT com V_{ref}=120V

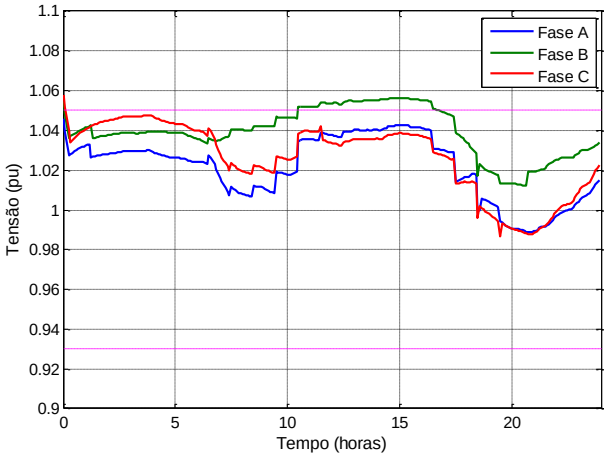


(d) Caso RT com V_{ref}=120V e FV com fp=0,92 indutivo

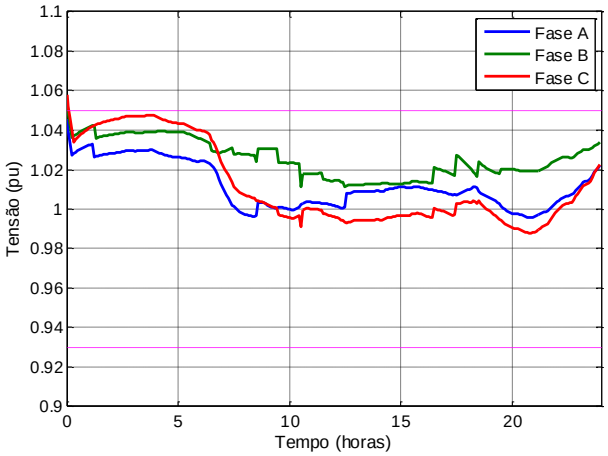
Figura 92 - Variação da tensão na carga da barra 671

Os resultados da Figura 92 mostram que as três soluções foram eficientes na redução das elevações de tensão no período de máxima injeção de potência pelos geradores fotovoltaicos. Ressalta-se, no entanto, que nos casos em que houve a redução da tensão de referência do RT para 120 V (Figura 92(c) e Figura 92(d)), também ocorreu uma redução significativa nos níveis de tensão, em comparação ao caso base, nos períodos em que não há operação dos geradores fotovoltaicos. Este aspecto é relevante e deve ser considerado na seleção do ajuste mais adequado para o regulador de tensão.

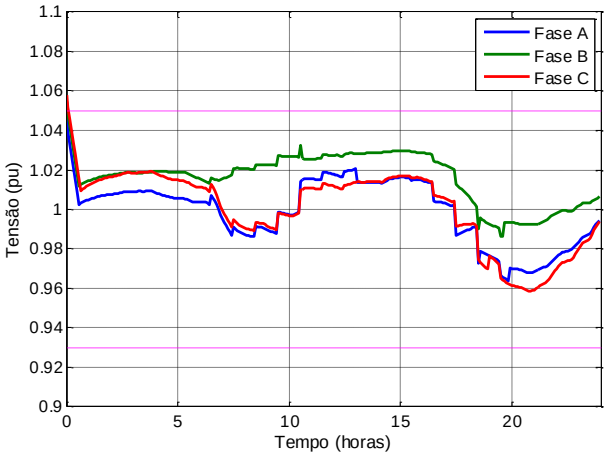
As mesmas constatações realizadas no estudo com a barra 671 também podem ser vistas considerando a barra 675. Os perfis de tensão nessa barra são expostos na Figura 93.



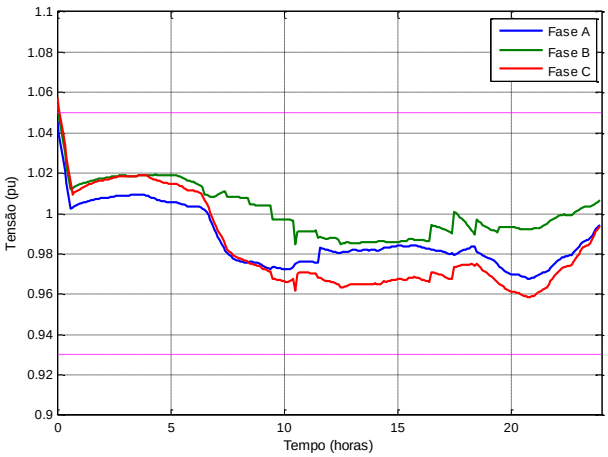
(a) Caso original (Figura 63(d))



(b) Caso FV com fp=0,92



(c) Caso RT com V_{ref}=120V



(d) Caso RT com V_{ref}=120V e FV com fp=0,92 indutivo

Figura 93 - Variação da tensão na carga trifásica e desbalanceada da barra 675

6.1.2 Nível de desbalanço de tensão

O comportamento dos níveis de desbalanço de tensão após a aplicação das três soluções é verificado nas barras 671, 634 e 675. Os impactos das soluções estudadas são apresentados da Figura 94 até a Figura 96. Para a barra 671, a Figura 94 exibe o caso original (considerando a conexão de geradores trifásicos e monofásicos na Figura 68) juntamente com os resultados das três soluções. A Figura 95 e a Figura 96 apresentam resultados semelhantes para as barras 634 e 675, respectivamente, sendo que para a barra 634, o caso original corresponde à Figura 69, enquanto que para a barra 675 é a Figura 70.

Analisando desde a Figura 94 até a Figura 96 observa-se que as soluções que consideram a alteração do fator de potência dos geradores apresentaram os menores níveis de desbalanceamento de tensão. Como destaque, observa-se que a solução que agrega a alteração do fator de potência dos geradores e a mudança da tensão de referência do RT foi mais eficiente, uma vez que a redução se deu durante todo o período de análise, em comparação com o caso original.

Para o caso da modificação apenas da tensão de referência do RT, um aumento no índice de desbalanço de tensão no período de atuação de SFVs foi observado nas três barras analisadas. Nota-se que o caso mais crítico ocorreu na barra 675, em que o nível de desbalanço atingiu aproximadamente 1,8%. Porém, uma vantagem desta solução é que quando os geradores estavam desligados, houve uma redução do índice quando comparado ao caso original. É bom lembrar que este comportamento é influenciado pela alteração dos *taps* do RT, pelas impedâncias mútuas das linhas de distribuição e pelo deslocamento da tensão de neutro.

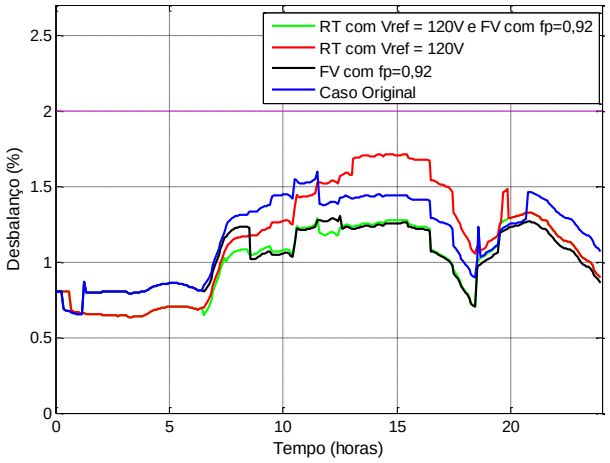


Figura 94 - Variação do nível de desbalanço de tensão na carga trifásica da barra 671

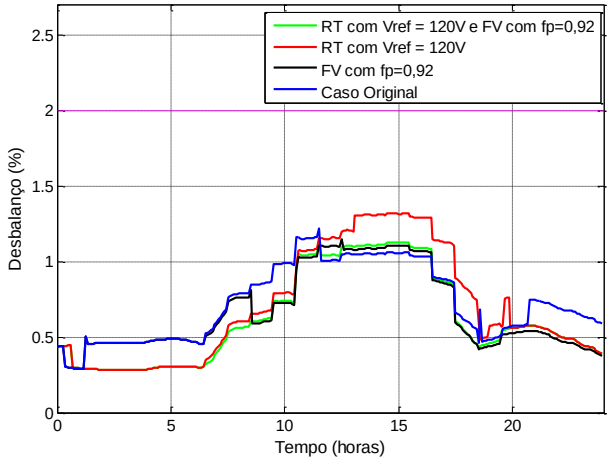


Figura 95 - Variação do nível de desbalanço de tensão na barra 634

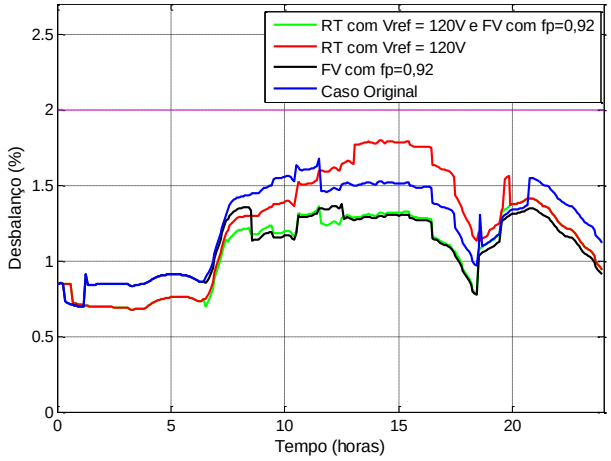


Figura 96 - Variação do nível de desbalanço de tensão na barra 675

6.1.3 Perdas técnicas totais

A Figura 97 ilustra as perdas técnicas totais do sistema, em kWh, obtidas no caso original e após a aplicação das soluções propostas. Nota-se que para a solução em que ocorreu apenas a alteração no valor de referência do RT, as perdas técnicas tiveram seus valores bastante próximos aos do caso original.

Já para a solução em que se considerou somente a alteração do fator de potência dos SFVs, no período de aproximadamente 10h às 18h, as perdas técnicas apresentaram valores bastante elevados, quando comparados aos obtidos no caso original. Como foi abordado na seção 3.2, essa elevação das perdas já era esperada uma vez que a operação dos SFVs com fator de potência indutivo faz com que estes "consumam" potência reativa da rede de distribuição.

A terceira solução, que teve alteração tanto do fator de potência dos SFVs quanto da tensão de referência de RT, exibiu um comportamento bastante semelhante à solução

com alteração de somente do fator de potência, ilustrando a influência que a variação deste parâmetro dos SFVs possui sobre as perdas técnicas do sistema.

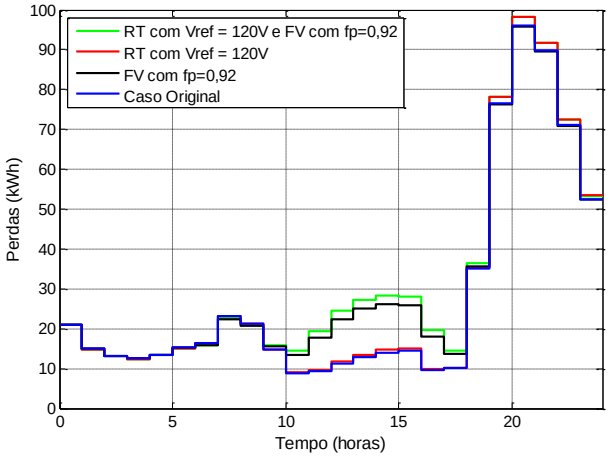


Figura 97 - Perdas técnicas totais, em kWh, considerando as soluções propostas

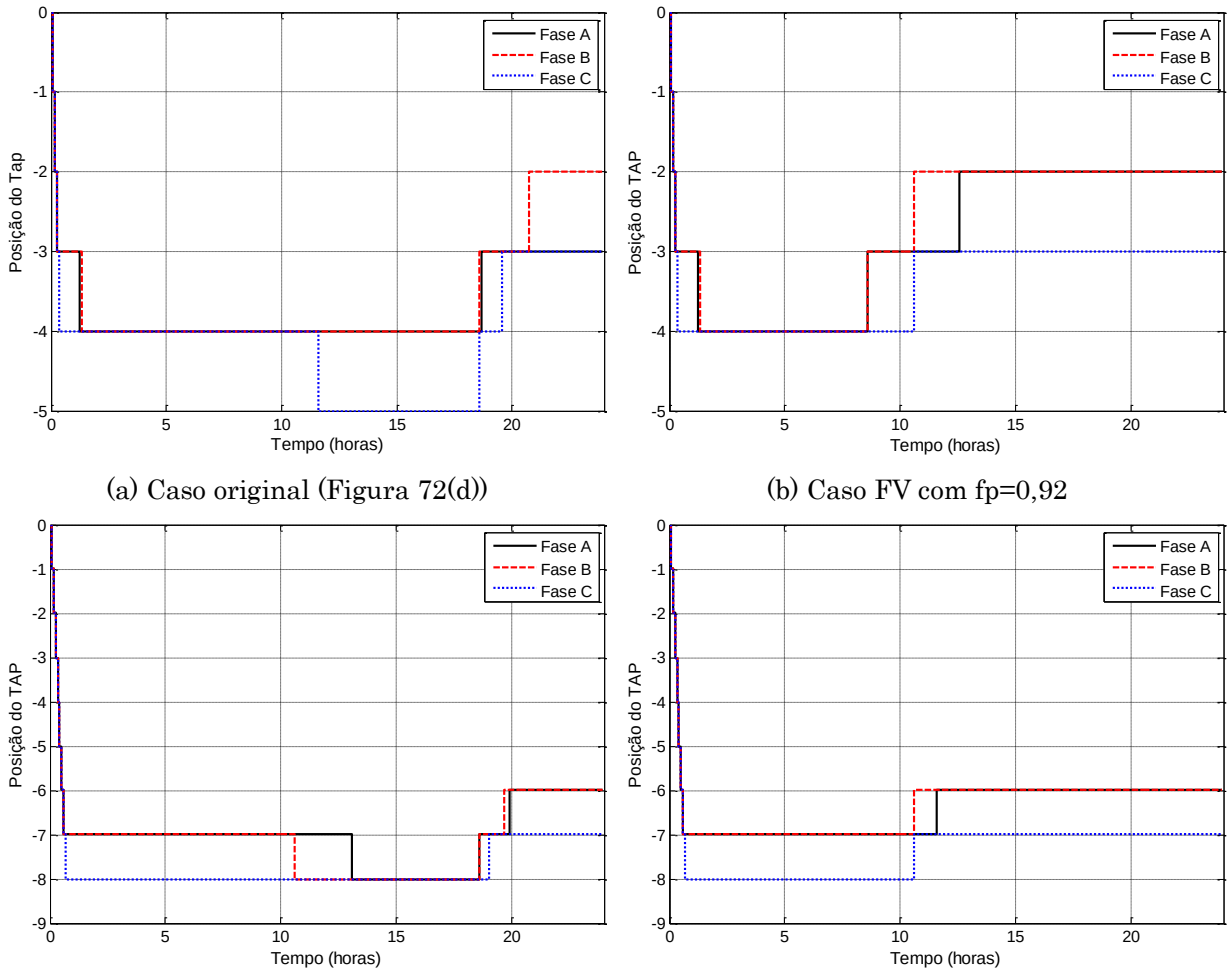
6.1.4 Regulação de tensão e desconexão dos geradores fotovoltaicos

A Figura 98 exibe as variações das posições do *tap* do regulador automático de tensão em função da introdução das soluções propostas no sistema de distribuição IEEE 13 barras com geradores trifásicos e monofásicos. Para facilitar a comparação, será exposto o caso original (Figura 72(d)) juntamente com os resultados das soluções implementadas. Sendo assim, na Figura 98(a) encontra-se as posições de *tap* do caso original, na Figura 98(b) têm-se as posições adotando a solução que altera o fator de potência dos SFVs, na Figura 98(c) é apresentado o resultado obtido quando se reduziu a tensão de referência de RT e, por fim, na Figura 98(d) é ilustrado o resultado considerando alterações simultâneas na tensão de referência de RT e no fator de potência dos SFVs.

Para a solução com alteração somente do fator de potência dos SFVs, observa-se que, comparando com o caso original, ocorreram diversas mudanças de posição dos *taps* do regulador nas três fases, após o início da operação dos SFVs (Figura 98(b)). Este fato pode ser justificado visto que os SFVs estão absorvendo potência reativa, acarretando assim na redução das tensões nodais das barras e no ajuste das posições de *tap*.

Para a solução em que houve apenas a alteração da tensão de referência do RT as posições de *tap* encontradas foram bastante diferentes, quando comparadas às do caso original. Como a tensão de referência foi reduzida de 123 V para 120 V as posições de *tap* apresentaram seus valores significativamente reduzidos para atender aos novos critérios.

Para a última solução estudada, em que se alteram o fator de potência e a tensão de referência, é possível verificar que o comportamento das posições de *tap* apresenta características dos resultados obtidos nas duas soluções anteriores. Comparando as posições de *tap* entre a Figura 98(c) e a Figura 98(d) verifica-se a influência dos SFVs conectados ao sistema. Na Figura 98(d), nota-se que nas três fases as posições apresentaram posições superiores àquelas encontradas na Figura 98(c) no período de operação dos SFVs. Esta solução apresenta a vantagem de requerer menos alterações de tap durante as 24 horas de operação, do que as outras soluções.



(a) Caso original (Figura 72(d))

(b) Caso FV com fp=0,92

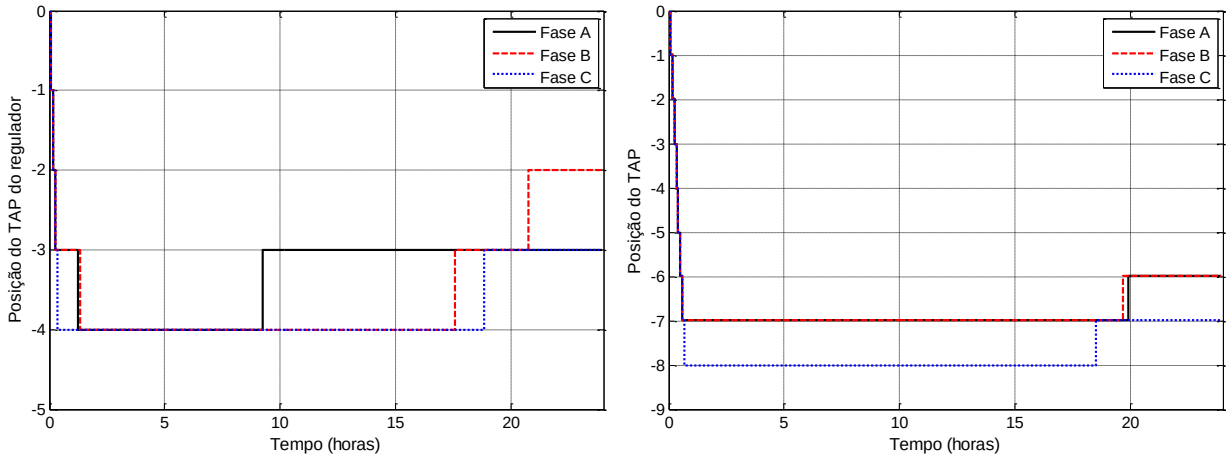
(c) Caso RT com V_{ref}=120V

(d) Caso RT com V_{ref}=120V e FV com fp=0,92 indutivo

Figura 98 - Variação das posições do *tap* do regulador de tensão da subestação no período de um dia

Para verificar as variações de tensão devido à desconexão dos geradores fotovoltaicos do sistema, considerou-se o instante de 15h, correspondente ao período em que há máxima geração fotovoltaica. Para esta análise, é interessante a comparação

entre o caso base do sistema (sem os SFVs) e os casos com as soluções adotadas. Dessa forma, a Figura 99 apresenta as mudanças de posição do *tap* para o caso base em que a tensão de referência do RT é 123 V e para o caso base em que esta tensão foi reduzida para 120 V.



(a) Caso RT com V_{ref}=123 V (Figura 72(a)) (d) Caso RT com V_{ref}=120 V

Figura 99 - Variação das posições do *tap* do regulador de tensão da subestação no período de um dia considerando o caso base

A Tabela 29 exibe as posições de *tap* encontradas no instante de 15h para o caso base com tensão de referência do RT igual a 123 V, o caso base com tensão de referência de 120 V e as três soluções propostas. A "Solução 1" corresponde ao caso com mudança somente no fator de potência dos SFVs, a "Solução 2" refere-se ao caso com alteração da tensão de referência do RT e a "Solução 3" à situação em que houve modificação tanto no fator de potência dos SFVs quanto na tensão de referência de RT. A "Solução 1" deve ser comparada ao "Caso Base", e as outras soluções ao "Caso Base com Vref = 120V". Observa-se que na maioria das situações, as alterações de *tap* não foram muito significativas devido à inserção dos geradores às 15h, uma vez que uma posição de tap foi alterada em cada fase. A única exceção é a "Solução 1", fase B.

Tabela 29 - Posições do *tap* do regulador de tensão observada às 15h

Fase	Caso Base	Caso Base com V_{ref} = 120V	Solução 1	Solução 2	Solução 3
A	-3	-7	-2	-8	-6
B	-4	-7	-2	-8	-6
C	-4	-8	-3	-8	-7

A Tabela 30 apresenta as variações das tensões para a solução que considera a alteração do fator de potência dos SFVs. Nota-se que tanto na fase B quanto na fase C ocorreram elevações de tensão após a desconexão dos SFVs da rede. Isso é justificado

pelo fato que os geradores auxiliam no controle das tensões das barras através da absorção de potência reativa, uma vez que seu fator de potência é 0,92 indutivo. Dessa forma, quando esses são retirados do sistema, os níveis de tensão tendem a se elevar. Não houve violações dos limites de tensão de regime permanente em nenhuma das barras após a desconexão dos geradores, no entanto, nota-se que a tensão na fase B da barra 675 (em destaque) teve uma elevação de 3,33% após a desconexão dos geradores, levando seu valor para 1,047 pu, valor muito próximo do limite normativo.

Tabela 30 - Variações da tensão devido à desconexão dos SFVs - Fator de potência dos SFVs é 0,92 indutivo

Barra	ΔV_A (%)	ΔV_B (%)	ΔV_C (%)	V_A (pu)	V_B (pu)	V_C (pu)
671	-0,214	3,460	1,799	1,012	1,044	1,015
634	-0,674	2,341	1,466	1,008	1,026	1,018
645	-	2,154	-	-	1,024	-
646	-	2,009	-	-	1,021	-
675	-0,369	**3,330**	1,708	1,007	**1,047**	1,014
611	-	-	1,531	-	-	1,015
652	-0,559	-	-	1,009	-	-

A Tabela 31 apresenta as variações de tensão devido à desconexão dos geradores fotovoltaicos considerando apenas a alteração da tensão de referência do RT.

Tabela 31 - Variações da tensão devido à desconexão dos SFVs - Tensão de referência do RT é 120V

Barra	ΔV_A (%)	ΔV_B (%)	ΔV_C (%)	V_A (pu)	V_B (pu)	V_C (pu)
671	**-4,738**	-1,989	-3,716	0,970	1,005	0,978
634	-4,640	-2,991	-3,207	0,967	0,986	0,983
645	-	-2,658	-	-	0,985	-
646	-	-2,902	-	-	0,982	-
675	**-5,004**	-2,158	-3,899	0,965	1,007	0,977
611	-	-	-4,109	-	-	0,978
652	**-5,180**	-	-	0,967	-	-

Observa-se que com a retirada dos SFVs da rede elétrica, as tensões nas barras sofreram quedas significativas, sendo possível observar valores próximos a 5% (valores em destaque). Mesmo ocorrendo elevadas quedas de tensão nas barras, após a desconexão dos geradores, observa-se que os limites normativos não foram violados. Para as barras 671 e 675, nota-se que com o reajuste da tensão de referência do RT para 120 V e com a operação dos SFVs, os valores de tensão mantiveram-se próximos a 1,02 pu às 15h, como apresentado na Figura 92(c) e na Figura 93(c), assim apesar da queda de tensão ter sido elevada, os valores permaneceram dentro dos limites pré-estabelecidos nas normas.

A Tabela 32 exibe as variações das tensões para o caso em que foi empregada a terceira solução. Os resultados mostram que houve leves quedas de tensão na fase A e elevações consideráveis nas fases B e C, assim como ocorreu para a situação em que se alterou somente o fator de potência dos SFVs. Como pode ser observado, em nenhuma das barras ocorreu a violação do limite normativo.

Tabela 32 - Variações da tensão devido à desconexão dos SFVs - Tensão de referência do RT é 120V e Fator de potência dos SFVs é 0,92 indutivo

Barra	ΔV_A (%)	ΔV_B (%)	ΔV_C (%)	V_A (pu)	V_B (pu)	V_C (pu)
671	-0,292	3,626	1,875	0,984	1,018	0,986
634	-0,7717	2,44	1,518	0,981	1,000	0,991
645	-	2,242	-	-	0,998	-
646	-	2,089	-	-	0,995	-
675	-0,457	3,488	1,779	0,980	1,021	0,985
611	-	-	1,591	-	-	0,986
652	-0,656	-	-	0,981	-	-

6.2 Considerações finais sobre o capítulo

As análises realizadas neste capítulo permitiram avaliar três potenciais soluções aos impactos negativos que podem ser causados pela elevada penetração de geradores fotovoltaicos em sistemas de distribuição. As soluções foram as seguintes:

- Solução 1: alteração do fator de potência de todos os SFVs para 0,92 indutivo;
- Solução 2: alteração da tensão de referência do RT para 120 V;
- Solução 3: alteração do fator de potência de todos os SFVs para 0,92 indutivo e da tensão de referência do RT para 120 V

Os itens a seguir resumem as conclusões obtidas através dos resultados:

- As três soluções propostas são eficientes para minimizar as elevações de tensão em regime permanente causadas pela injeção de potência ativa por parte dos geradores fotovoltaicos;
- A solução que altera somente o fator de potência dos geradores causou, durante o período de operação dos SFVs, a redução do nível de desbalanço de tensão, enquanto que a solução que modifica somente a tensão de referência do RT provocou o aumento desse nível nesse mesmo período. No período em que os SFVs não estavam atuando, a solução que modifica a tensão de RT, reduziu o nível de desbalanço, comparando-se ao caso original. A terceira solução, que empregou ambas as soluções anteriores, foi a que apresentou o comportamento mais favorável, pois reduziu o nível de desbalanço de tensão durante todo o dia;

- Em relação às perdas técnicas totais, foi visto que as soluções que empregaram os SFVs com fator de potência indutivo causou uma elevação significativa das perdas, durante o período de atuação dos geradores, quando comparado ao caso original (geradores com fator de potência unitário). Este fato ilustra a influência da conexão de SFVs nas perdas técnicas em redes de distribuição;
- Os impactos das soluções no perfil de mudança de *tap* ao longo do dia foram semelhantes, quando comparados com seu respectivo caso base (sem geradores FVs). De modo geral, as posições dos *taps* nas soluções apresentaram mudança de 1 posição em cada fase. Uma diferença observada foi que a alteração do fator de potência dos SFVs acabou elevando as posições de *tap*, comparando com as do caso base, uma vez que estes sistemas auxiliam no controle de tensão nas barras. Já a mudança na tensão de referência do RT faz com que os *tap*s assumissem posições inferiores àquelas encontradas no respectivo caso base.
- As variações das tensões após a desconexão dos geradores do sistema apresentaram resultados interessantes. Para as soluções 1 e 3, foi visto que os valores das tensões exibiram leves quedas na fase A, e elevações consideráveis nas fases B e C. Já para a solução 2, nas três fases foram encontrados valores elevados de queda de tensão, variando em torno de 2% e 5%. Entretanto, em nenhuma das soluções aplicadas foi verificado transgressão nos valores das tensões das barras.

Em suma, as três soluções exibiram vantagens e desvantagens, e a escolha entre uma delas deve ser feita de acordo com a necessidade do projeto. A Tabela 33 apresenta a comparação entre os resultados das três soluções, considerando as conclusões citadas anteriormente.

A opção de alterar o fator de potência dos SFVs juntamente com a tensão de referência de RT foi a que apresentou melhores resultados nos níveis de desbalanço, na mudança das posições de *tap* ao longo do dia e no teste de desconexão dos geradores, como pode ser observado na Tabela 33. Para manter as perdas semelhantes ao do caso original, a melhor opção seria a solução que só altera a tensão de referência do RT, entretanto para o perfil de tensão a melhor opção seria alterar somente o fator de potência dos geradores. No estudo do perfil da tensão, a alteração da tensão de RT também auxiliou na redução dos valores das tensões nos horários em que os SFVs estão operando, contudo esta também causou uma queda nos valores da tensão durante todo o dia. Este é um aspecto que requer atenção devido aos períodos de pico de carga (final do dia), em que os valores de tensão costumam apresentar baixos valores.

Tabela 33 - Comparação entre os resultados das soluções empregadas no sistema IEEE 13 barras

Parâmetros	Solução 1		Solução 2		Solução 3	
	Sem FV	Com FV	Sem FV	Com FV	Sem FV	Com FV
Tensão	–	↓	↓	↓	↓	↓
Nível de desbalanço de tensão	–	↓	↓	↑	↓	↓
Perdas técnicas	–	↑	–	–	–	↑
Alterações do *tap* do RT	↓	↓	↑	↑	↓	↓
Desconexão dos SFVs	↑ V	↑ V	↓ V	↓ V	↑ V	↑ V

	Aspectos positivos	↓	Parâmetro apresentou redução
	Aspectos que requerem atenção	–	Indiferente
	Aspectos negativos	↑	Parâmetro apresentou elevação

Ressalta-se que essas conclusões e análises não devem ser generalizadas para todos os sistemas elétricos e que um dos objetivos deste trabalho foi mostrar alguns aspectos relevantes que devem ser avaliados quando há elevada penetração de geradores fotovoltaicos em redes de distribuição.

Capítulo 7

Conclusões

A geração fotovoltaica apresenta-se como alternativa promissora na área de geração de energia elétrica, uma vez que engloba conceitos atuais, sendo uma geração distribuída com fonte de energia renovável. Como foi mostrado neste trabalho, o panorama da potência fotovoltaica total instalada no mundo tem apresentado um crescimento significativo na última década, sobretudo na operação em paralelo com a rede elétrica. Dessa forma, o estudo do comportamento do sistema de distribuição, quando há elevado nível de penetração de sistemas fotovoltaicos é de extrema importância, para que possa ser realizado um planejamento correto da operação do mesmo, garantido assim a qualidade da energia elétrica fornecida e a confiabilidade do sistema elétrico. Uma vasta pesquisa foi realizada no intuito de verificar os principais estudos realizados na área dos impactos causados pela conexão dos geradores. Em função dos trabalhos encontrados na literatura técnica, foi possível direcionar os casos e simulações que foram abordados nos estudos.

Este trabalho teve como principal objetivo verificar as consequências trazidas a determinados parâmetros de um sistema de distribuição quando há um elevado nível de penetração de SFVs no mesmo. De modo geral, pode-se dizer que o objetivo foi atingido, uma vez que por meio das simulações computacionais foi possível obter resultados interessantes do comportamento dos sistemas de distribuição em regime permanente sob diversas condições de potência fotovoltaica injetada.

A seleção dos três casos estudados durante as simulações foi considerada adequada, já que fez com que os estudos seguissem uma ordem crescente de complexidade. Inicialmente adotou-se o sistema de distribuição IEEE 13 barras com demanda de carga e potência fotovoltaica injetada controladas. Este caso exibiu resultados significativos,

ilustrando a relação entre o carregamento do sistema e a potência FV de geradores trifásicos e monofásicos. Entretanto, este primeiro caso não possuía condições suficientes para representar a interação real entre o sistema elétrico e os geradores. Para simular casos mais próximos às situações reais, foi necessário incluir as curvas de demanda e de geração fotovoltaica, que foram introduzidas no segundo caso de estudo. Com base nas curvas utilizadas, foi visto que o período de máxima geração FV correspondia ao período de carregamento médio do sistema, implicando assim em resultados diferentes dos encontrados no primeiro caso. Por fim, para variar as condições do sistema de distribuição, adotou-se um sistema trifásico balanceado e mais extenso que o utilizado nos dois primeiros casos. Essa mudança foi planejada com o objetivo de verificar se a introdução dos SFVs neste sistema também seria capaz de trazer os mesmos impactos encontrados no primeiro sistema. Os resultados obtidos para este caso não foram tão expressivos, em função da elevada potência de curto-circuito da subestação. Ainda assim, foi possível verificar a influência dos SFVs nos parâmetros do sistema, sobretudo nas situações em que foi realizada a distribuição aleatória de geradores trifásicos, bifásicos e monofásicos.

Para os três casos simulados foram selecionados cinco tópicos, relacionados à qualidade de energia dos sistemas de distribuição. As principais conclusões obtidas para cada tópico, considerando os três casos de estudo, são listadas a seguir:

- Perfil de tensão: foram verificadas elevações de tensão devido à conexão de SFVs nas barras do sistema. Nas situações com curvas de carga e geração no sistema IEEE 13 barras foi possível observar violações dos limites normativos. Para o caso de conexão de somente geradores monofásicos, notou-se que não somente a fase de conexão do gerador é afetada, e sim as três. Esse fato é justificado pelo deslocamento da posição do neutro e à existência do acoplamento mútuo entre as fases.
- Nível de desbalanço de tensão: somente no caso do sistema IEEE 13 barras em que foi considerada demanda de carga e geração FV controladas com conexão de apenas geradores trifásicos, que o nível de desbalanço reduziu. Para todos os outros casos, principalmente naqueles em que houve conexão de geradores monofásicos, o nível de desbalanço apresentou valores mais elevados, quando comparados aos determinados nos casos base (sem geradores).
- Perdas técnicas: de modo geral, a conexão de SFVs auxiliou na redução das perdas técnicas quando comparado ao caso base. Uma ressalva que deve ser feita é em relação ao fluxo de potência reverso que pode fazer com que as perdas

aumentem. Como foi observado, este fluxo reverso pode ocorrer nos períodos em que a geração FV é máxima e o carregamento do sistema é médio.

- Regulação da tensão: por meio dos resultados obtidos, verificou-se que, de modo geral, a atuação do regulador de tensão foi suficiente para controlar as elevações de tensão causadas pelos SFVs. Para os casos estudados, apenas a situação do sistema IEEE 13 barras com curvas de demanda de carga e geração e SFVs trifásicos e monofásicos apresentou a transgressão dos limites normativos de tensão. Além disso, em algumas situações notou-se que a presença de SFVs no sistema de distribuição ocasionou algumas mudanças de *tap* que não ocorreriam caso os geradores não existissem, em longo prazo, isto poderia causar o desgaste do dispositivo regulador.
- Variações de tensão devido à desconexão dos geradores do sistema: os resultados referentes a este tópico mostraram que a desconexão dos geradores é uma questão importante e que não pode ser desprezada. Em uma das situações estudadas verificou-se que devido às quedas de tensão acarretadas pela desconexão dos SFVs, as tensões nas barras ficaram com seus valores levemente abaixo dos limites permitidos por normas técnicas.

Outra conclusão importante deste trabalho é que podem existir situações em que elevados níveis de penetração de geração fotovoltaica causam violações mínimas de limites normativos, as quais podem ser facilmente sanadas. Isto foi claramente observado nas análises efetuadas neste trabalho. Ressalta-se, no entanto, que cada caso deve ser caracterizado detalhadamente, e isto pode ser feito seguindo a metodologia proposta nesta dissertação.

Após as simulações dos três casos, analisaram-se os principais impactos negativos trazidos pela conexão dos geradores FVs nos sistemas de distribuição. A elevação da tensão no ponto de conexão dos geradores foi uma desvantagem encontrada em várias barras, no período em que a geração FV era máxima. Com o intuito de aprimorar o desempenho dos sistemas de distribuição, foram testadas três soluções propostas na literatura técnica, com o objetivo de reduzir essas elevações. Através das simulações realizadas, foi possível concluir que as três soluções aplicadas foram satisfatórias e reduziram as elevações de tensões no período de operação dos SFVs. Para complementar os estudos, verificou-se também a influência do emprego dessas soluções nos outros parâmetros de desempenho. De modo geral, a alteração do fator de potência dos SFVs juntamente com a tensão de referência de RT pode trazer maiores benefícios do que aplicando cada mudança separadamente. Entretanto, a escolha da melhor solução

depende da necessidade de cada sistema ou projeto, já que as três soluções apresentaram vantagens e desvantagens na operação do sistema.

7.1 Trabalhos futuros

O estudo da conexão de geradores fotovoltaicos em sistemas de distribuição de energia elétrica é um assunto vasto, com diversas linhas de pesquisa possíveis. Neste trabalho, focou-se na introdução de SFVs em sistemas de distribuição e foram selecionados alguns tópicos relacionados ao desempenho dos mesmos para verificar as consequências trazidas devido à conexão dos SFVs. Os resultados obtidos foram interessantes e direcionam estudos para outras pesquisas dessa área. Algumas sugestões para trabalhos futuros são:

- Empregar um sistema de distribuição real com cargas desbalanceadas e assimetria nas linhas de distribuição para verificar os impactos nos mesmos tópicos estudados neste trabalho;
- Realizar estudos empregando curvas de geração FV no modelo do SFVs que possuam intervalos de tempo reduzidos, em torno de minutos, para avaliar as influências trazidas por sombreamentos e mudanças climáticas;
- Empregar simulações que possibilitem os estudos dos harmônicos introduzidos pela operação dos SFVs;
- Associar a introdução de geradores fotovoltaicos no sistema de distribuição com outras formas de geração distribuída, como por exemplo, a eólica, com objetivo de verificar a interação entre as duas;
- Introduzir armazenadores de energia em locais próximos aos SFVs, para que a energia elétrica excedente produzida durante o dia possa ser utilizada durante o período noturno, reduzindo assim a existência de fluxo de potência reverso nas linhas de distribuição e também auxiliando nos horários de pico de demanda de carga;
- Desenvolver uma metodologia simplificada para estabelecer um limite máximo de penetração de geração fotovoltaica em uma rede de distribuição, com o objetivo de auxiliar as concessionárias de energia no estudo da conexão dos geradores;
- Estudar possíveis alterações nas configurações das redes de distribuição que poderiam elevar a capacidade instalada dos sistemas fotovoltaicos nas mesmas e

possibilitar a injeção máxima de potência fotovoltaica permitida nas barras de conexão;

- Realizar estudos econômicos focados na tarifação brasileira juntamente com o sistema de compensação de energia, para verificar os impactos econômicos causados pela conexão dos geradores fotovoltaicos em redes de baixa tensão.

Referências Bibliográficas

[1] INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. **Co-Generation and Renewables:** Solutions for a low-carbonenergy future, 2011. Disponivel em: <http://www.iea.org/papers/2011/CHP_Renewables.pdf>. Acesso em: 2012 fev. 2012.

[2] INTERNATIONAL ENERGY INITIATIVE. **Sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica no Brasil:** Panorama da atual legislação, Relatório Final, Campinas, 2009.

[3] KATIRAEI, F.; AGÜERO, J. R. Solar PV Integration Challenges. **IEEE Power & Energy Magazine**, v. 9, n. 3, p. 62-71, Apr. 2011.

[4] INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. **Trends in Photovoltaic Applications: Survey report of selected IEA countries between 1992 and 2012**, p. 48. Oct. 2013.

[5] INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. **PVPS Report: A Snapshot of Global PV 1992-2012**, p. 12. 2013.

[6] INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. **Tracking Clean Energy Progress**. Paris, France, p. 154. 2013.

[7] MEHTA, S. State of the solar union: Present and future. **IEEE Power & Energy Magazine**, v. 9, n. 3, p. 93-96, Apr. 2011.

[8] U.S. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. **Solar Photovoltaic Cell/Module Shipments Report 2010**, Jan. 2012.

[9] INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. **Trends in Photovoltaic Applications: Survey report of selected IEA countries between 1992 and 2011**, p.48. Aug. 2012.

[10] BRASIL. Ministério de Minas e Energia - MME. **Programa de Desenvolvimento Energético de Estados e Municípios - PRODEEM**, 2003.

[11] BRASIL. **Programa LUZ PARA TODOS**, 2013. Disponivel em: <http://luzparatodos.mme.gov.br/luzparatodos/asp/default.asp?id=1>. Acesso em: 16 jan. 2013.

[12] ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DA INDÚSTRIA ELÉTRICA E ELETRÔNICA (ABINEE). **Propostas para Inserção da Energia Solar Fotovoltaica na Matriz Elétrica Brasileira**, jun. 2012. Disponivel em: <http://www.abinee.org.br/informac/arquivos/profotov.pdf>. Acesso em: 24 maio 2013.

[13] CUNHA, J. L. P. A. **Eletrificação de edificações rurais isoladas utilizando energia solar fotovoltaica**. Monografia (Pós-graduação Lato Sensu em Fontes Alternativas de Energia) - Universidade Federal de Lavras. Lavras, p. 49. 2006.

[14] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Atlas de Energia Elétrica do Brasil**, 3º edição. Brasília, DF. 2008. Disponivel em: <http://www.aneel.gov.br>. Acesso em: 17 fev. 2012.

[15] BENEDITO, R. S. **Caracterização da geração distribuída de eletricidade por meio de sistemas fotovoltaicos conectados à rede, no Brasil, sob os aspectos técnico, econômico e regulatório**. Dissertação (Mestrado em Ciências) - Escola Politécnica, Faculdade de Economia e Administração, Instituto de Eletrotécnica e Energia e Instituto de Física, Universidade de São Paulo. São Paulo, p. 108. 2009.

[16] EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Análise da inserção da geração solar na matriz elétrica brasileira**. Nota técnica EPE. Rio de Janeiro, p. 64. maio 2012.

[17] MIRANDA, R. F. C. **Análise da inserção de geração distribuída de energia solar fotovoltaica no setor residencial brasileiro**. Dissertação (Mestrado em Ciências em Planejamento Energético) - COPPE, Universidade Federal do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro, p. 290. 2013.

[18] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução Normativa nº 482/2012**, Brasília, Brasil, 17 abr. 2012.

[19] VILLALVA, M. G. **Conversor eletrônico de potência trifásico para sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica**. Tese (Doutorado) - Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, UNICAMP. Campinas, p. 268. 2010.

[20] GHENSEV, A. **Materiais e processos de fabricação de células fotovoltaicas**. Monografia (Pós-graduação Latu Sensu em Fontes Alternativas de Energia) - Universidade Federal de Lavras. Lavras, p. 154. 2006.

[21] PATEL, M. R. **Wind and solar power systems**. 1. ed. New York: CRC Press, 1999.

[22] SMITH, K. C.; SEDRA, A. S. **Microeletrônica**. 4ª. ed. Makron Books, 2004.

[23] INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. **Technology Roadmap: Solar photovoltaic energy**. Paris, France, p. 48. Oct. 2010.

[24] KYOCERA. Disponivel em: <http://www.kyocera.com.sg/>.

[25] ESRAM, T.; CHAPMAN, P. L. Comparison of photovoltaic array maximum power point tracking techniques. **In: IEEE Transactions on Energy Conversion**, v. 22, n. 2, p. 439-449, 2007.

[26] ALAM, M. J. E.; MUTTAQI, K. M.; SUTANTO, D. A Three-Phase Power Flow Approach for Integrated 3-Wire MV and 4-Wire Multigrounded LV Networks With Rooftop Solar PV. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 28, n. 2, p.1728-1737, May 2013.

[27] ELLIS, A.; BEHNKE, M.; KELLER, J. Model Makers. **IEEE Power & Energy Magazine**, v. 9, n. 3, p. 55-61, Apr. 2011.

[28] ALTAS, I. H.; SHARAF, A. M. A photovoltaic array simulation model for Matlab - Simulink GUI environment. **In: International Conference on Clean Electrical Power**, 2007. 341-345.

[29] JUWI. Energy is Here. **Photovoltaic Power Systems**. Disponivel em: <http://www.juwi.co.uk/fileadmin/user_upload/en/pdf/JUWI_PV_picture_book_4Aufl_kl.pdf>. Acesso em: 23 maio 2013.

[30] INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. **PV Power Update**. Vol.36, Mar. 2012.

[31] COMPANHIA PAULISTA DE FORÇA E LUZ (CPFL ENERGIA). **Conexão de Micro e Minigeração Distribuída sob Sistema de Compensação de Energia Elétrica**, Norma técnica de distribuição, jan. 2013.

[32] HORISUN RENEWABLE ENERGY STRATEGIES. **PV Database**, 2008. Disponivel em: <http://www.pvdatabase.org/index.php>. Acesso em: 22 Maio 2013.

[33] UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO. Instituto de Energia e Ambiente (IEE). **Laboratório de Sistemas Fotovoltaicos (LSF)**. Disponivel em: <http://lsf.iee.usp.br/lsf/>. Acesso em: 22 maio 2013.

[34] MITRA, P.; HEYDT, G. T.; VITTAL, V. The Impact of Distributed Photovoltaic Generation on Residential Distribution Systems. **In: North American Power Symposium (NAPS)**, Sept. 2012.

[35] SHAHNIA, F.; GHOSH, A.; LEDWICH, G. F.; ZARE, F. Voltage Unbalance Reduction in Low Voltage Distribution Networks with Rooftop PVs. **In: 20th Australasian Universities Power Engineering Conference (AUPEC)**, Dec. 2010.

[36] LAMBERTS, R.; GHISI, E.; PEREIRA, C. D.; BATISTA, J. O. **Casa Eficiente: Consumo e Geração de Energia**. UFSC/LabEEE. Florianópolis, p. 80. 2010.

[37] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Nota Técnica n° 0043/2010-SRD/ANEEL**, Brasília, DF, 2010.

[38] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Audiência Pública nº 42/2011**, Brasília, DF, Brasília, Brasil, 2011.

[39] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução Normativa nº 481/2012**, Brasília, Brasil, 17 abr. 2012.

[40] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica - PRODIST**. Módulo 3 - Acesso ao Sistema de Distribuição. p. 86. dez. 2012.

[41] CEMIG. **Requisitos para a conexão de Acessantes ao Sistema de Distribuição Cemig – Conexão em Baixa Tensão**, Manual de Distribuição, Belo Horizonte, Brasil, nov. 2012.

[42] IEEE. **IEEE 1547: Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems**, July 2003.

[43] IEEE. **IEEE 1547.6: IEEE Recommended Practice for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems Distribution Secondary Networks**, Sept. 2011.

[44] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica - PRODIST**. Módulo 8 - Qualidade da Energia Elétrica. p. 72. fev. 2012.

[45] BC HYDRO. **Net Metering Evaluation Report No. 3**. Vancouver, p. 122. Apr. 2013.

[46] JENKINS, N.; EKANAYAKE, J. B.; STRBAC, G. **Distributed Generation**. Londres: The Institution of Engineering and Technology, 2010.

[47] BEGOVIĆ, M.; PREGELJ, A.; ROHATGI, A.; NOVOSEL, D. Impact of renewable distributed generation on power systems. **Proceedings of the 34th Hawaii International Conference on System Sciences**, 2001.

[48] SMITH, J. W.; DUGAN, R.; SUNDERMAN, W. Distribution Modeling and Analysis of High Penetration PV. **In: Power and Energy Society General Meeting**, IEEE PES, 2011.

[49] MACÊDO, W. N.; ZILLES, R. Contribuição energética de um sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica de baixa tensão. **In: Congresso Brasileiro de Energia Solar - CBENS, 1**, Fortaleza, 2007.

[50] RÜTHER, R.; KNOB, P. J.; JARDIM, C. S.; REBECHI, S. H. Potential of building integrated photovoltaic solar energy generators in assisting daytime peaking feeders in urban areas in Brazil. **Energy Conversion and Management**, v. 49, n. 5, p. 1074-1079, May 2008.

[51] ESSLINGER, P.; WITZMANN, R. Increasing grid transmission capacity and power quality by a new solar inverter concept and inbuilt data communication. **In: Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT Europe)**, IEEE PES, 2010.

[52] EFTEKHARNEJAD, S.; VITTAL, V.; HEYDT, G. T.; KEEL, B.; LOEHR, J. Impact of Increased Penetration of Photovoltaic Generation on Power Systems. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 28, n. 2, p. 893 - 901, May 2013.

[53] WOYTE, A.; THONG, V. V.; BELMANS, R.; NIJS, J. Voltage fluctuations on distribution level introduced by photovoltaic systems. **In: IEEE Transaction on Energy Conversion**, v. 21, n. 1, Mar. 2006.

[54] PINTO, A.; ZILLES, R.; BET, I. Excedente de reativos em sistemas fotovoltaicos conectados à rede. **In: IV Congresso Brasileiro de Energia Solar e V Conferência Latino-Americana da ISES**, São Paulo, set. 2012.

[55] SOLANKI, S. K.; RAMACHANDRAN, V.; SOLANKI, J. Steady State Analysis of High Penetration PV on Utility Distribution Feeder. **In: Transmission and Distribution Conference and Exposition (T&D)**, IEEE PES, 2012.

[56] RAMACHANDRAN, V.; SOLANKI, S. K.; SOLANKI, J. Steady State Analysis of Three Phase Unbalanced Distribution Systems with Interconnection of Photovoltaic Cells. **In: Power Systems Conference and Exposition (PSCE)** , IEEE PES, 2011.

[57] NASCIMENTO, K. V. **Metodologia de Análise de Variações de Tensão Causadas pela Proteção Anti-Ilhamento de Geradores Síncronos Distribuídos**. Dissertação (Mestrado em Ciências) - Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo. São Carlos. 2013.

[58] DEGROOTE, L.; RENDERS, B.; MEERSMAN, B.; VANDEVELDE, L. Neutral-Point Shifting and Voltage Unbalance due to Single-Phase DG units in Low Voltage Distribution Networks. **In: PowerTech**, IEEE Bucharest, 2009.

[59] VON JOUANNE, A.; BANERJEE, B. Assessment of Voltage Unbalance. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 16, n. 4, p. 782 - 790, Oct. 2001.

[60] EPRI. Open Distribution System Simulator (OpenDSS). **Program Sourceforge.Net**. Disponivel em: <http://sourceforge.net/projects/electricdss/files/>. Acesso em: ago. 2012.

[61] THE ELECTRIC POWER RESEARCH INSTITUTE, INC. EPRI. Disponivel em: <http://www.epri.com>. Acesso em: 24 abr. 2013.

[62] EPRI. **OpenDSS PVSystem Element Model**, 23 Feb. 2011.

[63] IEEE DISTRIBUTION TEST FEEDERS. **Radial Distribution Test Feeders**. Disponivel em: <http://www.ewh.ieee.org/soc/pes/dsacom/testfeeders/index.html>.

[64] JARDINI, J. A.; TAHAN, C. M. V.; GOUVEIA, M. R.; AHN, S. U.; FIGUEIREDO, F. M. Daily Load Profiles for Residential, Commercial and Industrial Low Voltage Consumers. **IEEE Trans. on Power Delivery**, v. 15, n. 1, p. 375 - 380, Jan. 2000.

[65] MASTERS, C. L. Voltage Rise: The Big Issue When Connecting Embedder Generation to Long 11 kV Overhead Lines. **Power Enginnering Journal**, v. 16, n. 1, p. 5 – 12, 2002.

Apêndice A

IEEE 13 barras

Neste apêndice serão expostos os parâmetros do sistema IEEE 13 barras que foram adotados durante as simulações e que não foram exibidos na seção 4.2.1. Os valores dos parâmetros foram baseados nos dados apresentados em [63].

As propriedades adotadas para a subestação SE são expostas na Tabela 34.

Tabela 34 - Parâmetros da subestação SE

Parâmetros	
Tensão de base	115kV
Frequência	60
Potência de curto-circuito trifásico	444,9 MVA
Resistência de sequência positiva	3,5824 Ω
Reatância de sequência positiva	29,176 Ω
Resistência de sequência zero	0,6316 Ω
Reatância de sequência positiva	101,104 Ω

As características dos dois transformadores presentes no sistema de distribuição. Essas são apresentadas na Tabela 35.

Tabela 35 - Características dos transformadores

Transformador	Potência nominal (kVA)	Relação de tensão (kV)	Conexão	Reatância (%)
SE	5000	115 : 4,16	Δ - Y	6
XFM-1	500	4,16 : 0,48	Y - Y	2

O regulador de tensão RT possui os parâmetros apresentados na Tabela 36 para controle automático da tensão do sistema.

Tabela 36 - Parâmetros de controle do regulador de tensão

Parâmetros	
Fases	ABC
Nível de tensão	123 V
Largura de faixa	2 V
Relação nominal do TP	20

Como foi mencionado na seção 4.2.1, no sistema IEEE 13 barras, existem trechos aéreos e subterrâneos. Nos trechos aéreos existem três tipos de geometrias, as quais são denominadas como ID-500, ID-505 e ID-510, e são mostradas na Figura 100. Nos trechos subterrâneos são dois tipos de configurações existentes, a ID-515 e a ID-520. A Figura 101 ilustra essas geometrias.

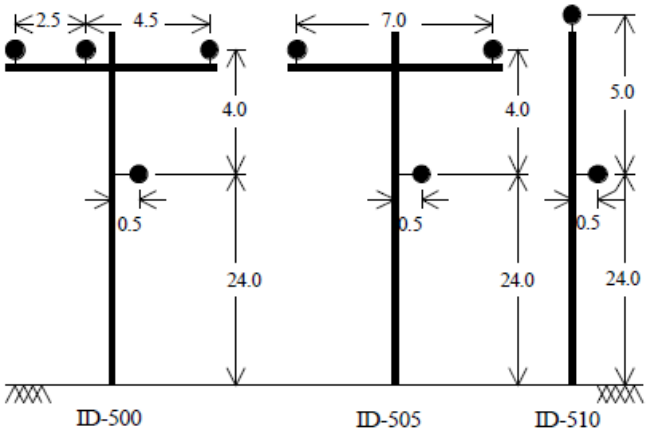


Figura 100 - Geometria dos cabos para os trechos aéreos. *Fonte:* [63]

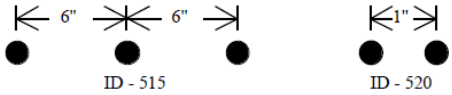


Figura 101 - Geometria dos cabos para os trechos subterrâneos. *Fonte:* [63]

As configurações de cada linha são dadas pela quantidade de fases, pelos tipos dos cabos de fase e neutro e pela geometria dos mesmos. Neste sistema existem sete tipos de configurações, sendo cinco para trechos aéreos e dois para subterrâneos. As configurações são apresentadas na Tabela 37. Na Tabela 38 estão expostas as barras em que cada linha está conectada, as configurações adotadas para cada uma, assim como os comprimentos das mesmas.

Tabela 37 - Configurações das linhas de distribuição

Configuração	Trecho	Fases	Cabo das fases	Cabo do neutro	Geometria
601	aéreo	ABCN	ACSR 556,500 26/7	ACSR 4/0 6/1	ID-500
602	aéreo	ABCN	ACSR 4/0 6/1	ACSR 4/0 6/1	ID-500
603	aéreo	BCN	ACSR 1/0	ACSR 1/0	ID-505
604	aéreo	ACN	ACSR 1/0	ACSR 1/0	ID-505
605	aéreo	CN	ACSR 1/0	ACSR 1/0	ID-510
606	subterrâneo	ABCN	250,000 AA, CN	nenhum	ID-515
607	subterrâneo	A N	1/0 AA, TS	1/0 Cu	ID-520

Tabela 38 - Características das linhas de distribuição

Barra 1	Barra 2	Comprimento (pés)	Configuração
650	632	2000	601
632	671	2000	601
671	680	1000	601
632	633	500	602
632	645	500	603
645	646	300	603
671	675	500	606
671	684	300	604
684	611	300	605
684	652	800	607

Apêndice B

Sistema de distribuição brasileiro

Neste apêndice serão apresentados os elementos, assim como seus respectivos parâmetros, adotados para o sistema de distribuição real exposto na seção 4.2.2. Os parâmetros da subestação são expostos na Tabela 39.

Tabela 39 - Parâmetros da subestação.

Parâmetros	
Tensão de base	138 kV
Frequência	60
Potência de curto-circuito monofásico	1173,9 MVA
Potência de curto-circuito trifásico	1914,6 MVA
Relação entre Reatância e Resistência de sequência positiva	4
Relação entre Reatância e Resistência de sequência zero	3

Na Tabela 40 são apresentadas as características do transformador TR1, encontrado na subestação, e dos transformadores das cargas.

Tabela 40 - Características dos transformadores.

Transformador	Potência nominal (kVA)	Relação de tensão (kV:KV)	Conexão	Reatância (%)
TR1	5000	138 : 13,8	Δ - Y	6
Transformador 1	45	13,8 : 0,22	Δ - Y	3,6
Transformador 2	45	13,8 : 0,22	Δ - Y	3,6
Transformador 3	45	13,8 : 0,22	Δ - Y	3,35
Transformador 4	30	13,8 : 0,22	Δ - Y	3,35
Transformador 5	112,5	13,8 : 0,22	Δ - Y	3,52
Transformador 6	30	13,8 : 0,22	Δ - Y	3,6
Transformador 7	45	13,8 : 0,22	Δ - Y	3,6
Transformador 8	88	13,8 : 0,22	Δ - Y	3,6
Transformador 9	45	13,8 : 0,22	Δ - Y	3,6
Transformador 10	30	13,8 : 0,22	Δ - Y	3,6

Transformador	Potência nominal (kVA)	Relação de tensão (kV:KV)	Conexão	Reatância (%)
Transformador 11	30	13,8 : 0,22	Δ - Y	3,6
Transformador 12	45	13,8 : 0,22	Δ - Y	3,6
Transformador 13	30	13,8 : 0,22	Δ - Y	3,6
Transformador 14	45	13,8 : 0,22	Δ - Y	3,6
Transformador 15	45	13,8 : 0,22	Δ - Y	3,6
Transformador 16	45	13,8 : 0,22	Δ - Y	3,6
Transformador 17	45	13,8 : 0,22	Δ - Y	3,6
Transformador 18	45	13,8 : 0,22	Δ - Y	3,6
Transformador 19	45	13,8 : 0,22	Δ - Y	3,6
Transformador 20	30	13,8 : 0,22	Δ - Y	3,6
Transformador 21	45	13,8 : 0,22	Δ - Y	3,6
Transformador 22	45	13,8 : 0,22	Δ - Y	3,6
Transformador 23	75	13,8 : 0,22	Δ - Y	3,52
Transformador 24	15	13,8 : 0,22	Δ - Y	3,6
Transformador 25	45	13,8 : 0,22	Δ - Y	3,6
Transformador 26	45	13,8 : 0,22	Δ - Y	3,6
Transformador 27	45	13,8 : 0,22	Δ - Y	3,6
Transformador 28	75	13,8 : 0,22	Δ - Y	3,6
Transformador 29	45	13,8 : 0,22	Δ - Y	3,6
Transformador 30	45	13,8 : 0,22	Δ - Y	3,6
Transformador 31	75	13,8 : 0,22	Δ - Y	3,6
Transformador 32	75	13,8 : 0,22	Δ - Y	3,6
Transformador 33	45	13,8 : 0,22	Δ - Y	3,6
Transformador 34	75	13,8 : 0,22	Δ - Y	3,6
Transformador 35	30	13,8 : 0,22	Δ - Y	3,6
Transformador 36	45	13,8 : 0,22	Δ - Y	3,6
Transformador 37	75	13,8 : 0,22	Δ - Y	3,6
Transformador 38	30	13,8 : 0,22	Δ - Y	3,6
Transformador 39	30	13,8 : 0,22	Δ - Y	3,6
Transformador 40	45	13,8 : 0,22	Δ - Y	3,6
Transformador 41	45	13,8 : 0,22	Δ - Y	3,6
Transformador 42	75	13,8 : 0,22	Δ - Y	3,6
Transformador 43	75	13,8 : 0,22	Δ - Y	3,6
Transformador 44	45	13,8 : 0,22	Δ - Y	3,6
Transformador 45	75	13,8 : 0,22	Δ - Y	3,6
Transformador 46	45	13,8 : 0,22	Δ - Y	3,6
Transformador 47	45	13,8 : 0,22	Δ - Y	3,6
Transformador 48	30	13,8 : 0,22	Δ - Y	3,6
Transformador 49	75	13,8 : 0,22	Δ - Y	3,6
Transformador 50	45	13,8 : 0,22	Δ - Y	3,6
Transformador 51	45	13,8 : 0,22	Δ - Y	3,6
Transformador 52	75	13,8 : 0,22	Δ - Y	3,6
Transformador 53	45	13,8 : 0,22	Δ - Y	3,6
Transformador 54	45	13,8 : 0,22	Δ - Y	3,6
Transformador 55	45	13,8 : 0,22	Δ - Y	3,6
Transformador 56	30	13,8 : 0,22	Δ - Y	3,6

Transformador	Potência nominal (kVA)	Relação de tensão (kV:KV)	Conexão	Reatância (%)
Transformador 57	75	13,8 : 0,22	Δ - Y	3,6
Transformador 58	45	13,8 : 0,22	Δ - Y	3,6
Transformador 59	75	13,8 : 0,22	Δ - Y	3,6
Transformador 60	45	13,8 : 0,22	Δ - Y	3,6
Transformador 61	75	13,8 : 0,22	Δ - Y	3,6
Transformador 62	30	13,8 : 0,22	Δ - Y	3,6
Transformador 63	30	13,8 : 0,22	Δ - Y	3,6
Transformador 64	225	13,8 : 0,22	Δ - Y	3,59
Transformador 65	75	13,8 : 0,22	Δ - Y	3,6
Transformador 66	30	13,8 : 0,22	Δ - Y	3,6
Transformador 67	30	13,8 : 0,22	Δ - Y	3,6
Transformador 68	112,5	13,8 : 0,22	Δ - Y	3,6
Transformador 69	75	13,8 : 0,22	Δ - Y	3,6
Transformador 70	45	13,8 : 0,22	Δ - Y	3,6
Transformador 71	45	13,8 : 0,22	Δ - Y	3,6
Transformador 72	75	13,8 : 0,22	Δ - Y	3,6
Transformador 73	45	13,8 : 0,22	Δ - Y	3,6
Transformador 74	45	13,8 : 0,22	Δ - Y	3,6
Transformador 75	45	13,8 : 0,22	Δ - Y	3,6
Transformador 76	75	13,8 : 0,22	Δ - Y	3,6
Transformador 77	75	13,8 : 0,22	Δ - Y	3,6
Transformador 78	45	13,8 : 0,22	Δ - Y	3,6
Transformador 79	225	13,8 : 0,22	Δ - Y	3,6
Transformador 80	112,5	13,8 : 0,22	Δ - Y	3,6
Transformador 81	45	13,8 : 0,22	Δ - Y	3,6
Transformador 82	75	13,8 : 0,22	Δ - Y	3,6
Transformador 83	45	13,8 : 0,22	Δ - Y	3,6
Transformador 84	75	13,8 : 0,22	Δ - Y	3,6
Transformador 85	75	13,8 : 0,22	Δ - Y	3,6

Os parâmetros do regulador de tensão, situado na saída do transformador TR1 da subestação, para controle automático da tensão do sistema são mostrados na Tabela 41.

Tabela 41 - Parâmetros de controle do regulador de tensão.

Parâmetros	
Fases	ABC
Nível de tensão	122 V
Largura de faixa	2 V
Relação nominal do TP	66

As características das cargas do sistema são expostas na Tabela 42. A nomenclatura de cada carga está relacionada ao transformador que a mesma encontra-se conectada, por exemplo, a carga 1 está conectada ao sistema de distribuição através do

transformador 1. A Tabela 42 traz as potências aparentes nominais de cada carga, bem como a respectiva barra de localização do conjunto carga e transformador. Lembra-se que todas as cargas são trifásicas balanceadas, do tipo PQ (potência ativa e reativa constante) e com fator de potência igual a 0,92. Além disso, a tensão de base das cargas é 220V.

Tabela 42 - Cargas do sistema de distribuição real.

Carga	Potência nominal (kVA)	Barra
Carga 1	45	113073
Carga 2	45	113074
Carga 3	45	113075
Carga 4	30	113076
Carga 5	112,5	113077
Carga 6	30	113078
Carga 7	45	113079
Carga 8	88	113080
Carga 9	45	113081
Carga 10	30	113082
Carga 11	30	113083
Carga 12	45	113084
Carga 13	30	113085
Carga 14	45	113086
Carga 15	45	113087
Carga 16	45	113088
Carga 17	45	113090
Carga 18	45	113091
Carga 19	45	113092
Carga 20	30	113093
Carga 21	45	113094
Carga 22	45	113095
Carga 23	75	113096
Carga 24	15	113098
Carga 25	45	113099
Carga 26	45	113100
Carga 27	45	113101
Carga 28	75	113102
Carga 29	45	113103
Carga 30	45	113104
Carga 31	75	113105
Carga 32	75	113106
Carga 33	45	113107
Carga 34	75	113108
Carga 35	30	113109
Carga 36	45	113110
Carga 37	75	113111
Carga 38	30	113112
Carga 39	30	113113

Carga	Potência nominal (kVA)	Barra
Carga 40	45	113114
Carga 41	45	113115
Carga 42	75	113116
Carga 43	75	113117
Carga 44	45	113118
Carga 45	75	113119
Carga 46	45	113120
Carga 47	45	113121
Carga 48	30	113122
Carga 49	75	113123
Carga 50	45	113124
Carga 51	45	113125
Carga 52	75	113126
Carga 53	45	113127
Carga 54	45	113128
Carga 55	45	113129
Carga 56	30	113130
Carga 57	75	113131
Carga 58	45	113132
Carga 59	75	113133
Carga 60	45	113134
Carga 61	75	113135
Carga 62	30	113136
Carga 63	30	113137
Carga 64	225	113138
Carga 65	75	113139
Carga 66	30	113140
Carga 67	30	113141
Carga 68	112,5	113142
Carga 69	75	113143
Carga 70	45	113144
Carga 71	45	113145
Carga 72	75	113146
Carga 73	45	113147
Carga 74	45	113148
Carga 75	45	113149
Carga 76	75	113150
Carga 77	75	113151
Carga 78	45	113152
Carga 79	225	113153
Carga 80	112,5	113154
Carga 81	45	113155
Carga 82	75	113156
Carga 83	45	113157
Carga 84	75	113158
Carga 85	75	113159

A Tabela 43 apresenta os parâmetros dos condutores utilizados na construção das linhas de distribuição. São expostos os valores das impedâncias de sequência positiva (R1 e X1) e zero (R0 e X0) dos mesmos, assim como suas correntes nominais.

Tabela 43 - Parâmetros dos condutores das linhas de distribuição

Condutor	R1 (Ω/km)	X1 (Ω/km)	R0 (Ω/km)	X0 (Ω/km)	Corrente Nominal (A)
477	0,1330	0,3901	0,6058	1,5706	485
336,4	0,1876	0,4033	0,6604	2,5837	395
70	0,5682	0,3077	1,2205	1,6989	266
1/0	0,5954	0,4513	1,0682	1,6312	184
0/2	0,9477	0,4687	1,4205	1,6492	138
S04	0,9341	0,4904	1,4034	1,8338	130

Por fim, a Tabela 44 exibe os parâmetros das linhas de distribuição existentes no sistema de distribuição real adotado. São apresentadas as barras em que cada linha está conectada, o tipo do condutor das fases e o comprimento das linhas.

Tabela 44 - Linhas de distribuição do sistema real

Linha	Barra 1	Barra 2	Condutor de fase	Comprimento (km)
Linha 1	RegV	113001	477	0,06641
Linha 2	113001	113002	477	0,17163
Linha 3	113002	113003	477	0,20162
Linha 4	113003	113073	477	0,07473
Linha 5	113073	113074	477	0,10284
Linha 6	113074	113075	477	0,10381
Linha 7	113075	113005	477	0,06684
Linha 8	113005	113006	477	0,0343
Linha 9	113006	113007	1/0	0,12529
Linha 10	113007	113079	1/0	0,08603
Linha 11	113007	113080	1/0	0,0256
Linha 12	113080	113081	1/0	0,13913
Linha 13	113006	113076	1/0	0,10624
Linha 14	113076	113077	70	0,14953
Linha 15	113077	113078	70	0,39647
Linha 16	113006	113008	1/0	0,0641
Linha 17	113008	113082	1/0	0,09463
Linha 18	113082	113083	1/0	0,11908
Linha 19	113008	113009	1/0	0,0585
Linha 20	113009	113084	1/0	0,03213
Linha 21	113009	113010	1/0	0,12863
Linha 22	113010	113085	1/0	0,12117
Linha 23	113010	113011	1/0	0,08023
Linha 24	113011	113012	1/0	0,03295
Linha 25	113012	113087	1/0	0,03897
Linha 26	113012	113013	1/0	0,02754

Linha	Barra 1	Barra 2	Condutor de fase	Comprimento (km)
Linha 27	113013	113086	1/0	0,12968
Linha 28	113013	113014	1/0	0,05457
Linha 29	113014	113090	1/0	0,09118
Linha 30	113090	113088	1/0	0,14937
Linha 31	113014	113091	1/0	0,10397
Linha 32	113014	113015	1/0	0,05589
Linha 33	113015	113092	1/0	0,05794
Linha 34	113015	113093	1/0	0,08067
Linha 35	113093	113016	1/0	0,0791
Linha 36	113016	113017	1/0	0,08079
Linha 37	113017	113095	1/0	0,11486
Linha 38	113017	113094	1/0	0,11295
Linha 39	113016	113018	1/0	0,01196
Linha 40	113018	113019	70	0,05025
Linha 41	113019	113020	70	0,16952
Linha 42	113020	113021	70	0,06013
Linha 43	113021	113022	70	0,5637
Linha 44	113022	113160	336,4	0,19657
Linha 45	113160	113096	1/0	0,07049
Linha 46	113160	113023	336,4	0,31317
Linha 47	113023	113097	336,4	0,29633
Linha 48	113023	113024	S04	0,41693
Linha 49	113024	113098	S04	0,10629
Linha 50	113024	113099	S04	0,15598
Linha 51	113005	113025	477	0,24799
Linha 52	113025	113026	477	0,11376
Linha 53	113026	113027	0/2	0,05766
Linha 54	113027	113100	0/2	0,1827
Linha 55	113027	113101	0/2	0,05441
Linha 56	113101	113102	0/2	0,07443
Linha 57	113102	113028	0/2	0,03362
Linha 58	113028	113103	0/2	0,2142
Linha 59	113026	113104	477	0,10491
Linha 60	113104	113029	477	0,15136
Linha 61	113029	113105	0/2	0,17765
Linha 62	113105	113106	0/2	0,13233
Linha 63	113029	113161	477	0,15142
Linha 64	113161	113107	477	0,05476
Linha 65	113107	113108	477	0,11245
Linha 66	113108	113030	477	0,07307
Linha 67	113030	113109	0/2	0,09573
Linha 68	113030	113031	477	0,03313
Linha 69	113031	113162	477	0,0489
Linha 70	113162	113032	1/0	0,08999
Linha 71	113032	113118	0/2	0,15536
Linha 72	113032	113033	1/0	0,05787
Linha 73	113033	113119	0/2	0,15087

Linha	Barra 1	Barra 2	Condutor de fase	Comprimento (km)
Linha 74	113033	113034	1/0	0,04919
Linha 75	113034	113120	0/2	0,16272
Linha 76	113034	113035	1/0	0,05575
Linha 77	113035	113122	0/2	0,0711
Linha 78	113035	113121	0/2	0,14984
Linha 79	113035	113036	1/0	0,0556
Linha 80	113036	113123	0/2	0,09918
Linha 81	113036	113124	0/2	0,16662
Linha 82	113036	113037	1/0	0,04798
Linha 83	113037	113126	0/2	0,10521
Linha 84	113037	113125	0/2	0,16017
Linha 85	113037	113038	1/0	0,05494
Linha 86	113038	113127	0/2	0,1284
Linha 87	113038	113128	1/0	0,02035
Linha 88	113128	113039	1/0	0,0391
Linha 89	113039	113129	0/2	0,13653
Linha 90	113039	113040	1/0	0,05168
Linha 91	113040	113130	0/2	0,16192
Linha 92	113040	113131	0/2	0,15998
Linha 93	113131	113132	0/2	0,1156
Linha 94	113162	113110	477	0,07472
Linha 95	113110	113111	477	0,10386
Linha 96	113111	113042	477	0,18321
Linha 97	113042	113043	477	0,12813
Linha 98	113043	113117	70	0,13683
Linha 99	113042	113046	0/2	0,10383
Linha 100	113046	113163	0/2	0,0292
Linha 101	113046	113047	0/2	0,03394
Linha 102	113047	113112	0/2	0,05657
Linha 103	113047	113113	0/2	0,11024
Linha 104	113113	113048	0/2	0,20009
Linha 105	113048	113114	0/2	0,04253
Linha 106	113048	113115	0/2	0,15041
Linha 107	113115	113049	0/2	0,10751
Linha 108	113049	113116	0/2	0,19471
Linha 109	113031	113133	477	0,14452
Linha 110	113133	113051	477	0,03877
Linha 111	113051	113134	0/2	0,06753
Linha 112	113134	113135	0/2	0,10903
Linha 113	113051	113053	477	0,26629
Linha 114	113053	113136	70	0,37241
Linha 115	113136	113137	70	0,52222
Linha 116	113053	113054	477	0,09649
Linha 117	113054	113138	1/0	0,19537
Linha 118	113054	113139	70	0,37046
Linha 119	113139	113140	70	0,53602
Linha 120	113054	113141	477	0,07396

Linha	Barra 1	Barra 2	Condutor de fase	Comprimento (km)
Linha 121	113141	113058	477	0,23901
Linha 122	113058	113142	0/2	0,11445
Linha 123	113142	113143	0/2	0,10996
Linha 124	113143	113144	0/2	0,502
Linha 125	113058	113060	477	0,04241
Linha 126	113060	113145	477	0,0982
Linha 127	113060	113146	0/2	0,08984
Linha 128	113146	113061	0/2	0,07191
Linha 129	113061	113147	1/0	0,14006
Linha 130	113061	113149	0/2	0,02565
Linha 131	113149	113062	0/2	0,02168
Linha 132	113062	113148	1/0	0,14079
Linha 133	113062	113063	0/2	0,06019
Linha 134	113063	113150	1/0	0,13792
Linha 135	113063	113064	0/2	0,04897
Linha 136	113064	113151	1/0	0,13643
Linha 137	113064	113065	0/2	0,05847
Linha 138	113065	113066	0/2	0,11901
Linha 139	113066	113152	0/2	0,01785
Linha 140	113066	113153	0/2	0,02675
Linha 141	113065	113067	0/2	0,10142
Linha 142	113067	113068	0/2	0,0553
Linha 143	113068	113154	0/2	0,0315
Linha 144	113068	113155	0/2	0,04253
Linha 145	113067	113069	0/2	0,06263
Linha 146	113069	113156	1/0	0,04846
Linha 147	113069	113070	0/2	0,04508
Linha 148	113070	113157	1/0	0,09005
Linha 149	113070	113158	0/2	0,0832
Linha 150	113158	113159	0/2	0,10102

Apêndice C

Curvas do sistema fotovoltaico

Neste apêndice serão apresentadas as curvas utilizadas para a caracterização do modelo do sistema fotovoltaico, do programa de simulação OpenDSS. Os valores para determinação dessas curvas foram baseados em [62].

Primeiramente tem-se a curva de temperatura diária adotada. A Figura 102 ilustra a variação da temperatura em um período de 24 horas.

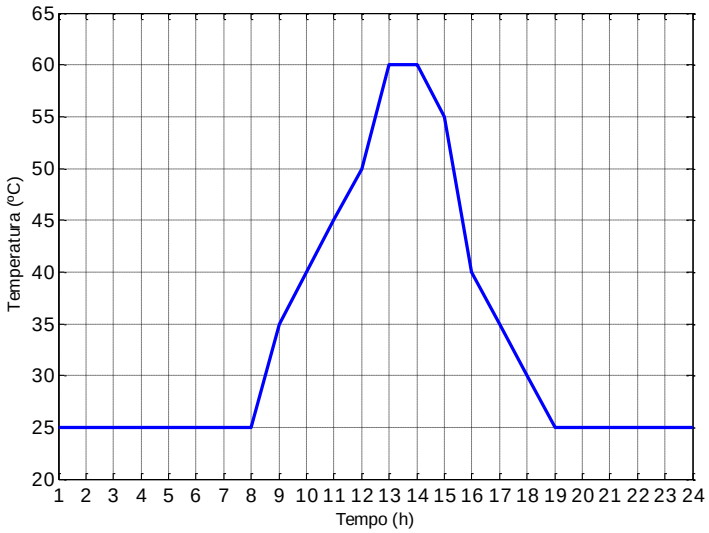


Figura 102 - Curva diária da temperatura (em ºC).

Em seguida, é exposta a curva que irá influenciar o comportamento do nível de irradiação solar no período de 24 horas. A Figura 103 apresenta um fator multiplicativo, em pu, do nível de irradiação solar máximo que o sistema fotovoltaico estaria sujeito no local de instalação. Usualmente emprega-se o valor máximo de 1kW/m².

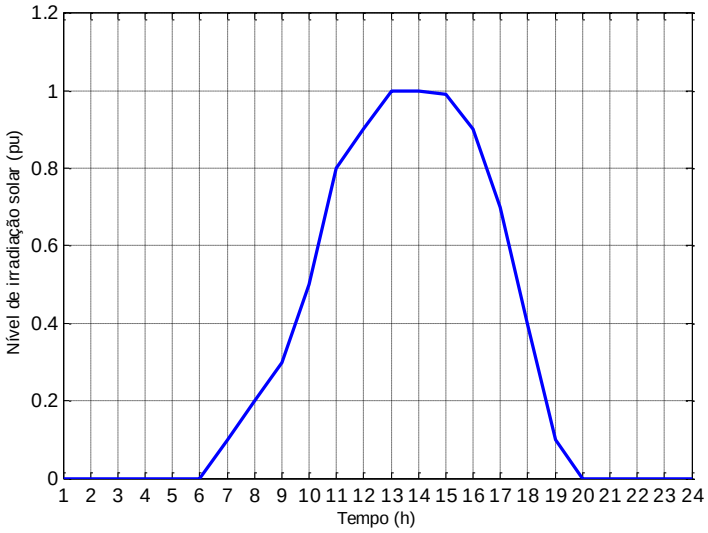


Figura 103 - Curva diária do nível de irradiação (em pu)

Por fim, tem-se a curva da potência em função da temperatura. A potência no eixo das ordenadas é dada em pu, considerando o valor base como a potência no ponto de máxima potência (PMP). Dessa forma, tem-se o comportamento da P_{PMP} considerando a variação da temperatura no período de 24 horas.

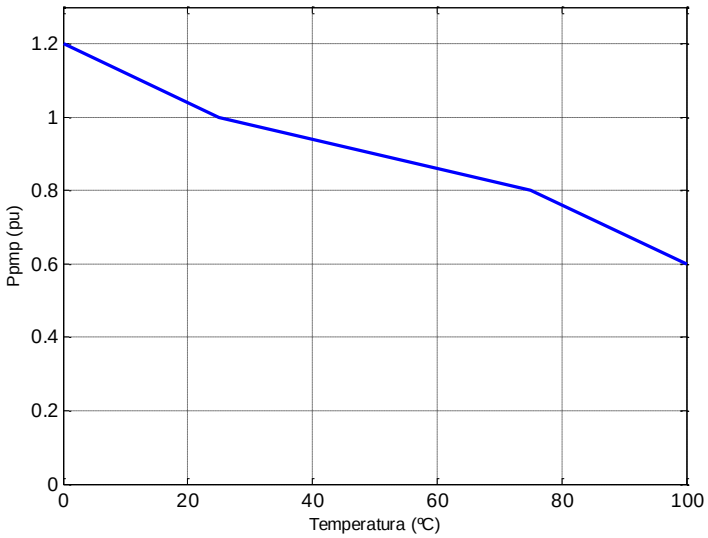


Figura 104 - Curva diária da P_{PMP} (em pu) em função da temperatura (em ºC).