

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ

ANTONIO RUBENS BARAN JUNIOR

FLUXO DE POTÊNCIA ÓTIMO TRIFÁSICO MULTIPERÍODO
APLICADO A REDES DE DISTRIBUIÇÃO

CURITIBA
2020

ANTONIO RUBENS BARAN JUNIOR

FLUXO DE POTÊNCIA ÓTIMO TRIFÁSICO MULTIPERÍODO
APLICADO A REDES DE DISTRIBUIÇÃO

Tese apresentada como requisito parcial de qualificação à obtenção do grau de Doutor em Engenharia Elétrica, Sistemas de Energia, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Departamento de Engenharia Elétrica, Setor de Tecnologia, Universidade Federal do Paraná.

Orientadora: Prof.^a Dr.^a Thelma Solange Piazza
Fernandes

CURITIBA
2020

Catálogo na Fonte: Sistema de Bibliotecas, UFPR
Biblioteca de Ciência e Tecnologia

B225f

Baran Junior, Antonio Rubens

Fluxo de potência ótimo trifásico multiperíodo aplicado a redes de distribuição [recurso eletrônico] / Antonio Rubens Baran Junior. – Curitiba, 2020.

Tese - Universidade Federal do Paraná, Setor de Tecnologia, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, 2020.

Orientador: Thelma Solange Piazza Fernandes

1. Energia elétrica – Distribuição. 2. Sistemas de energia elétrica – Análise. 3. Redes elétricas. 4. Transformadores elétricos. I. Universidade Federal do Paraná. II. Fernandes, Thelma Solange Piazza. III. Título.

CDD: 621.319

Bibliotecário: Elias Barbosa da Silva CRB-9/1894

TERMO DE APROVAÇÃO

Os membros da Banca Examinadora designada pelo Colegiado do Programa de Pós-Graduação em ENGENHARIA ELÉTRICA da Universidade Federal do Paraná foram convocados para realizar a arguição da tese de Doutorado de **ANTONIO RUBENS BARAN JUNIOR** intitulada: **FLUXO DE POTÊNCIA ÓTIMO TRIFÁSICO MULTIPERÍODO APLICADO A REDES DE DISTRIBUIÇÃO**, sob orientação da Profa. Dra. THELMA SOLANGE PIAZZA FERNANDES, que após terem inquirido o aluno e realizada a avaliação do trabalho, são de parecer pela sua APROVAÇÃO no rito de defesa.

A outorga do título de doutor está sujeita à homologação pelo colegiado, ao atendimento de todas as indicações e correções solicitadas pela banca e ao pleno atendimento das demandas regimentais do Programa de Pós-Graduação.

CURITIBA, 19 de Junho de 2020.

Assinatura Eletrônica

20/06/2020 14:58:33.0

THELMA SOLANGE PIAZZA FERNANDES

Presidente da Banca Examinadora

Assinatura Eletrônica

22/06/2020 16:56:31.0

KATIA CAMPOS DE ALMEIDA

Avaliador Externo (UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA)

Assinatura Eletrônica

22/06/2020 09:44:41.0

ODILON LUIS TORTELLI

Avaliador Interno (UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ)

Assinatura Eletrônica

22/06/2020 09:20:49.0

ALEXANDRE RASI AOKI

Avaliador Interno (UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ)

Assinatura Eletrônica

22/06/2020 06:53:06.0

GERMANO LAMBERT TORRES

Avaliador Externo (INSTITUTO GNARUS)

Ao meu filho Benjamin.

AGRADECIMENTOS

Agradeço a Deus.

A minha esposa e filho, que mesmo sem tempo para eles, permaneceram firmes ao meu lado.

Aos meus pais, por todo o suporte prestado nesses anos.

A Prof. Dra. Thelma S. P. Fernandes, pela confiança e compreensão, mesmo nos momentos mais difíceis.

A todos os docentes do departamento de Engenharia Elétrica da UFPR.

A CAPES e a Fundação Araucária pelo apoio financeiro fornecida através de bolsa de estudos.

Aos amigos e colegas.

RESUMO

As redes ativas de distribuição e desbalanceadas devem operar adequadamente a geração distribuída, resposta da demanda, equipamentos de armazenamento de energia e penetração de veículos elétricos. Para diferentes níveis de carga e diferentes recursos distribuídos de energia, um importante requisito operacional é a manutenção do perfil de tensão dentro de limites padronizados. Para tanto, essa tese propõe um Fluxo de Potência Ótimo Trifásico Multiperíodo (FPOTM) que planeja a regulação de tensão de redes de distribuição ativas, desbalanceadas e que são submetidas a diferentes cenários operacionais. Esse FPOTM encontra pontos de operação viáveis através de ajustes de taps de reguladores de tensão e de transformadores de distribuição, além de dimensionar banco de capacitores aderentes aos taps ajustados. A característica diferenciadora dessa formulação é que, além do ajuste tradicional dos reguladores de tensão de uma rede ativa trifásico, ela também ajusta os taps de transformadores de distribuição e dimensiona potência reativa injetada por bancos de capacitores. Para o ajuste dos taps, utiliza-se a representação dos transformadores de distribuição pelo modelo de injeção de potência, de modo a atender simultaneamente vários cenários de carga e geração distribuída. O problema de otimização é resolvido pelo Método dos Pontos Interiores versão Primal-Dual. A validação dos resultados é feita comparando os resultados obtidos pelo FPOTM proposto com os obtidos por um Fluxo de Potência Ótimo Trifásico Parametrizado. O sistema IEEE-34 barras é usado para ilustrar dimensionamento dos bancos de capacitores, em que é possível analisar a influência que os bancos capacitores com valores de susceptância capacitiva diferentes entre as fases tem na regulação do desequilíbrio de tensão. Os sistemas IEEE-123 barras e 90 barras são usados para ilustrar os ajustes dos taps dos transformadores de distribuição (FD), sendo que o modelo FPOTM ajusta os taps dos TDs satisfazendo vários patamares de cargas, de insolação e penetração da geração fotovoltaica (GFV). Já o FPOTM atua de forma positiva na minimização do desequilíbrio de tensão entre as fases e no despacho de reativo da GFV. Outro ganho perceptível no sistema, comparando-se os transformadores de distribuição com seus taps ajustados contra TAPs no valor nominal, é a redução das perdas totais do sistema. A formulação proposta mostrou-se uma importante ferramenta de planejamento e análise para sistemas de distribuição.

Palavras-chave: Fluxo de Potência Ótimo Trifásico Multiperíodo. Redes de distribuição. Transformadores de distribuição. Banco capacitores. Regulador de tensão.

ABSTRACT

Active and unbalanced distribution networks must operate distributed generation, demand response, energy storage equipment and electric vehicle penetration properly. For different load levels and different distributed energy resources, an important operational requirement is to maintain the voltage profile within standard limits. To this end, this thesis proposes a Multiperiod Optimal Three-Phase Power Flow (FPOTM) that plans the voltage regulation of active, unbalanced distribution networks that are subjected to different operational scenarios. This FPOTM finds viable operating points through adjustments of taps of voltage regulators and distribution transformers and measures reactive power injected by capacitor banks. The differentiating characteristic of this formulation is that, in addition to the traditional adjustment of the voltage regulators of a three-phase active network, it also adjusts the taps of distribution transformers and dimension reactive power injected by capacitor banks. For the taps adjustment, the representation of the distribution transformers uses the power injection model that simultaneously meet various scenarios of load and distributed generation. The optimization problem is solved by the Primal-Dual version Interior Points Method. The validation of the results is done by comparing the results obtained by the proposed FPOTM with those obtained by an a Parametric Optimal Three-Phase Power Flow. The IEEE-34 bus system is used to illustrate the design of capacitor banks, in which it is possible to analyze the influence that capacitor banks with different capacitive susceptibility values between phases have on the regulation of voltage imbalance. The IEEE-123 bus and 90 bus systems are used to illustrate the tap settings of the distribution transformers (DT), being that the FPOTM model adjusts the taps of the DTs to satisfy various levels of loads, insolation and penetration of the photovoltaic generation (GFV). The FPOTP acts positively in minimizing the voltage imbalance between the phases and in the GFV reactive dispatch. Another noticeable gain in the system, comparing the distribution transformers with their taps adjusted against taps at nominal value, is the reduction of the total losses of the system. The proposed formulation proved to be an important planning and analysis tool for distribution systems.

Keywords: Optimal Three-phase Multi-period Power Flow. Distribution networks. Distribution transformers. Capacitor bank. Voltage regulator.

LISTA DE FIGURAS

FIGURA 1 – CIRCUITO π EQUIVALENTE LINHA TRIFÁSICA	60
FIGURA 2 - REPRESENTAÇÃO GRÁFICA DE CARGA CONECTADA EM ESTRELA ATERRADA.....	66
FIGURA 3 – BANCO CAPACITOR CONECTADO EM ESTRELA ATERRADA.....	69
FIGURA 4 – MODELO DO TRANSFORMADOR.....	72
FIGURA 5 – CIRCUITO EQUIVALENTE TRANSFORMADOR TRIFÁSICO ESTRELA ATERRADO ESTRELA ATERRADO.....	75
FIGURA 6 – REPRESENTAÇÃO POR INJEÇÃO DE CORRENTE TRANSFORMADOR ESTRELA ATERRADO ESTRELA ATERRADO ..	75
FIGURA 7 – CIRCUITO EQUIVALENTE TRANSFORMADOR TRIFÁSICO ESTRELA ATERRADO DELTA	77
FIGURA 8 – CIRCUITO EQUIVALENTE TRANSFORMADOR TRIFÁSICO ESTRELA ATERRADO ESTRELA ATERRADO.....	105
FIGURA 9 – REPRESENTAÇÃO POR INJEÇÃO DE CORRENTE TRANSFORMADOR ESTRELA ATERRADO ESTRELA ATERRADO	105
FIGURA 10 – SISTEMA 90	122
FIGURA 11 – SISTEMA 90 BARRAS – CARGA ADAPTADA.....	122
FIGURA 12 – SISTEMA 90 BARRAS – MÁXIMA POTÊNCIA PV ATIVA, PENETRAÇÃO DE 20% PV.....	123
FIGURA 13 – SISTEMA 90 BARRAS – MÁXIMA POTÊNCIA PV ATIVA, PENETRAÇÃO DE 70% PV.....	123
FIGURA 14 – FPOTM - SISTEMA 90 BARRAS – TAPS COM AJUSTE CONTÍNUO E DISCRETO, SEM PV.....	124
FIGURA 15 FPOTM – SISTEMA 90 BARRAS - MAGNITUDES DE TENSÃO FASE A, TAP CONTÍNUO, SEM PV	126
FIGURA 16 FPOTM – SISTEMA 90 BARRAS - MAGNITUDES DE TENSÃO FASE A, TAP DISCRETO, SEM PV.....	126
FIGURA 17 FPOTM – SISTEMA 90 BARRAS - MAGNITUDES DE TENSÃO FASE B, TAP CONTÍNUO, SEM PV	127
FIGURA 18 FPOTM - SISTEMA 90 BARRAS - MAGNITUDES DE TENSÃO FASE B, TAP DISCRETO, SEM PV.....	127

FIGURA 19 FPOTM - SISTEMA 90 BARRAS - MAGNITUDES DE TENSÃO FASE C, TAP CONTÍNUO, SEM PV	128
FIGURA 20 FPOTM - SISTEMA 90 BARRAS - MAGNITUDES DE TENSÃO FASE C, TAP DISCRETO, SEM PV	128
FIGURA 21 FPOTM - SISTEMA 90 BARRAS - TAPS NO MODO CONTÍNUO E DISCRETO, 20%PV	129
FIGURA 22 FPOTM - SISTEMA 90 BARRAS - MAGNITUDES DE TENSÃO FASE A, TAP CONTÍNUO, 20 % PV	130
FIGURA 23 FPOTM - SISTEMA 90 BARRAS - MAGNITUDES DE TENSÃO FASE A, TAP DISCRETO, 20 % PV	131
FIGURA 24 FPOTM – SISTEMA 90 BARRAS - MAGNITUDES DE TENSÃO FASE B, TAP CONTÍNUO, 20 % PV	131
FIGURA 25 FPOTM - SISTEMA 90 BARRAS - MAGNITUDES DE TENSÃO FASE B, TAP DISCRETO, 20 % PV	132
FIGURA 26 FPOTM – SISTEMA 90 BARRAS - MAGNITUDES DE TENSÃO FASE C, TAP CONTÍNUO, 20 % PV	132
FIGURA 27 FPOTM - SISTEMA 90 BARRAS - MAGNITUDES DE TENSÃO FASE C, TAP DISCRETO, 20 % PV	133
FIGURA 28 – FPOTM -SISTEMA 90 BARRAS - TAPS NO MODO CONTÍNUO E DISCRETO, 40% PENETRAÇÃO DE PV	134
FIGURA 29 FPOTM - SISTEMA 90 BARRAS - MAGNITUDES DE TENSÃO FASE A, TAP CONTÍNUO, 40 % PV	135
FIGURA 30 FPOTM - SISTEMA 90 BARRAS - MAGNITUDES DE TENSÃO FASE A, TAP DISCRETO, 40 % PV	136
FIGURA 31 FPOTM - SISTEMA 90 BARRAS - MAGNITUDES DE TENSÃO FASE B, TAP CONTÍNUO, 40 % PV	136
FIGURA 32 FPOTM - SISTEMA 90 BARRAS - MAGNITUDES DE TENSÃO FASE B, TAP DISCRETO, 40 % PV	137
FIGURA 33 FPOTM - SISTEMA 90 BARRAS - MAGNITUDES DE TENSÃO FASE C, TAP CONTÍNUO, 40 % PV	137
FIGURA 34 FPOTM - SISTEMA 90 BARRAS - MAGNITUDES DE TENSÃO FASE C, TAP DISCRETO, 40 % PV	138

FIGURA 35 FPOTM - SISTEMA 90 BARRAS - TAPs NO MODO CONTÍNUO E DISCRETO, 70% PENETRAÇÃO DE PV	139
FIGURA 36 FPOTM – SISTEMA 90 BARRAS - MAGNITUDES DE TENSÃO FASE A, TAP CONTÍNUO, 70 % PV	139
FIGURA 37 FPOTM - SISTEMA 90 BARRAS - MAGNITUDES DE TENSÃO FASE B, TAP CONTÍNUO, 70 % PV	140
FIGURA 38 FPOTM -SISTEMA 90 BARRAS - MAGNITUDES DE TENSÃO FASE C, TAP CONTÍNUO, 70 % PV	140
FIGURA 39 – SISTEMA IEEE -123 BARRAS	142
FIGURA 40 – IEEE 123-BARRAS – CARGA ADAPTADA	142
FIGURA 41 – IEEE 123-BARRAS – MÁXIMA POTÊNCIA PV ATIVA, PENETRAÇÃO DE 20% PV.....	143
FIGURA 42 – IEEE 123-BARRAS – MÁXIMA POTÊNCIA PV ATIVA, PENETRAÇÃO DE 70% PV.....	143
FIGURA 43 – SISTEMA 123 BARRAS - TAPs NO MODO CONTÍNUO E DISCRETO, SEM PV	144
FIGURA 44 FPOTM - SISTEMA 123 BARRAS - MAGNITUDES DE TENSÃO FASE A, TAP CONTÍNUO, SEM PV	146
FIGURA 45 FPOTM – SISTEMA 123 BARRAS - MAGNITUDES DE TENSÃO FASE A, TAP DISCRETO, SEM PV.....	146
FIGURA 46 FPOTM – SISTEMA 123 BARRAS - MAGNITUDES DE TENSÃO FASE B, TAP CONTÍNUO, SEM PV	147
FIGURA 47 FPOTM - SISTEMA 123 BARRAS - MAGNITUDES DE TENSÃO FASE B, TAP DISCRETO, SEM PV.....	147
FIGURA 48 FPOTM – SISTEMA 123 BARRAS - MAGNITUDES DE TENSÃO FASE C, TAP CONTÍNUO, SEM PV	148
FIGURA 49 FPOTM – SISTEMA 123 BARRAS - MAGNITUDES DE TENSÃO FASE C, TAP DISCRETO, SEM PV.....	148
FIGURA 50 FPOTM – SISTEMA 123 BARRAS - TAPs NO MODO CONTÍNUO E DISCRETO, 20 % PV.....	149
FIGURA 51 FPOTM - SISTEMA 123 BARRAS - MAGNITUDES DE TENSÃO FASE A, TAP CONTÍNUO, 20 % PV	151
FIGURA 52 FPOTM - SISTEMA 123 BARRAS - MAGNITUDES DE TENSÃO FASE A, TAP DISCRETO, 20 % PV.....	151

FIGURA 53 FPOTM – SISTEMA 123 BARRAS - MAGNITUDES DE TENSÃO FASE B, TAP CONTÍNUO, 20 % PV	152
FIGURA 54 FPOTM - SISTEMA 123 BARRAS - MAGNITUDES DE TENSÃO FASE C, TAP DISCRETO, 20 % PV	152
FIGURA 55 FPOTM – SISTEMA 123 BARRAS - MAGNITUDES DE TENSÃO FASE C, TAP CONTÍNUO, 20 % PV	153
FIGURA 56 FPOTM - SISTEMA 123 BARRAS - MAGNITUDES DE TENSÃO FASE C, TAP DISCRETO, 20 % PV	153
FIGURA 57 FPOTM – SISTEMA 123 BARRAS - TAPS NO MODO CONTÍNUO E DISCRETO, 40 % PV.....	154
FIGURA 58 FPOTM – SISTEMA 123 BARRAS - MAGNITUDES DE TENSÃO FASE A, TAP CONTÍNUO, 40 % PV	155
FIGURA 59 FPOTM - SISTEMA 123 BARRAS - MAGNITUDES DE TENSÃO FASE A, TAP DISCRETO, 40 % PV	156
FIGURA 60 FPOTM – SISTEMA 123 BARRAS - MAGNITUDES DE TENSÃO FASE B, TAP CONTÍNUO, 40 % PV	156
FIGURA 61 FPOTM - SISTEMA 123 BARRAS - MAGNITUDES DE TENSÃO FASE B, TAP DISCRETO, 40 % PV	157
FIGURA 62 FPOTM – SISTEMA 123 BARRAS - MAGNITUDES DE TENSÃO FASE C, TAP CONTÍNUO, 40 % PV	157
FIGURA 63 FPOTM - SISTEMA 123 BARRAS - MAGNITUDES DE TENSÃO FASE C, TAP DISCRETO, 40 % PV	158
FIGURA 64 FPOTM – SISTEMA 123 BARRAS - TAPS NO MODO CONTÍNUO E DISCRETO, 70 % PV.....	159
FIGURA 65 FPOTM – SISTEMA 123 BARRAS - MAGNITUDES DE TENSÃO FASE A, TAP CONTÍNUO, 70 % PV	160
FIGURA 66 FPOTM - SISTEMA 123 BARRAS - MAGNITUDES DE TENSÃO FASE A, TAP DISCRETO, 70 % PV	161
FIGURA 67 FPOTM – SISTEMA 123 BARRAS - MAGNITUDES DE TENSÃO FASE B, TAP CONTÍNUO, 70 % PV	161
FIGURA 68 FPOTM - SISTEMA 123 BARRAS - MAGNITUDES DE TENSÃO FASE B, TAP DISCRETO, 70 % PV	162

FIGURA 69 FPOTM – SISTEMA 123 BARRAS - MAGNITUDES DE TENSÃO FASE C, TAP CONTÍNUO, 70 % PV	162
FIGURA 70 FPOTM – SISTEMA 123 BARRAS - MAGNITUDES DE TENSÃO FASE C, TAP DISCRETO, 70 % PV	163
FIGURA 71 – SISTEMA 123 BARRAS - MAGNITUDES DE TENSÃO FASE A, TAPs NOMINAIS, 0 % PV	164
FIGURA 72 – SISTEMA 123 BARRAS - MAGNITUDES DE TENSÃO FASE B, TAPs NOMINAIS, 0 % PV	164
FIGURA 73 – SISTEMA 123 BARRAS - MAGNITUDES DE TENSÃO FASE C, TAPs NOMINAIS, 0 % PV	165
FIGURA 74 – SISTEMA 123 BARRAS -DIFERENÇA ENTRE MAGNITUDES DE TENSÃO TAPs NOMINAIS E TAPs AJUSTADOS, FASE A, AIS, 0 % PV	166
FIGURA 75 – SISTEMA 123 BARRAS -DIFERENÇA ENTRE MAGNITUDES DE TENSÃO TAPs NOMINAIS E TAPs AJUSTADOS, FASE B, AIS, 0 % PV	166
FIGURA 76 – SISTEMA 123 BARRAS -DIFERENÇA ENTRE MAGNITUDES DE TENSÃO TAPs NOMINAIS E TAPs AJUSTADOS, FASE C, AIS, 0 % PV	167
FIGURA 77 – SISTEMA 123 BARRAS -PERDAS ELÉTRICAS TOTAIS TAPs NOMINAIS E TAPs AJUSTADOS, 0 %PV	167
FIGURA 78 – FPOTP - SISTEMA 90 BARRAS – TAPs COM AJUSTE CONTÍNUO E DISCRETO, SEM PV	172
FIGURA 79 FPOTP - SISTEMA 90 BARRAS - MAGNITUDES DE TENSÃO FASE A, TAP (A) CONTÍNUO E (B) DISCRETO, 0 % PV	173
FIGURA 80 FPOTP - SISTEMA 90 BARRAS – TAPs COM AJUSTE CONTÍNUO E DISCRETO, 20% PV	174
FIGURA 81 FPOTP - SISTEMA 90 BARRAS - MAGNITUDES DE TENSÃO FASE A, TAP (A) CONTÍNUO E (B) DISCRETO, 20 % PV	175
FIGURA 82– FPOTP - SISTEMA 90 BARRAS – TAPs COM AJUSTE CONTÍNUO E DISCRETO, 40% PV	175
FIGURA 83 – FPOTP - SISTEMA 90 BARRAS - MAGNITUDES DE TENSÃO FASE A, TAP CONTÍNUO, 40 % PV	176
FIGURA 84 – FPOTP - SISTEMA 123 BARRAS – TAPs COM AJUSTE CONTÍNUO E DISCRETO, 0% PV	177

FIGURA 85 – FPOTP - SISTEMA 123 BARRAS - MAGNITUDES DE TENSÃO FASE A, TAP (A) CONTÍNUO E (B) DISCRETO, 0 % PV	178
FIGURA 86 – FPOTP - SISTEMA 123 BARRAS – TAPs COM AJUSTE CONTÍNUO E DISCRETO, 20% PV	179
FIGURA 87 – FPOTP - SISTEMA 123 BARRAS - MAGNITUDES DE TENSÃO FASE A, TAP (A) CONTÍNUO E (B) DISCRETO, 20 % PV	179
FIGURA 88 – FPOTP - SISTEMA 123 BARRAS – TAPs COM AJUSTE CONTÍNUO E DISCRETO, 40% PV	180
FIGURA 89 – FPOTP - SISTEMA 123 BARRAS - MAGNITUDES DE TENSÃO FASE A, TAP (A) CONTÍNUO E (B) DISCRETO, 40 % PV	180
FIGURA 90 – SISTEMA 90 BARRAS - TAPs DISCRETOS FPOTM x FPOTP	181
FIGURA 91 – SISTEMA 90 BARRAS - DIFERENÇAS NAS MAGNITUDES DE TENSÃO ENTRE FPOTM E FPOTP, FASE A	182
FIGURA 92– SISTEMA 90 BARRAS - DIFERENÇAS NAS MAGNITUDES DE TENSÃO ENTRE FPOTM E FPOTP, FASE B	183
FIGURA 93 – SISTEMA 90 BARRAS - DIFERENÇAS NAS MAGNITUDES DE TENSÃO ENTRE FPOTM E FPOTP, FASE C	183
FIGURA 94 – SISTEMA 90 BARRAS - PERDAS ELÉTRICAS TOTAIS – FPOTM x FPOTP... ..	184
FIGURA 95 – SISTEMA 123 BARRAS - TAPs DISCRETOS FPOTM x FPOTP	185
FIGURA 96 - SISTEMA 123 BARRAS - DIFERENÇAS NAS MAGNITUDES DE TENSÃO ENTRE FPOTM E FPOTP, FASE A	185
FIGURA 97 - SISTEMA 123 BARRAS - DIFERENÇAS NAS MAGNITUDES DE TENSÃO ENTRE FPOTM E FPOTP, FASE B	186
FIGURA 98 – SISTEMA 123 BARRAS - DIFERENÇAS NAS MAGNITUDES DE TENSÃO ENTRE FPOTM E FPOTP, FASE C	186
FIGURA 99 – SISTEMA IEEE 123 BARRAS - PERDAS ELÉTRICAS TOTAIS – FPOTM x FPOTP	187
FIGURA 100 – SISTEMA 90 BARRAS – SEM MONITORAMENTO DE DESEQUILÍBRIO DE TENSÃO	190
FIGURA 101 – SISTEMA 90 BARRAS – COM MONITORAMENTO DE DESEQUILÍBRIO DE TENSÃO	190
FIGURA 102 – SISTEMA 123 BARRAS – SEM MONITORAMENTO DE DESEQUILÍBRIO DE TENSÃO	191

FIGURA 103 – SISTEMA 123 BARRAS – SEM MONITORAMENTO DE DESEQUILÍBRIO DE TENSÃO.....	191
FIGURA 104 FPOTP - SISTEMA 90 BARRAS - MAGNITUDES DE TENSÃO FASE A, (A) COM CONTROLE DE FP E (B) SEM CONTROLE DE FP	192
FIGURA 105 FPOTP - SISTEMA 90 BARRAS – POTÊNCIA ATIVA MÁXIMA INJETADA PELA PV	193
FIGURA 106 FPOTP - SISTEMA 90 BARRAS – POTÊNCIA REATIVA MÁXIMA INJETADA PELA PV.....	193
FIGURA 107 FPOTP - SISTEMA 90 BARRAS – POTÊNCIA APARENTE MÁXIMA INJETADA PELA PV.....	194
FIGURA 108 FPOTP - SISTEMA 90 BARRAS – POTÊNCIA REATIVA INJETADA EM CADA PERÍODO NA FASE A	194
FIGURA 109 – SISTEMA IEEE 34 BARRAS (MODIFICADO PELA INSERÇÃO DOS RTS)	195
FIGURA 110 – CARGA TOTAL DO SISTEMA DE 34 BARRAS	196
FIGURA 111 – PERFIL DE TENSÃO FASES A, B E C (SEM BC E SEM RT), CARGA 19H, SISTEMA 34 BARRAS	199
FIGURA 112 – PERFIL DE TENSÃO FASES A, B E C (BC MODELO “I” E SEM RT), CARGA 19H, SISTEMA 34 BARRAS.....	199
FIGURA 113 – PERFIL DE TENSÃO FASES A, B E C (BC MODELO “II” E SEM RT), CARGA 19H, SISTEMA 34 BARRAS.....	200
FIGURA 114 – PERFIL DE TENSÃO FASES A, B E C (BC MODELO “I” E COM RT), CARGA MÁXIMA, SISTEMA 34 BARRAS	200
FIGURA 115 – PERFIL DE TENSÃO FASES A, B E C (BC MODELO “II” E COM RT), CARGA MÁXIMA, SISTEMA 34 BARRAS	201

LISTA DE TABELAS

TABELA 1 – RESULTADOS DA PESQUISA NO SOFTWARE <i>PUBLISH OR PERISH</i>	43
TABELA 2 – ARTIGOS RESTANTES EM CADA ETAPA DE LEITURA.....	43
TABELA 3 - RESUMO COMPARATIVO DOS TRABALHOS IDENTIFICADOS NA REVISÃO DE LITERATURA.....	57
TABELA 4 – MATRIZ DE INCIDÊNCIA (A) REFERENTE A 1 LINHA TRIFÁSICA LIGADA ENTRE AS BARRAS 1 E 2.....	62
TABELA 5 – CARACTERÍSTICAS DAS CARGAS.....	65
TABELA 6 - SUBMATRIZES CARACTERÍSTICAS DOS TRANSFORMADORES TRIFÁSICOS.....	73
TABELA 7 – RELAÇÃO CARGA, GERAÇÃO PV E PERÍODOS.....	120
TABELA 8 – AJUSTE DOS TAPs DOS REGULADORES PERÍODO 3, FASE B	160
TABELA 10 - MELHORES AJUSTES PARA CADA FORMULAÇÃO.....	187
TABELA 11 – VALORES DO BC MODELO “I” – SISTEMA 34 BARRAS SEM E COM RTs.....	197
TABELA 12 – VALORES DO BC MODELO “II” – SISTEMA 34 BARRAS SEM E COM RTs.....	197
TABELA 13 – DESEMPENHO COMPUTACIONAL TAPS AJUSTADOS VS TAPS DISCRETOS.....	203

LISTA DE SIGLAS

GD	–	Geração Distribuída
GFV	–	Geração fotovoltaica
ANEEL	-	Agência Nacional de Energia Elétrica
FP	-	Fluxo de Potência
OpenDSS	-	Open Distribution System Simulator
MPI	–	Método dos Pontos Interiores
FPOT	-	Fluxo de Potência Ótimo Trifásico
TD	–	Transformador de Distribuição
FPOTM	-	Fluxo de Potência Ótimo Trifásico Multiperíodo
FPOTP	-	Fluxo de Potência Ótimo Trifásico Parametrizado
SDC	-	Método da Soma das Correntes
SDP	-	Método da Soma das Potências

LISTA DE SÍMBOLOS

$ \dot{V}^{a,b,c} ^2 \cdot c^{a,b,c}$:	parcela referente a potência reativa fornecida pelos capacitores, com dimensão $(nb \cdot nf \times 1)$.
$[\dot{Z}_{km}^{abc}]$:	Matriz de impedâncias trifásica entre as barras k e m .
$[\dot{Y}_{bus}^{a,b,c}]$:	matriz de admitância de barras de rede elétrica com nf fases (para $nf=3$).
\bar{I}_p^a	é igual a corrente injetada no primário da fase.
\bar{I}_p^b	é igual a corrente injetada no primário da fase b .
\bar{I}_p^c	é igual a corrente injetada no primário da fase.
\bar{I}_s^a	é igual a corrente injetada no secundário da fase a .
\bar{I}_s^b	é igual a corrente injetada no secundário da fase b .
\bar{I}_s^c	é igual a corrente injetada no secundário da fase c .
$\bar{I}_{a,b,c}^P$	corrente de linha para potência constante nas fases.
$\bar{I}_{a,b,c}^Z$	corrente de linha para impedância constante nas fases.
$\dot{V}_{an,bn,cn}$	tensão fase neutro nas fases.
\bar{V}_p^a	é igual a tensão no primário das fases a .
\bar{V}_p^b	é igual a tensão no primário das fases b .
\bar{V}_p^c	é igual a tensão no primário das fases c .
\bar{V}_s^a	é igual a tensão no secundário da fase a .
\bar{V}_s^b	é igual a tensão no secundário da fase b .
\bar{V}_s^c	é igual a tensão no secundário da fase c .
\dot{Y}_{bus}^{abc} :	matriz de admitância de barra de dimensão $(3nb \times 3nb)$, sendo que nb é o número de barras de uma fase da rede.
\dot{Y}_{km}^i :	admitância do regulador conectado entre as barras k e m na fase i .
y_t	é a admitância por fase do transformador em p.u.
\dot{Z}_{km}^{aa} :	Impedância própria da fase a entre as barras k e m .

$\dot{Z}_{km}^{ab} = \dot{Z}_{km}^{ba}$	Impedância mútua entre as fases a e b entre as barras k e m.
$\dot{Z}_{km}^{ac} = \dot{Z}_{km}^{ca}$	Impedância mútua entre as fases a e c entre as barras k e m.
\dot{Z}_{km}^{bb}	Impedância própria da fase b entre as barras k e m.
$\dot{Z}_{km}^{bc} = \dot{Z}_{km}^{cb}$	Impedância mútua entre as fases b e c entre as barras k e m.
$P_{tf}^{a,b,c}$	potência ativa fornecida pela subestação, dimensão $(nb.nf \times 1)$; potência ativa total fornecida pelos transformadores de potência mais potência total ativa fornecida pela geração distribuída, dimensão $(nb.nf \times 1)$.
$Q_{tf}^{a,b,c}$	potência reativa dos transformadores de potência, dimensão $(nb.nf \times 1)$.
$\dot{S}^{a,b,c}$	injeção de potência aparente englobando todas as fases, dimensão $(nb.nf \times 1)$.
$\dot{V}^{a,b,c}$	fasores de tensão de todas as barras e todas as fases, dimensão $(nb.nf \times 1)$.
ΔV_i	máximo desvio da tensão média na barra i , utilizada a tensão de linha.
α_i	tap do TD conectada no ramo i .
A_{inc}^k	Matriz de incidência barra- ramo para a fase k , de dimensão $[nl \times (nb-1)]$.
B_i	representa a susceptância capacitiva do capacitor conectado na barra i .
b_{km}^{aa}	susceptância capacitiva da fase a entre as barras k e m.
$b_{km}^{ab} = b_{km}^{ba}$	susceptância capacitiva mútua entre as fases a e b entre as barras k e m.
$b_{km}^{ac} = b_{km}^{ca}$	susceptância capacitiva mútua entre as fases a e c entre as barras k e m.

b_{km}^{bb} :	susceptância capacitiva da fase b entre as barras k e m.
$b_{km}^{bc} = b_{km}^{cb}$:	susceptância capacitiva mútua entre as fases a e b entre as barras k e m.
b_{km}^{cc} :	susceptância capacitiva da fase c entre as barras k e m.
c_i^k :	susceptância capacitiva do capacitor instalado na barra <i>i</i> fase k;.
$cmax_i^k$:	máxima susceptância capacitiva do capacitor instalado na barra <i>i</i> fase k.
$cmin_i^k$:	mínima susceptância capacitiva do capacitor instalado na barra <i>i</i> fase k.
e_i^k :	representa a parte real do fasor tensão da barra <i>i</i> e na fase k;.
f_i^k :	representa a parte imaginária do fasor tensão da barra <i>i</i> e na fase k;.
$Fmax_i^k$:	representa o fluxo de potência ativa máximo na linha <i>i</i> e na fase k;.
$IncYYp_{(pp+2*nb,pp+2*nb)}$	Posição da matriz em que o primário do transformador está conectado na fase c.
$IncYYp_{(pp+nb,pp+nb)}$	Posição da matriz em que o primário do transformador está conectado na fase b.
$IncYYs_{(ss+2*nb,ss+2*nb)}$	Posição da matriz em que o secundário do transformador está conectado na fase c.
$IncYYs_{(ss,ss)}$	Posição da matriz em que o secundário do transformador está conectado na fase a.
$IncYYs_{(ss+nb,ss+nb)}$	Posição da matriz em que o secundário do transformador está conectado na fase b.
$K=$	Desequilíbrio de tensão percentual na barra <i>i</i> .
Pd_i^k :	representa a potência ativa demandada na barra <i>i</i> na fase k.

Qd_i^k :	representa a potência reativa demandada na barra i e fase k
$Pd_i^{k,t}$:	carga ativa conectada na barra i , fase k e período t .
$Pft_max_i^k$:	limite máximo de potência ativa fornecida pela subestação conectada na barra i fase k ;
Ptf_i^k :	representa potência ativa fornecida pelo transformador de potência conectado na barra i e na fase k ;
Q_i :	representa a potência reativa por fase do capacitor conectado na barra i .
Qtf_i^k :	representa a potência reativa fornecida pelo transformador de potência conectado na barra i na fase k ;
$\dot{S}^{a,b,c}$	potência da carga nas fases.
t_{km}^i :	relação de transformação entre as barras k e m na fase i .
$tmax_i^k$:	tap máximo do regulador de tensão no ramo i fase k ;
$tmin_i^k$:	tap mínimo da linha i fase k ;
V_i :	representa a tensão de fase complexa na barra i .
V_i^-	Tensão de sequência negativa na barra i .
V_i^+	Tensão de sequência positiva na barra i .
V_i^A	Tensão da fase A na barra i .
V_i^{AV}	tensão média na barra i , utilizada a tensão de linha.
V_i^B	Tensão da fase B na barra i .
V_i^C	Tensão da fase C na barra i .
$vmax_i^k$:	máxima magnitude de tensão da barra i na fase k ;.
$vmin_i^k$:	mínima magnitude de tensão da barra i na fase k ..
Z_{km}^{cc} :	Impedância própria da fase c entre as barras k e m .
Z_{prim}^{abc} :	inversa da matriz de impedâncias primitiva de dimensão $(3n/ \times 3)$.
$\alpha_{a,b,c}$	defasagem angular da corrente nas fases.

α_{\max} :	vetor de limite máximo de <i>taps</i> do transformador de distribuição, de dimensão $(nl \times 1)$;
α_{\min} :	vetor de limite mínimo de <i>taps</i> do transformador de distribuição, de dimensão $(nl \times 1)$;
α_{\max_i} :	tap máximo do transformador de distribuição no ramo <i>i</i> ; ;
α_{\min_i} :	tap mínimo de <i>taps</i> do transformador de distribuição localizado no ramo <i>i</i> ;
Γ_e :	matriz composta pela justaposição da matriz Γ e da matriz N, logo com dimensão $[(nb.nf) \times (2.nb.nf)]$, de tal forma que o vetor formado pelas partes imaginárias das tensões das barras, possa ser escrito por:.
Γ_f :	matriz composta pela justaposição da matriz N e da matriz Γ , logo com dimensão $[(nb.nf) \times (2.nb.nf)]$, de tal forma que o vetor formado pelas partes imaginárias das tensões das barras, possa ser escrito por:.
$\delta_{a,b,c}$	defasagem angular da carga nas fases.
$\theta^{a,b,c}$	defasagem angular da tensão nas fases.
$\rho_{a,b,c}$:	ângulos do fator de potência.
$Pd^{a,b,c}$:	vetor de potência ativa demandada, de dimensão $(nb.nf \times 1)$;
$Pgd^{a,b,c}$:	potência ativa gerada pelas GDs, dimensão $(nb.nf \times 1)$. ; potência ativa por fase geradas pelas GDs $(nb.nf \times 1)$.
$Qd^{a,b,c}$:	vetor de potência reativa demandada, de dimensão $(nb.nf \times 1)$;
$Qgd^{a,b,c}$:	potência reativa gerada pelas GDs, dimensão $(nb.nf \times 1)$. ; potência reativa por fase geradas pelas GDs $(nb.nf \times 1)$.
$c^{a,b,c}$:	susceptâncias de todos os capacitores instalados, dimensão $(nb.nf \times 1)$.
$Pft_{\min_i^k}$:	limite mínimo de potência ativa fornecida pela subestação conectada na barra <i>i</i> fase <i>k</i> ;

$P_{gd_i^k}$:	representa a potência ativa gerada pela GD conectada na barra i e fase k .
$Q_{d_i^{k,t}}$:	carga reativa conectada na barra i , fase k e período t .
$Q_{ft_max_i^k}$:	limite máximo de potência reativa do transformador que alimenta a rede na barra i fase k .
$Q_{ft_min_i^k}$:	limite mínimo de potência reativa do transformador que alimenta a rede na barra i fase k .
$Q_{gd_i^k}$:	potência reativa gerada pela GD conectada na barra i e fase k . ; representa a potência reativa gerada pela GD conectada na barra i e fase k .
$S_{gd_max_i^k}$:	limite máximo de potência aparente da geração distribuída conectada na barra i e fase k .
$V^{a,b,c}(x)$:	função matricial de dimensão $[(nb.nf \times 2.nb.nf)]$.
$t^{a,b,c}$:	vetor de <i>taps</i> dos reguladores de tensão, dimensão $(nl.nf \times 1)$.
t_i^k :	representa o <i>tap</i> do regulador de tensão conectada no ramo i e fase k .
$B^{a,b,c}$:	matriz do tipos susceptância indutiva, $(nb.nf \times nb.nf)$.
$F_{max}^{a,b,c}$:	fluxo de potência ativa máxima nas linhas, dimensão $(nl.nf \times 1)$.
F_{cc}^k :	fluxo de potência ativa linear que flui pelas nl linhas de cada fase k , dimensão $(nl.nf \times 1)$.
$p^{a,b,c}$:	vetor das injeções líquidas de potência ativa.
$P_{gd}^{a,b,c,t}$:	vetor de potência ativa fornecida pelas GDs para cada fase a, b, c e período t com dimensão $(3.nb.np \times 1)$.
$P_{tf_{max}}^{a,b,c}$:	vetor de limite máximo de potência ativa fornecida ao sistema pela subestação, de dimensão $(nb.nf \times 1)$;
$P_{tf_{min}}^{a,b,c}$:	vetor de limite mínimo de potência ativa fornecida ao sistema pela subestação, de dimensão $(nb.nf \times 1)$;
$P_{tf_{min}}^{a,b,c,t}$ e $P_{tf_{max}}^{a,b,c,t}$:	limites mínimo e máximo de geração de potência ativa injetada pela subestação com dimensão $(3.nb.np \times 1)$.

$P_{trafo}^{a,b,c,t}(x, \alpha)$	x e $Q_{trafo}^{a,b,c,t}(x, \alpha)$: funções que representam as injeções de potência ativa e reativa dos transformadores de distribuição, respectivamente para cada fase a, b, c e período t .
$Q_{gd}^{a,b,c,t}$:	vetor de potência reativa fornecida pelas GDs para cada fase a, b, c e período t com dimensão $(3.nb.np \times 1)$.
$Q_{tf_{max}}^{a,b,c}$:	vetor de limite máximo de potência reativa fornecida ao sistema de dimensão $(nb.nf \times 1)$;
$Q_{tf_{min}}^{a,b,c}$:	vetor de limite mínimo de potência reativa fornecida ao sistema de dimensão $(nb.nf \times 1)$;
$Q_{tf_{min}}^{a,b,c,t}$ e $Q_{tf_{max}}^{a,b,c,t}$:	limites mínimo e máximo de geração de potência reativa injetada pela subestação para cada fase a, b, c e período t com dimensão $(3.nb.np \times 1)$.
$S_{gd_{max}}^{a,b,c}$:	limite máximo de potência aparente da geração distribuída, de dimensão $(nb.nf \times 1)$.
$V_{max}^{a,b,c}$:	limite máximo de magnitude de módulo, de dimensão $(nb.nf \times 1)$.
$V_{min}^{a,b,c}$:	limite mínimo de magnitude de tensão, dimensão $(nb.nf \times 1)$.
$V_{min}^{a,b,c,t}$, $V_{max}^{a,b,c,t}$:	limites mínimos e máximos de magnitudes de tensão das fases para cada fase a, b, c e período t com dimensão $(3.nb.np \times 1)$.
$C_{max}^{a,b,c}$:	vetor de limite máximo das susceptâncias capacitivas, de dimensão $(nb.nf \times 1)$.
$C_{min}^{a,b,c}$:	vetor de limite mínimo das susceptâncias capacitivas, de dimensão $(nb.nf \times 1)$.
$C^{a,b,c,t}$:	vetor de susceptância capacitiva de nc banco de capacitores para cada fase a, b, c e período t com dimensão $(3.nb.np \times 1)$.
$e^{a,b,c}$:	parte real do fasor tensão, dimensão $(nb.nf \times 1)$.

$f^{a,b,c}$:	parte imaginária do fasor tensão, dimensão $(nb.nf \times 1)$.
$t_{\max}^{a,b,c}$:	vetor de limite máximo dos <i>taps</i> de regulador de tensão, de dimensão $(nl.nf \times 1)$.
$t_{\min}^{a,b,c}$:	vetor de limite mínimo de <i>taps</i> de regulador de tensão, de dimensão $(nl.nf \times 1)$.
$t_{\min}^{a,b,c,t}, t_{\max}^{a,b,c,t}$:	limites mínimos e máximos de relação de magnitudes de tensão dos reguladores de tensão para cada fase a, b, c e período t com dimensão $(3.nreg.np \times 1)$.
$t^{a,b,c,t}$:	vetor de relação de magnitudes de tensão dos reguladores de tensão para cada fase a, b, c e período t com dimensão $(3.nreg.np \times 1)$.
Γ_t :	matriz de dimensão $[(nf.nl \times nf.nl)]$, onde todas as posições são nulas, exceto aquelas onde existe regulador de tensão trifásico, que assumem valor igual a 1 na primeira fase e valor -1 nas demais fases.
θ_i^k :	ângulo na barra i da fase k .
$\alpha_{\min}, \alpha_{\max}$:	limites mínimos e máximos de <i>taps</i> de TDs com dimensão $(ndt \times 1)$.
$\theta^{a,b,c}$:	vetor dos ângulos das tensões nodais, dimensão $(nb.nf \times 1)$.
θ_m^k :	ângulos das tensões nodais para todas as barras da fase k , com dimensão $[(nb-1) \times 1]$.
A :	matriz de incidência de dimensão $(3nl \times 3nb)$, sendo que nl é o número de linhas de uma fase da rede.
a, b, c :	fases a, b e c.
a_{ij} :	elemento da linha i e coluna j da matriz de incidência.
e :	componente real da tensão fasorial com dimensões $(3.nb.np \times 1)$.
f :	componente imaginário da tensão fasorial com dimensões $(3.nb.np \times 1)$.
GG :	parte real da matriz de admitância de barra com nf fases, $Y_{busa, b, c}$, com dimensão $(nb.nf \times nb.nf)$.

GGt :	parte real da matriz Y_{trafo} , com dimensão $(3.nb \times 3.nb)$;
$IncYYp_{(pp,pp)}$	Posição da matriz em que o primário do transformador está conectado na fase a.
$IncYYp$	Matriz de incidência do primário do transformador estrela aterrado – estrela aterrado..
$IncYYs$	Matriz de incidência do secundário do transformador estrela aterrado – estrela aterrado.
N :	matriz nula de dimensão $[(nb.nf) \times (nb.nf)]$;
nb :	número de barras; ,
ndt :	número de transformadores de distribuição.
nl :	número de linhas..
np :	número de períodos.
$nreg$:	número de reguladores de tensão.
pp	Barra onde o primário do transformador está conectado..
ps	Barra onde o secundário do transformador está conectado..
u ,	vetor unitário
x :	representação do fasor tensão na forma retangular com dimensão $(6.nb.np \times 1)$.
x :	vetor que armazena as variáveis reais e imaginárias de todas as tensões de barra com dimensão $[2.nb.nf \times 1]$..
Γ :	matriz identidade de dimensão $[(nb.nf) \times (nb.nf)]$;
S_p :	representa as injeções de potências no primário do transformador.
S_s :	representa as injeções de potências no secundário do transformador.
BB :	parte imaginária da matriz de admitância de barra com nf fases, com dimensão $(nb.nf \times nb.nf)$.
BBt :	parte imaginária da matriz Y_{trafo} , com dimensão $(3.nb \times 3.nb)$;

$P_d^{a,b,c,t}$:	vetor de carga ativa para cada fase a, b, c e período t com dimensão $(3.nb.np \times 1)$.
$P_{tf}^{a,b,c,t}$:	vetor de potência ativa fornecida pela subestação, para cada fase a, b, c e período t com dimensão $(3.nb.np \times 1)$.
$Q_d^{a,b,c,t}$:	vetor de carga reativa para cada fase a, b, c e período t com dimensão $(3.nb.np \times 1)$.
$Q_{tf}^{a,b,c,t}$:	vetor de potência reativa fornecida pela subestação, para cada fase a, b, c e período t com dimensão $(3.nb.np \times 1)$.
α :	vector de taps de TDs com dimensão $(ndt \times 1)$.
Γ_{FL} :	matriz diagonal composta pelo inverso da reatância das linhas da fase k , com dimensão $[nl \times nl]$.

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO.....	30
1.1	CONTEXTUALIZAÇÃO.....	30
1.2	JUSTIFICATIVA.....	33
1.3	REVISÃO DA LITERATURA.....	35
1.4	OBJETIVOS.....	38
1.5	PROPOSTA DA TESE E CONTRIBUIÇÕES PRETENDIDAS	39
1.6	ORGANIZAÇÃO DA TESE	40
2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....	42
2.1	ESTRATÉGIA DE SELEÇÃO DE PORTFÓLIO BIBLIOGRÁFICO ...	42
2.2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....	44
2.2.1	<i>Fluxo de Potência Monofásico.....</i>	44
2.2.2	<i>Fluxo de Potência Trifásico.....</i>	45
2.2.2.1	<i>Fluxo de Potência Ótimo Trifásico</i>	49
2.3	CONSIDERAÇÕES FINAIS	55
3	MODELAGEM DE COMPONENTES TRIFÁSICOS.....	59
3.1	MODELAGEM DAS LINHAS.....	60
3.2	MODELAGEM DAS CARGAS TRIFÁSICAS	65
3.3	MODELAGEM DE CAPACITORES	68
3.4	MODELAGEM DOS REGULADORES DE TENSÃO	69
3.5	MODELAGEM DOS TRANSFORMADORES DE DISTRIBUIÇÃO ...	72
3.5.1	<i>Inserção dos Modelos dos Transformadores de Distribuição na Matriz Admitância de Barra Trifásica</i>	73
3.6	CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO	79
4	FLUXO DE POTÊNCIA ÓTIMO TRIFÁSICO.....	81
4.1	FLUXO DE POTÊNCIA ÓTIMO TRIFÁSICO MONOPERÍODO.....	82
4.1.1	<i>Variáveis de Entrada.....</i>	82
4.1.2	<i>Variáveis de Controle e Dependentes</i>	89
4.1.3	<i>Critério de Otimização</i>	94
4.1.4	<i>Restrições de Igualdade: Balanço de Potência Ativa e Reativa ..</i>	94
4.1.5	<i>Restrições de Desigualdade</i>	97
4.1.5.1	<i>Limites de Geração de Potência Ativa e Reativa</i>	97

4.1.5.2	<i>Limites das Magnitudes de Tensão.....</i>	97
4.1.5.3	<i>Limites de Fluxos nas Linhas.....</i>	98
4.1.5.4	<i>Limites dos taps de reguladores de tensão e transformadores de distribuição e susceptância de banco de capacitores</i>	100
4.1.5.5	<i>Monitoramento de desequilíbrio de tensão entre fases.....</i>	100
4.1.5.6	<i>Limites de potência aparente das GDs</i>	103
4.1.6	<i>Inserção do Modelo trifásico dos transformadores de distribuição</i>	103
4.1.6.1	<i>Método da Injeção de Corrente para Transformador Estrela-aterrada Estrela-aterrada</i>	104
4.1.7	<i>Nova formulação incluindo injeções de potência dos transformadores de distribuição</i>	110
4.2	FLUXO DE POTÊNCIA ÓTIMO MULTIPERÍODO	112
4.3	FLUXO DE POTÊNCIA ÓTIMA PARAMETRIZADO	116
4.4	CONSIDERAÇÕES FINAIS	117
5	RESULTADOS	119
5.1	FLUXO DE POTÊNCIA ÓTIMO TRIFÁSICO MULTIPERÍODO	119
5.1.1	<i>FPOTM - Sistema 90 Barras</i>	121
5.1.1.1	<i>FPOTM - Sem Geração PV – 90 barras</i>	124
5.1.1.2	<i>FPOTM - Sistema com 20% de Penetração de PV – 90 barras.....</i>	129
5.1.1.3	<i>FPOTM - Sistema com 40% de Penetração de PV – 90 barras</i>	133
5.1.1.4	<i>FPOTM - Sistema com 70% de Penetração de PV – 90 barras.....</i>	138
5.1.2	<i>FPOTM - Sistema IEEE 123 Barras</i>	141
5.1.2.1	<i>FPOTM - Sem Geração PV– 123 barras</i>	144
5.1.2.2	<i>FPOTM - Sistema com 20% de Penetração de PV – 123 barras.....</i>	149
5.1.2.3	<i>FPOTM - Sistema com 40% de Penetração de PV – 123 barras.....</i>	153
5.1.2.4	<i>FPOTM - Sistema com 70% de Penetração de PV – 123 barras.....</i>	158
5.1.3	<i>Comparação TAP Ajustado versus TAP Nominal</i>	163
5.2	AVALIAÇÃO DO FPOT MULTIPERÍODO	168
5.3	FLUXO DE POTÊNCIA ÓTIMO TRIFÁSICO PARAMETRIZADO ...	171
5.3.1	<i>FPOT Parametrizado - Sistema 90 Barras.....</i>	171
5.3.1.1	<i>FPOTP - Sistema com 0% de Penetração de PV – 90 barras</i>	171
5.3.1.2	<i>FPOTP - Sistema com 20% de Penetração de PV – 90 barras</i>	173

5.3.1.3	<i>FPOTP - Sistema com 40% de Penetração de PV – 90 barras</i>	<i>175</i>
5.3.2	<i>FPOT Parametrizado - Sistema 123 Barras.....</i>	<i>176</i>
5.3.2.1	<i>FPOTP - Sistema com 0% de Penetração de PV – 123 barras</i>	<i>176</i>
5.3.2.2	<i>FPOTP – Sistema 123 barras - 20%PV</i>	<i>178</i>
5.3.2.3	<i>FPOTP - Sistema com 40% de Penetração de PV – 123 barras</i>	<i>179</i>
5.4	FPOT MULTIPERÍODO VS PARAMETRIZADO	180
5.4.1	<i>Sistema 90 Barras</i>	<i>181</i>
5.4.2	<i>Sistema IEEE 123 Barras</i>	<i>184</i>
5.5	DESEQUILÍBRIO DE TENSÃO ENTRE FASES.....	188
5.6	CONTROLE DE FATOR DE POTÊNCIA DA GERAÇÃO FOTOVOLTAICA	191
5.7	DIMENSIONAMENTO DE BANCO DE CAPACITORES	195
5.8	CONSIDERAÇÕES FINAIS	202
6	CONCLUSÕES E SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS	205
7	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	209
ANEXO 1 – SISTEMA 90 BARRAS		218
ANEXO 2 – SISTEMA IEEE 123 BARRAS ALTERADO		227
ANEXO 3 – SISTEMA IEEE 34 BARRAS ALTERADO		238

1 INTRODUÇÃO

1.1 CONTEXTUALIZAÇÃO

Nos últimos anos, as mudanças nas redes de distribuição de energia, tais como: inserção de Geração Distribuída (GD) (pequenas centrais hidrelétricas, geração por biomassa, placas fotovoltaicas, entre outras) que podem ser trifásicas ou monofásicas e o crescente desbalanço das cargas intensificaram os problemas nas redes de distribuição no que diz respeito ao desequilíbrio de tensão, desequilíbrio de corrente e compensação de potência reativa (além de outras questões que não serão abordadas nesse trabalho, tais como proteção, confiabilidade e preservação dos diversos índices de qualidade de energia da rede).

Assim, apesar das GDs impactarem na capacidade de proporcionar regulação de tensão mais rápida e eficiente, melhorar a estabilidade da tensão e reduzir perdas elétricas (FARAG et al., 2011), (JUANUWATTANAKUL; MASOUM, 2012), elas podem também impor novos problemas ao sistema quanto maior for sua penetração, tais como: sobretensões devido à inversão do fluxo, eventual aumento das perdas elétricas e conflitos operacionais (FENG; WANG; NIU, 2019; PINTO et al., 2020). Além disto pode ocorrer a deterioração dos comutadores de taps dos reguladores de tensão devido ao excesso de operações impostas pela flutuação de tensão que pode ser provocada pela injeção de potência das GDs (AGALGAONKAR; PAL; JABR, 2014). Esses problemas requerem estudos prévios para instalação das fontes e de equipamentos de controle de modo a diminuir os possíveis impactos negativos e maximizar os positivos. Por exemplo, pode-se realizar reconfiguração do sistema para se otimizar os impactos de uma GD já instalada ou de novas GDs ou ainda, pode-se utilizar controladores eletrônicos capazes de controlar o fluxo de potência ativa e reativa nas fases tais como proposto por: Anwar; Pota (2012); Cao et al. (2013); Carpinelli et al. (2012); Juanuwattanakul; Masoum (2012); Li et al. (2017); Singh et al. (2007) e Taher e Karimi (2014).

Todas essas questões requerem contínuo desenvolvimento de ferramentas computacionais que possam planejar e operar a rede com confiabilidade, eficiência e custo reduzido.

Essas mudanças induziram a transformação das redes de distribuição para as chamadas redes ativas de distribuição, que englobam além da geração distribuída, resposta à demanda, equipamentos de armazenamento de energia, veículos elétricos e microrredes. Esses elementos requerem uso intensivo de tecnologia de informação, comunicação, instrumentação, controle, além das já citadas necessidades de desenvolvimento de novas formulações matemáticas para planejamento e operação.

Outro ponto a considerar é que muitas das formulações de análise existentes são desenvolvidas para representação monofásica, que podem induzir a erros, pois nas redes de distribuição existem cargas e GDs desbalanceadas, distribuídas ao longo de ramais trifásicos, bifásicos e monofásicos. Por exemplo, Pereira, Fernandes e Aoki (2016) alertaram quanto ao mascaramento de resultados obtidos quando da alocação de dispositivos reguladores de tensão através da clássica representação monofásica simplificada do sistema (ou seja, errônea consideração de que a rede de distribuição é simétrica e balanceada). E ainda, Alam et al. (2012) apontam para a importância de se utilizar formulações matemáticas que considerem redes ativas de distribuição desbalanceadas.

Além disso, frente aos desafios impostos pelas transformações das redes de distribuição, as tarefas de um planejador desse tipo de rede ativa de distribuição devem levar em conta:

a) Geração fotovoltaica (GFV), principalmente as instaladas nos telhados que têm características monofásicas. Nesse caso, é necessário prever o comportamento da rede quando elas injetam potência na rede, de modo a não extrapolar limites operacionais. Outras questões pertinentes à penetração de GFVs relacionam-se ao fator de potência e aos limites impostos pelos inversores de potência. Em uma representação monofásica da rede, pode-se extrapolar os limites de fator de potência da geração GFV e acarretar mais erros de análise, devido às diferenças entre as fases e desbalanço de carga. E ainda, traz-se à tona a possibilidade de se controlar o fator de potência de inversores (NGUYEN et al., 2019) que podem ter simplesmente fator de potência fixo unitário ou fator de potência ajustável. Assim, em uma análise de longo prazo para o planejamento da rede, o fator de potência da GD pode influenciar no fornecimento de excedente de potência reativa, o que pode levar a possíveis realocações e atuações dos

equipamentos reguladores de tensão conectados na rede (LACHOVICZ, 2018). Além disto, pode equalizar a injeção de potência ativa através da geração fotovoltaica em períodos de grande insolação com a demanda da carga (FENG; WANG; NIU, 2019), prevenindo assim um desgaste acentuado dos comutadores automáticos de taps dos reguladores de tensão (AGALGAONKAR; PAL; JABR, 2014). Ou ainda, supondo que GDs não sejam despachadas, elas podem ter sua injeção de potência reativa otimizada através dos inversores de potência de modo a satisfazerem os limites de potência aparente das GDs e serem aliados ao controle de perfil tensão e desequilíbrio de tensão.

b) Desbalanço das redes devido a: circuitos radiais, alta relação entre a resistência e reatância das linhas, assimetria das linhas, presença de circuitos monofásicos e bifásicos, entre outros fatores, Alam et al. (2012) e Costa e Pereira (2007).

c) Crescente desbalanceamento de carga que implica em desequilíbrios de tensão entre as fases, cujo valor máximo, definido pelo PRODIST módulo 8 da ANEEL, deve ser 2% para tensões acima de 1 kV.

d) Perdas técnicas de energia elétrica, que variam de 5,3% (São Paulo) a 12,2% (Piauí), com média nacional igual a 7,5% e que representam um total de 38,3 TWh de perdas técnicas no ano de 2018, segundo ANEEL (2019). Assim, ações como dimensionamento e operação de banco de capacitores, podem ser alternativas para diminuição das perdas elétricas, pois os bancos de capacitores, além de serem utilizados para correção de fator de potência também são utilizados para melhorar o perfil de tensão.

e) Aumento substancial da aplicação de recursos de controle automático avançado. Porém, devido a custos e retardo na implantação plena dos mesmos, pode-se adotar soluções que demandam menos investimento e com implementação mais rápida, como por exemplo, uso de bancos de capacitores, ajuste adequado dos *taps* fixos dos transformadores de potência e de distribuição e dos reguladores de tensão ao longo da rede e até mesmo adequado ajuste de fator de potência dos inversores instalados junto às GDs. Essas soluções planejadas de forma global ou individual para cada fase podem diminuir o desequilíbrio de tensão e violação do perfil de tensão.

f) Reguladores de tensão que geralmente contam com um controle automático dos *taps*, advindos de monitoramento da tensão da rede e de parâmetros pré-estabelecidos (BARAN JR; FERNANDES, 2016). Como as linhas de distribuição de 13,8 kV e 34,5 kV estão ficando muito longas, tem se tornado difícil manter o perfil de tensão adequado no final do alimentador, sendo necessário também a utilização de mais reguladores de tensão, a fim de assegurar os níveis de tensão adequados. Além disso, os desequilíbrios de cargas podem causar sub ou sobretensões distintamente nas fases da rede. Para contornar este problema, pode-se instalar conjuntos de reguladores monofásicos, formando um conjunto trifásico que possibilite ajustes individuais dos *taps* para cada fase (BARAN Jr; FERNANDES, 2016 e LIU *et al.* 2016 e NEISIUS; DZAFIC, 2011 e ROBBINS *et al.*, 2016).

f) Transformadores de distribuição que têm ajuste fixo de *taps*, devem ser idealmente ajustados de modo a garantirem, juntamente com a ação dos demais dispositivos reguladores, um perfil de tensão e nível de desequilíbrio de tensão que atendam aos diversos cenários de carga e geração de potência das GDs.

1.2 JUSTIFICATIVA

As principais ferramentas de análise disponíveis para redes elétricas são os fluxos de potência (FP) monofásicos, desenvolvidos para sistemas de transmissão, tais como os Métodos de Newton-Raphson, Método Desacoplado e Desacoplado Rápido.

No entanto, eles não apresentam desempenho adequado para redes de distribuição radiais devido a problemas de dominância e mal condicionamento da matriz de admitância nodal, que são frutos da baixa relação X/R (reatância/resistência) dos parâmetros dos alimentadores, trechos com impedâncias relativamente baixas (representação de chaves, RTs e trechos pequenos de linha entre cargas muito próximas) associados a outros com valor de impedância relativamente alto (MONTICELLI, 1983). Por esses motivos, vários métodos específicos para solução de Fluxo de Potência (FP) monofásico aplicados a redes de

distribuição radiais já foram desenvolvidos (SRINIVAS, 2000). Além disto, para redes de distribuição desequilibrados tem-se também as formulações de FP trifásicos.

No entanto, como já mencionado, estratégias de controle de tensão e redução de perdas são importantes em redes trifásicas com grande número de cargas monofásicas a partir do tronco principal (trifásico), pois a tensão de operação ao longo do alimentador torna-se muito desequilibrada, aumentando as perdas e dificultando seriamente a regulação da tensão nas três fases do circuito. Salienta-se que essas questões de controle podem ser abordadas através de problemas de otimização tal como o Fluxo de Potência Ótimo Trifásico (FPOT).

Além disso, com a crescente utilização das GDs, torna-se também importante analisar o ajuste dos equipamentos instalados ao longo do alimentador, tais como, dos taps dos reguladores de tensão, dos transformadores de distribuição (TD) e de bancos de capacitores (cujas funções primárias na rede é adequar o fator de potência e regular o perfil de tensão), além da própria GD.

Ainda quanto aos bancos de capacitores, eles podem ser mais bem dimensionados para se adequarem à capacidade das GDs de injetar potência reativa na rede e às comutações dos taps dos reguladores de tensão.

Cabe ressaltar que não há uma ferramenta que otimize o ajuste de taps dos tradicionais TDs, e que os mesmos ainda não foram suficientemente explorados para que se possa na sequência melhor integrá-los a GD e a tecnologias mais avançadas e caras.

Assim, a lacuna e a necessidade de se realizar ajustes ótimos de taps de TDs levou a ser propor nessa tese, um problema de otimização que realiza esses ajustes de forma a extrair mais benefícios para a rede e para tecnologias mais avançadas que venham a se popularizar, e que possam a ser importantes elementos para enfrentar os novos desafios das variações do perfil de tensão das redes ativas.

Um outro ponto a colocar é que as referências sobre ajustes de equipamentos, utilizam ou inteligência artificial ou métodos de programação inteirista. Contudo, nesse trabalho, optou-se por resolver o problema de otimização através de técnicas tradicionais de solução como o Método dos Pontos Interiores (MPI), que otimiza apenas variáveis contínuas. Desse modo, foi necessário tornar a

variável de ajuste contínua dos taps dos TDs em valor inteiro, através de discretização.

Outro ponto importante é quanto à representação do fasor tensão. Como os estudos de Pereira (2006) apontam para a modelagem do fasor tensão na forma retangular, pois ela apresenta boas características de convergência em redes radiais de distribuição e torna as equações de balanço de potência quadráticas, ela foi adotado nessa tese.

E, a literatura também aponta para as modelagens de carga, capacitores, transformadores de distribuição tais como descritas em (CHEN *et al.*, 1991), as quais também foram utilizadas nessa tese.

Um ponto importante a salientar ainda é que as formulações aplicadas para apenas um período (que consideram apenas um ponto operacional) não conseguem realizar ajustes que devem servir também a vários outros pontos operativos. Por exemplo, o ajuste de tap de um TD (que uma vez fixado, ali permanece ao longo de toda a operação) deve ser capaz de satisfazer simultaneamente a todos os cenários operacionais da rede. Ou seja, deve-se encontrar uma alocação de tap ideal que atenda a todos os cenários que abrangem diferentes níveis de carga e geração fotovoltaica (vários perfis de radiação solar), entre outros parâmetros que mudam ao longo do dia. Esse ponto levou à formulação de um problema de otimização que realiza os ajustes do taps dos TDs de modo a atender simultaneamente a vários cenários de carga e geração distribuída.

1.3 REVISÃO DA LITERATURA

Uma das formas de se resolver o problema de redes de distribuição desequilibradas é o FP trifásico, e muitos trabalhos são dedicadas a este tipo de modelagem e que serão lembrados no Capítulo 2. Dentre eles, destacam-se:

- Cheng e Shirmohammadi (1995) e Shirmohammadi *et al.* (1988) que apresentaram pioneiramente modelagem de linhas, capacitores, cargas e barras PV trifásicas;
- Birt *et al.* (1976) e Monticelli *et al.* (1990) que desenvolveram algoritmos derivados do Método de Newton Desacoplado;

- Garcia *et al.* (2000) e Teng (2003) que se basearam em injeções de corrente trifásicas;
- Pizalli (2003) que utilizou a técnica *backward-forward sweep*;
- Ramos, Exposito e Cordero (2004) que levaram em consideração o acoplamento mútuo das linhas no processo *backward-forward* ;
- Khodr *et al.* (2006) que apresentaram um fluxo de carga baseado em iterações de potência–tensão;
- Pereira (2006) que apresentou uma avaliação crítica a respeito do desempenho das formulações de fluxo de potência para solução de sistemas trifásicos através de método iterativo de Newton-Raphson. Segundo este trabalho, para sistemas mal-condicionados, equilibrados ou não, a utilização da forma polar para representar o fasor tensão implica em problemas de convergência, enquanto que os métodos que usam a representação retangular apresentam melhor convergência;
- Dugan (2013) desenvolveu um código aberto *Open Distribution System Simulator* (OpenDSS) que considera a modelagem trifásica de sistemas desbalanceados, fornece o comportamento dos BCs e RTs sob curva de carga e possui interface de integração com outros programas.

Porém com a necessidade de um maior controle de tensão e de limites operacionais (como os de desequilíbrio de tensão), torna-se necessário a utilização de abordagens que sejam capazes de resolver tais necessidades.

Os problemas de otimização, tal como o Fluxo de Potência Ótimo Trifásico (FPOT), são ferramentas capazes de atuar sobre essas necessidades, com destaque para os seguintes trabalhos:

- Araujo *et al.* (2013) que modelaram um fluxo de potência ótimo trifásico para análise da rede e do comportamento da tensão a partir da representação das injeções de corrente. Esse FPOT não realiza ajustes de bancos de capacitores e nem de *taps* dos transformadores e distribuição e reguladores de tensão;
- Bruno *et al.* (2011) otimizaram o sistema para uso em Redes Inteligentes de modo a efetuar corte de cargas, cuja formulação do fluxo de potência ótimo foi resolvida pelo método Quasi-Newton; e,
- Baran Jr e Fernandes (2016) que modelaram um Fluxo de Potência Ótimo Trifásico para análise da rede e do comportamento da tensão usando representação

por injeções de potência e representação de tensão na forma retangular, resolvendo-o pelo Método dos Pontos Interiores (MPI);

- Nazir, Racherla e Almassalkhi (2019) que desenvolveram um algoritmo baseado em programação cônica de segunda ordem e programação semidefinida, para resolver o problema de despacho de potência multiperíodo em redes de distribuição desbalanceadas com baterias.

- Bazrafshan, Gatsis e Zhou (2019) que propuseram uma modelagem de FPO multifásico, baseado em programação semidefinida, capaz de ajustar os taps dos reguladores de tensão conectados em estrela, delta e delta aberto.

- Pinto et al. (2020) que desenvolveram um Fluxo de Potência Ótimo Trifásico visando a inclusão de baterias para o planejamento da operação, com formulação baseada no Método dos Multiplicadores com direções alternadas.

- Dall'Anese, Hao e Giannakis (2013), Robbins, Zhu e Dominguez-Garcia (2016), Liu et al. (2018), e Bazrafshan, Gatsis e Zhu (2018) que resolveram um FPOT por meio de programação semidefinida (PSD) ou programação cônica de segunda ordem para sistema com grande penetração de GD e com foco no ajuste de taps de reguladores de tensão. Apesar das vantagens da PSD, como encontrar uma solução global ideal, ela não foi selecionada para este estudo devido ao grande esforço computacional necessário na simulação de grandes sistemas, pois aumenta o espaço de busca da solução, aumentando o número de variáveis.

As referências descritas estão relacionadas à formulação matemática e aos métodos para resolver sistema trifásicos, enfatizando a relevância do MPI, que foi utilizado nesse trabalho para solucionar o problema de otimização proposto.

Segue agora a preocupação com o ajuste de capacitores, ajuste de taps de reguladores de tensão e análise de GDs:

-Elsheikh *et al.* (2014) e Razak *et al.*(2014) otimizaram o dimensionamento de banco de capacitores e alocação ótima dos mesmos utilizando a técnica de enxame de partículas ou via algoritmos genéticos tal como proposto em Carpinelli *et al.*(2012);

- Vitor e Vieira (2016) otimizaram a regulação de tensão via *taps* de reguladores de tensão, sendo que a otimização das posições dos *taps* foi realizada via Algoritmos Genéticos e a análise das soluções via OpenDSS;

- Ju et al. (2017) propuseram um modelo de transformador trifásico resolvido por meio de um modelo de programação quadrática com restrições inteira-mista e método big-M.

Aplicações de tecnologias mais sofisticadas também foram descritas em trabalhos anteriores, tais como compensadores estáticos de baixa tensão var (LV-SVCs) (PADULLAPARTI, NGUYEN e SANTOSO, 2019), sistemas de armazenamento de energia distribuído (WANG et al., 2016), compensador síncrono estático (STATCOM) (ROHOUNA et al., 2020) e microrredes que prestam serviços ancilares (Wang et al., 2018).

Dessa breve relação de trabalhos, observa-se uma lacuna quanto à modelagem trifásica que realiaze ajustes de taps de transformadores de distribuição (TD) aliada a demais controles convencionais já conhecidos.

1.4 OBJETIVOS

O objetivo geral do trabalho é formular e implementar um problema de otimização que seja capaz de planejar o controle de tensão de uma rede de distribuição trifásica através do ajuste de *taps* de transformadores de distribuição, dos reguladores de tensão que satisfaçam simultaneamente a diferentes perfis de GD e carga.

Como objetivos específicos, tem-se:

- aprimorar ferramenta matemática que resolve o problema do Fluxo de Potência Ótimo Trifásico monoperíodo para uma versão multiperíodo, que ajuste taps de reguladores de tensão para diferentes configurações de alimentadores e cenários de carga e GD;
- modelar o desequilíbrio da tensão entre as fases a fim de monitorá-lo;
- modelar limites de potência aparente das GDs de modo a possibilitar o seu despacho de potência reativa;
- modelar dimensionamento de banco de capacitores;
- propor modelo matemático para ajustar taps de transformadores de distribuição.

- propor modelos auxiliares tais como: Fluxo de Potência Ótimo Trifásico Parametrizado (FPOTP) que permite confrontar os resultados de uma formulação monopérido com uma formulação multipérido e FPOT exaustivo que contempla todas as combinações de taps a fim de validar os resultados obtidos pelo FPOTM.

1.5 PROPOSTA DA TESE E CONTRIBUIÇÕES PRETENDIDAS

A fim de atender às necessidades listadas na fase de planejamento de uma rede de distribuição, essa tese propõe aprimoramento de um FPOT monopérido, proposto em Baran Jr. Fernandes (2016), para uma formulação que contemple vários cenários a fim de auxiliar o planejamento da regulação de tensão de uma rede de distribuição, tornando não apenas o tradicional ajustes dos reguladores de tensão, mas também das derivações dos transformadores de distribuição (TD) que devem atender simultaneamente a diferentes configurações de patamares de carga e de geração de potência GD (que depende da incidência solar, por exemplo) durante um dia típico.

Para tanto, essa tese formula um problema de otimização que se aplica a uma rede desequilibrada trifásica, que além das ações de controle convencionais, como ajuste de taps de reguladoras também faz ajustes de taps de transformadores de distribuição (TD), considerando não apenas um ponto de operação, mas uma combinação de vários cenários simultaneamente. Ou seja, propõe um Fluxo de Potência Ótimo Trifásico Multipérido (FPOTM). A consideração de vários períodos (ou cenários) deve ser feita porque, depois que os taps dos TDs são fixados nas posições otimizadas, eles não mudam durante a operação. Além disso, formula-se uma estratégia de discretização das posições contínuas dos taps para valores discretos. Portanto, essa alocação de taps deve satisfazer diferentes condições de penetração de carga e GD além de também minimizar as perdas elétricas totais.

Além da proposição do FPOTM, algumas variações dessa ideia principal são desenvolvidas de forma a validar seus resultados. Para tanto, propõe-se também a parametrização da carga e da inserção de GD a fim de permitir a execução de cada cenário individualmente. Essa formulação, denominada Fluxo de Potência Ótimo Trifásico Parametrizado (FPOTP) permite confrontar os resultados de uma

formulação monoperíodo com uma formulação multiperíodo. E ainda, como validação da proposta, também se propõe um método que testa exhaustivamente todas as combinações de taps dos TDs para validar os resultados do FPOTM e FPOTP. Sobre a versão do FPOTP implementa-se outras restrições relacionados ao controle de desequilíbrio de tensão entre fases, controle de fator de potência de inversores das fontes distribuídas e análise de injeção de potência reativa de banco de capacitores.

Nesta tese, que propõe o ajuste dos *taps* dos transformadores de distribuição via FPOT expandido para múltiplos cenários (Fluxo de Potência Ótimo Trifásico Multiperíodo - FPOTM) encerra as seguintes contribuições:

- Ajuste de *taps* de TDs (levando em consideração a conexão dos enrolamentos dos transformadores) de modo a adequar o perfil de tensão a qualquer nível de carregamento da rede;
- Concomitante ajuste de taps reguladores de tensão para diferentes configurações dos alimentadores e GDs.

Adicionalmente, foram implementados um FPOT parametrizado (parametrização de caga e geração de GD) a fim de confrontar os resultados com o FPOTM com as seguintes características:

- Ajuste de banco de capacitores de forma global e por fase, a fim de realizar compensação de potência reativa;
- Monitoramento de desequilíbrio da tensão entre as fases de modo que o mesmo não seja maior que 2%;
- Redespacho de potência reativa das GDs;

E, finalmente, propõe-se um FPOT exaustivo que executa todas as combinações de taps a fim de validar os resultados obtidos pelo FPOTM.

1.6 ORGANIZAÇÃO DA TESE

Essa proposta de tese está estruturada em seis capítulos. O Capítulo 1 apresenta a contextualização e objetivos da mesma; o Capítulo 2 apresenta a revisão bibliográfica referente a sistemas desbalanceados e no Capítulo 3 são apresentados os modelos trifásicos dos componentes dos sistemas de distribuição.

No Capítulo 4 é apresentada a formulação matemática do FPOTM e FPOTP considerando a modelagem do transformador de distribuição com ajuste de *taps*, como também demais funcionalidades a serem descritas.

O Capítulo 5 apresenta os resultados obtidos para os sistemas de distribuição IEEE 34 barras, IEEE 123 barras e 90 barras, e por fim o Capítulo 6 apresenta as conclusões referentes ao trabalho desenvolvido e sugestão para trabalhos futuros.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Neste capítulo é apresentada a estratégia de seleção de portfólio bibliográfico, os passos para a análise bibliográfica e a revisão da bibliografia encontrada.

Leva-se em consideração os tipos de análise do fluxo de potência (monofásico, trifásico e ótimo trifásico) para se separar a bibliografia selecionada.

Ao final do capítulo mostra-se um comparativo entre esta tese e a literatura analisada.

2.1 ESTRATÉGIA DE SELEÇÃO DE PORTFÓLIO BIBLIOGRÁFICO

A coleta de material para a realização da pesquisa bibliográfica foi feita através do *software Publish or Perish*, onde se coloca os termos de interesse, definem-se os parâmetros de pesquisa e o *software* faz uma triagem nos bancos de dados científicos em busca de artigos científicos com as palavras chaves utilizadas.

Definiu-se uma janela de pesquisa de 13 anos, ou seja, de 2007 a 2020, limitando-se a pesquisa em mil artigos mais relevantes, com dois eixos de pesquisa, um deles se refere ao fluxo de potência e o outro ao transformador de distribuição e banco de capacitor, que visam buscar material sobre ajuste de taps do transformador e dimensionamento de capacitor via fluxo de potência ótimo trifásico. Os termos utilizados foram:

- Eixo 1:
 1. *Unbalanced Optimal Power Flow*;
 2. *Three-Phase Optimal Power Flow*;
 3. *Multi-scenario power flow*;
 4. *Dinamic power flow*;
- Eixo 2:
 - i. *Capacitor*;
 - ii. *Transformer*;
 - iii. *TAP*;
 - iv. *Distribution system*

Foram feitas as buscas cruzando-se os dois eixos no software *Publish or Perish*, e os resultados desta busca estão apresentados na TABELA 1.

TABELA 1 – RESULTADOS DA PESQUISA NO SOFTWARE *PUBLISH OR PERISH*

Artigos encontrados				
Eixo1 \ Eixo 2	1	2	3	4
i	992	997	344	995
ii	996	996	344	997
iii	994	997	278	987
iv	993	995	997	985

FONTE: O autor (2020)

As pesquisas foram salvas em formato “.ris” e importadas no *software Mendeley* para a seleção dos artigos. Após a importação no *Mendeley* e com a exclusão dos artigos repetidos, restaram 11.109 artigos para análise.

A seleção dos artigos, efetuaram-se os seguintes passos:

- 1) Leitura dos Títulos;
- 2) Pré-leitura, onde lê-se somente o resumo;
- 3) Leitura Seletiva, com a leitura da introdução e conclusão;
- 4) Leitura Crítica do artigo;
- 5) Leitura interpretativa do artigo.

A TABELA 2 mostra os resultados após cada etapa de seleção dos artigos.

TABELA 2 – ARTIGOS RESTANTES EM CADA ETAPA DE LEITURA

Tipo de Leitura	1	2	3	4	5
	1098	487	106	49	49

FONTE: O autor (2020)

Ou seja, a partir da análise de artigos, decidiu-se por realizar leitura detalhada de 49 artigos sobre o tema, além disto, foram adicionados 22 artigos encontrados como referência em outros artigos e/ou trabalhos, que são a seguir descritos.

As métricas destes 71 artigos são as seguintes:

- Total de citações: 7297;
- Citações por ano: 228,03;
- Citações por artigo: 102,77;
- Autores por artigo: 3,58.

2.2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Nos últimos anos criaram-se ferramentas para resolver o fluxo de potência e fluxo de potência ótimo em redes de distribuição que tendem ao abandono do modelo clássico monofásico pela análise trifásica, através de vários métodos.

Para se acompanhar a evolução das pesquisas sobre modelagem e métodos de solução de redes de distribuição, a descrição dos trabalhos será feita separadamente para:

- Fluxo de Potência Monofásico;
- Fluxo de Potência Trifásico;
- Fluxo de Potência Ótimo Trifásico.

Tais ferramentas visam contornar problemas intrínsecos das redes de distribuição, como por exemplo o desbalanço de cargas (cargas com diferenças de potências ativa e reativa nas fases) e consequente desequilíbrio de tensão (quando as magnitudes de tensão das fases não possuem o mesmo valor eficaz e defasagem angular de 120° entre si, devido principalmente ao desbalanço de carga entre as fases), que faz com que análise apenas monofásica apresente um desempenho insatisfatório. Elas ainda buscam contornar problemas de mau condicionamento numérico da matriz de admitância devido a presença de impedâncias com valores muito baixos junto com impedâncias de valores elevados, baixa relação X/R , entre outros (MONTICELLI, 1983).

2.2.1 Fluxo de Potência Monofásico

Na literatura, os métodos de solução de FP monofásico em sistemas de distribuição radiais estão divididos em duas categorias: Método da Soma das

Correntes – SDC (Varredura Direta e Reversa) ou Soma das Potências – SDP (Baseados na Impedância Nodal Implícita) (SRINIVAS, 2000).

Sistemas puramente radiais são melhor resolvidos com a utilização da primeira categoria. Podem ser formulados em termos de corrente (SHIRMOHAMMADI et al., 1988) ou formulação através da potência (BROADWATER et al., 1988).

Já para sistemas malhados os métodos que utilizam a matriz de impedância nodal implícita são os mais adequados, nos quais são utilizadas as injeções de corrente equivalentes e a matriz de admitância nodal, sendo que as cargas e as fontes são representadas separadamente através de superposição (CHEN, 1991).

Ainda utilizando representação monofásica e inserção de geração fotovoltaica, Agalgaonkar, Pal e Jabr (2014) analisaram o impacto causado na vida útil dos comutadores de tap sob carga dos reguladores de tensão devida às variações de injeção de potência. O problema de otimização envolvido foi resolvido pelo Método dos Pontos Interiores a fim de otimizar o despacho de potência reativa da geração fotovoltaica e assim minimizar as operações de mudança de taps dos reguladores de tensão.

Nguyen et al. (2015) modelaram um fluxo de potência ótimo monofásico com utilização de baterias a fim de obter um melhor armazenamento de energia ao longo do dia, mas usando um modelo monopérrido e parametrizando a carga.

2.2.2 Fluxo de Potência Trifásico

Os primeiros trabalhos importantes para representação de desbalanços de carga em redes de distribuição foram: Cheng e Shirmohammadi (1995) que implementaram um fluxo de carga para redes de distribuição desequilibrados onde incluiu-se a modelagem trifásica de linhas, cargas, capacitores e barras PV; Birt et al. (1976) utiliza Método de Newton; Monticelli et al. (1990) e Garcia e Zago (1996) desenvolveram algoritmos derivados do Método de Newton Desacoplado.

Uma modelagem utilizando injeções de corrente trifásica em coordenadas retangulares, porém sem inclusão de capacitores, transformadores e reguladores de tensão foi implementada por Garcia et al. (2000). Outro trabalho que não incluiu transformadores, reguladores de tensão e capacitores foi exposto por Teng (2003),

onde aproveitou-se a topologia da rede trifásica para relacionar os fluxos de corrente nos ramos com as injeções de correntes nas barras, o qual é aplicado apenas a redes radiais.

Pizalli (2003) considerou o modelo a quatro fios, com o neutro podendo ou não estar aterrado, utilizando modelos de transformadores e cargas com solução por *backward-forward sweep* para redes de distribuição radiais.

Os acoplamentos mútuos das redes trifásicas foram levados em consideração por Ramos, Exposito e Cordero (2004) para implementação de um algoritmo que usa etapa *backward* para definir os fluxos de correntes e a etapa *forward* para calcular as tensões.

Khodr et al. (2006) incluíram as perdas nas cargas de cada nó. Para isso utilizaram um fluxo de carga fundamentado em iterações de potência-tensão com cargas desbalanceadas, explorando assim a estrutura radial das redes.

Uma avaliação crítica foi apresentada por Pereira (2006), que averiguou o desempenho das formulações de fluxo de potência que utilizam o método de *Newton-Raphson* em sistemas trifásicos. Foram utilizadas as formas polar e retangular, e ainda equações de injeção de potência com correção posterior da potência reativa gerada. Conforme já comentado no Capítulo 1, a metodologia polar não convergiu para sistemas mal condicionados. Por isso, concluiu-se pela utilização do fasor tensão na forma retangular como sendo mais adequada para modelagem de fluxos de potência. Estudos realizados por Szusoviski (2009) e Souza et al. (2013) mostraram que esta forma de representação tem bons resultados em redes de distribuição extensas e mal condicionadas.

Penido et al. (2008) utilizou o método de *Newton-Raphson* para resolução de fluxo de potência por injeção de corrente na forma retangular a quatro fios, para análise de sistemas desbalanceados, radiais ou malhados.

Marinho e Taranto (2008) implementaram um fluxo de carga capaz de analisar tanto sistemas trifásicos quanto sistemas monofásicos, sendo que foram divididos em dois subsistemas, monofásico para sistemas de transmissão e trifásico para sistemas de distribuição. O algoritmo desenvolvido é capaz de resolver os dois subsistemas simultaneamente.

Mori e Seki (2009) propuseram um fluxo de potência continuado para analisar a estabilidade de tensão em sistemas de distribuição trifásicos radiais, o algoritmo retorna as curvas P-V do sistema.

Uma comparação entre os métodos de injeção de corrente e o *forward-backward sweep* em sistemas trifásicos foi feita por Araujo et al. (2010), onde os métodos que utilizam a formulação por injeção de corrente apresentam melhor desempenho em sistemas altamente malhados, grandes cargas ou sistemas muito grandes.

Dilek et al. (2010) implementaram um algoritmo que utiliza o método *forward-backward sweep* em que as injeções de corrente são calculadas através da matriz de sensibilidade do sistema, podendo ser aplicado em sistemas malhados transformando-os em sistemas radiais. Outra formulação utilizando *forward-backward sweep* e aplicada em sistemas de distribuição foi criada por Augugliaro et al. (2010) e também transforma sistemas malhados em radiais, porém, a solução adotada pra cálculo das correntes é a injeção de uma contra corrente de igual valor que implica em uma tensão igual nos dois pontos onde o sistema foi aberto.

Já, Chen e Yang (2010) propuseram método iterativo baseado na teoria de grafos e injeções de corrente.

Farag et al. (2011) modelaram um FP trifásico para sistemas de distribuição radial utilizando injeção de corrente, com modelos trifásicos das cargas, reguladores de tensão e geração distribuída, apresentando uma comparação dos resultados para o sistema com ou sem a utilização dos reguladores de tensão e geração distribuída. A resolução se deu através de uma heurística do tipo *backward-forward* em que os taps dos reguladores são atualizados a cada iteração.

Hong-Wei et al. (2011) propuseram um FP trifásico para redes desbalanceadas onde os sistemas foram divididos em subsistemas menores a fim de se facilitar a resolução do problema. A resolução do fluxo de carga trifásico baseia-se em manter uma matriz incidente que relaciona as tensões nodais e as injeções de corrente constantes ao longo de um algoritmo iterativo simples que vai atualizando as tensões nodais até que a diferença das tensões entre duas iterações seja menor que a tolerância.

Afim de se analisar os efeitos e consequências da geração fotovoltaica (PV) monofásica nos sistemas de distribuição trifásicos ao longo do dia, Alam, Muttaqi e

Sutanto (2013) implementaram uma ferramenta computacional que considera o modelo trifásico das linhas por injeção de corrente, transformadores e cargas para efetuar esta análise resolvido pelo método Newton-Raphson.

Penido et al. (2013) propuseram um Fluxo de Carga baseado em injeção de corrente a “N” condutores, solucionado através do método de *Newthon-Raphson* e considerando o desequilíbrio entre as fases, acoplamento mútuo, múltiplas fases, GD e ações de controle.

Uma ferramenta computacional atualmente muito usada no setor para resolver o fluxo de carga associado a cada configuração operativa de uma rede trifásica é o programa livre e de código aberto *Open Distribution System Simulator* (DUGAN, 2016). Essa ferramenta é voltada para a modelagem de redes de distribuição e considera a modelagem trifásica de sistemas desbalanceados, fornece o comportamento de banco de capacitores e reguladores de tensão sob curva de carga. Este programa tem sido amplamente utilizado pelo setor pela sua rapidez e robustez na convergência.

Portelinha (2016) implementou um fluxo de potência trifásico em redes de distribuição utilizando o método desacoplado rápido de Newton-Raphson com normalização complexa.

Para solucionar o fluxo de potência em sistemas de distribuição, Sunderland et al. (2016) propuseram um método da correção da injeção de corrente, aplicado a sistemas com 4 condutores. O modelo proposto ainda considera a geração eólica e fotovoltaica para analisar o seu impacto nas redes de distribuição.

Além desses vários métodos para solução de fluxo de potência trifásico já propostos na literatura existe outra vasta coleção de trabalhos que realizam comparação entre esses métodos Costa; Pereira (2007); Marinho; Taranto (2008), Dilek et al. (2010), Araujo et al. (2010), Augugliaro et al. (2010), Hong-wei et al. (2011), Sreenivasarao et al. (2012), Alam et al. (2012), Penido et al. (2013), Gomez-Gonzalez, Ruiz-Rodriguez e Jurado (2013), Ahmadi et al. (2016) e Sunderland et al. (2016).

Também existem trabalhos que realizam estimação probabilística do desequilíbrio de tensão em redes de distribuição desequilibradas (LIU; MILANOVIC, 2015), ou ainda o comportamento da tensão ao longo da rede de acordo com a variação de carga (WANG et al., 2017).

2.2.2.1 Fluxo de Potência Ótimo Trifásico

A seguir, descrevem-se os trabalhos que se basearam no aprimoramento do FPO, originalmente desenvolvido para redes monofásicas, mas estendidos agora para redes trifásicas de distribuição.

Esses trabalhos serão apresentados segundo suas formulações serem determinísticas ou estocásticas, sendo que alguns utilizam metaheurísticas, programação inteira-mista e programação baseada em relaxamento que podem ser classificados a qualquer uma das duas formulações anteriores.

Assim, dentre os trabalhos que utilizam técnicas determinística, cita-se primeiramente Bruno et al. (2011) que implementaram um fluxo de potência ótimo trifásico desbalanceado aplicado a Redes Inteligentes e para operação *online*, contanto com limitação de carga em medidores inteligentes ou corte de carga. Foi utilizado o método Quase-Newton para resolvê-lo e foram desconsideradas as impedâncias de acoplamento mútuo.

Para poder analisar o desequilíbrio de tensão em sistemas de distribuição trifásicos, Araujo et al. (2013) e Araujo, Penido e Vieira (2013) propuseram um fluxo de potência ótimo trifásico utilizando injeções de corrente, fasor de tensão na forma retangular e solucionado via método dos pontos interiores primal-dual. Foi implementado desequilíbrios entre as fases, diferentes tipos de cargas, condutor neutro, aterramentos e demais características dos sistemas de distribuição.

Ahmadi, Marti e Meier (2016) propuseram um fluxo de potência trifásico linearizado, com o método de injeção de corrente” para utilização no monitoramento em tempo real e estimação de estados de redes de distribuição trifásicas desequilibradas.

Sanseverino et. al. (2016) estudaram o comportamento de redes isoladas e para tanto implementaram um FPO cujo objetivo principal é a manutenção da tensão e regulação da frequência das unidades *inverter-interfaced*, fornecendo assim um ponto de operação estável para os geradores. A resolução do problema se deu via um método recente chamado de método das regiões verdadeiras de Newton

Baran Jr. e Fernandes (2016) implementaram um fluxo de potência ótimo trifásico utilizando injeções de potência, fasor de tensão na forma retangular e utilizando o método dos pontos interiores primal-dual, que minimiza as perdas,

monitora limites de tensão, limites de potência, ajusta os taps dos reguladores de tensão, modela as impedâncias mútuas.

Ayikpa, Almeida e Danielski (2017) implementaram um FPO trifásico a fim de estudar o impacto da geração PV em redes de distribuição, injetando reativo para reduzir o desequilíbrio de tensão e as perdas do sistema. A resolução do FPO se deu através do método dos pontos interiores e por injeção de corrente.

Zhao et al (2017) formularam um FPO mantendo constante a matriz Hessiana, para tal consideraram as correntes dos ramos como sendo variáveis desconhecidas. A resolução do problema se deu através do método dos pontos interiores.

Com o objetivo de se minimizar as perdas, otimizar a injeção de potência ativa pela geração fotovoltaica e minimizar as operações de bancos capacitores e reguladores de tensão, Nguyen et al. (2019) modelaram um despacho ótimo de potência via método dos pontos interiores primal dual para redes de distribuição desbalanceadas.

Alguns dos trabalhos que se destacam por utilizam métodos estocásticos e técnicas de inteligência artificial são descritos a seguir.

Utilizando a técnica de *Monte Carlo*, Singh, Misra e Singh (2007) averiguaram os efeitos que os modelos de cargas (residencial, comercial e industrial) tem sobre o planejamento da GD, podendo inclusive alterar o local de instalação ótima.

Carpinelli et al. (2012) formularam um problema para alocação ótima de capacitores em redes de distribuição trifásicas, utilizando modelos linearizados e técnicas estimação de estados, o qual foi resolvido via algoritmos microgenéticos.

Gomez-Gonzalez, Ruiz-Rodriguez e Jurado (2013) implementaram fluxo de potência ótimo resolvido via método de *Monte Carlo* em conjunto com o algoritmo *Shuffled Frog-Leaping*, para analisar sistemas trifásicos de distribuição radiais com geração PV, considerando na modelagem a radiação solar e as características das cargas.

Cao et al. (2013) formularam um fluxo de potência ótimo desbalanceado multiobjetivo baseado em otimização estocástica (*Chance-Constrained*). Consideraram-se os despachos de GD como sendo microturbinas, sendo que as perdas, os riscos de sobrecarga e as violações de tensões de uma pós contingência

são minimizados simultaneamente via FPO. Um nível de probabilidade pré-estabelecido é estabelecido, fazendo com que a modelagem apresente uma boa economia e bom desempenho pós-contingência, sendo que o mesmo foi modelado por injeção de potência com uma combinação entre o método de estimação de dois pontos (*two-point estimate method*) e otimização de Pareto. A proposta tem como objetivo suprir as necessidades da operação em curtíssimo prazo.

Considerando que os bancos de capacitores podem trazer inúmeros benefícios em redes de distribuição radial tanto ao sistema quanto aos consumidores, Razak et al. (2014) apresentaram um algoritmo que integra o pacote SIMULINK do MATLAB com a técnica de enxame de partículas para efetuar dimensionamento e alocação de capacitores. Elsheikh et al. (2014) apresentaram um algoritmo que utiliza a técnica de enxame de partículas para otimizar o dimensionamento e alocação de capacitores.

Taher e Karimi (2014) propuseram um fluxo de potência trifásico para otimização de alocação de GD e reconfiguração da rede a fim de se reduzir as perdas, balancear as correntes e tensões nas barras e reduzir as violações dos limites de tensão. Utilizaram injeção de potência para resolução do fluxo de potência, aliado com algoritmos genéticos para a otimização.

Liu e Milanović (2015) efetuaram uma análise probabilística do desequilíbrio de tensão na média tensão de redes de distribuição, para isso utilizaram um fluxo de potência via *Newton-Raphson* em conjunto com a técnica de *Monte Carlo* que retorna as possíveis faixas de tensão nas barras selecionadas, sendo uma ferramenta para análise da rede em tempo real, que fornece dados probabilísticos dos níveis de tensão nas barras em que não há monitoramento.

Com o intuito de otimizar a regulação da tensão em sistemas de distribuição com cargas desbalanceadas, Vitor e Vieira (2016) implementaram um algoritmo que integra a técnica de Algoritmos Genéticos para otimização dos *taps* dos dispositivos reguladores de tensão e o OpenDSS para solução do fluxo de potência. O ajuste dos *taps* tem como objetivo otimizar os desvios de tensão ao longo da rede considerando cargas desbalanceadas e conexão de GD.

Robbins, Zhu e Domínguez-García (2016) otimizaram os *taps* de reguladores de tensão, usando uma formulação “mixed-integer program” para inserção dos *taps* na forma discreta, através da programação semidefinida com

restrição de classificação. Para tal, incluíram uma barra virtual no secundário dos transformadores.

Meirinhos, Rua e Carvalho (2017) propuseram um algoritmo baseado em enxame de partículas para resolver o problema do fluxo de potência ótimo multiperíodo para controle da tensão em média tensão. Para tal utilizaram-se do controle das fontes de GD e baterias, sendo que a formulação proposta é para utilização no planejamento do dia seguinte.

Feng, Wang e Niu (2019) propuseram um algoritmo baseado e enxame de partículas para solucionar o problema de correlação de tempo entre geração fotovoltaica e carga, que não apresentam os mesmos comportamentos ao longo do dia, sendo que a máxima injeção de potência acontece no período do dia com máxima irradiação solar e os picos de demanda não acontecem nestes horários, propondo um limite de capacidade de geração e de penetração das fontes fotovoltaicas.

Outras estratégias utilizadas para se resolver o problema do FPO são os algoritmos que consideram o relaxamento. Neste campo tem-se a programação semidefinida e programação cônica de segunda ordem que criam um problema relaxado e o resolvem de forma aproximada. E, também o Método dos Multiplicadores com direções alternadas, que utiliza Relaxação Lagrangeana. Alguns desses trabalhos se destacam e são citados a seguir.

A fim de se regular as tensões nas barras, Robbins e Dominguez-Garcia (2015) formularam um despacho ótimo de potência reativa das fontes de energia renováveis, utilizando o método dos multiplicadores com direções alternadas.

Chen, Atamtürk e Oren (2016) propuseram um modelo de fluxo de potência ótimo representado por restrições quadráticas resolvido por relaxação semidefinida, utilizando o método de compressão com limite com o propósito de limitar as potências nodais, fluxos nas linhas, diferenças de abertura de ângulo e a magnitude das tensões.

Para a resolução de fluxo de potência ótimo em redes de distribuição desbalanceadas com GD e reguladores de tensão, Liu et al. (2017) propuseram uma relaxação com programação semidefinida e grafos cordais para representar a esparsidade. A formulação considerou reguladores de tensão, dispositivos

compensadores estáticos, *STATCOMs*, bancos capacitores e geração distribuída convencional e renovável.

Wang e Yu (2017) apresentaram um algoritmo de iteração convexa baseado também nos grafos cordais para a solução do fluxo de potência ótimo trifásico.

Liu et al. (2017) e Wang, Fu (2017) otimizaram a capacidade e alocação de GDs. E, Li et al. (2017) operaram equipamentos eletrônicos (*soft open point*) que controlam o fluxo de potência ativa e reativa de GDs.

Bazrafshan, Gatsis e Zhu (2019) com intuito de controlar o tap de reguladores de tensão conectados em estrela, delta fechado ou delta aberto, propuseram um fluxo de potência ótimo multifase com programação semi-definida.

Pinto et al. (2020) otimizaram o planejamento do armazenamento de energia em baterias em curto prazo, considerando a minimização dos custos, os limites operacionais tanto da rede como das baterias. Para tal desenvolveram um fluxo de potência ótimo trifásico multiperíodo distribuído baseado no método dos multiplicadores com direções alternadas e programação semidefinida. Com o mesmo objetivo, Nazir, Racherla e Almassalkhi (2020) propuseram uma modelagem utilizando programação cônica de segunda ordem com programação semi-definida.

Com isso, observou-se que a maior parte dos FPO trifásicos propostos são modelados utilizando injeção de corrente e resolvidos por diferentes técnicas de solução e se concentram na solução de problemas oriundos da inserção de GD, baterias e reguladores de tensão.

Além disso, como há crescente preocupação com a análise dos efeitos da inserção de GDs em redes de distribuição, muitos artigos analisam soluções através de fluxo de potência convencional, tais como: Farag et al. (2011), Alam et al. (2012), Juanuwattanakul e Masoum (2012), e também otimização da reconfiguração da rede e otimização de GDs (TAHER; KARIMI, 2014).

Considerando o aumento das cargas não-lineares, que vêm mudando e conseqüentemente alterando a forma de onda da corrente demandada da rede, Salas (2010) formulou um fluxo de potência cujo objetivo é alocação de capacitores nas redes de distribuição com o intuito de diminuir os índices de distorção harmônica.

Juanuwattanakul e Masoum (2012) apresentaram um algoritmo para alocar e dimensionar GD e capacitores monofásicos utilizando o *software* DIgSILENT Power

Factory, que considera as perdas elétricas, o carregamento máximo das linhas e os limites de tensão.

Meng; Chowdhury; Chamana (2016) otimizaram a capacidade e alocação de GDs utilizando fluxo de potência ótima trifásico via método dos pontos interiores.

Dentro os trabalhos analisados, salientam-se os trabalhos de Pereira (2006) e Souza et al. (2013) que concluem pelo bom desempenho da modelagem do fasor tensão na forma retangular para redes de distribuição, as consagradas modelagens trifásicas de carga, capacitores e transformadores propostas por Chen *et al.* (1991), e a formulação de Baran Jr. e Fernandes (2016) que formulam um fluxo de potência ótimo trifásico (FPOT) com representação do fasor na forma retangular e utilização de injeção de potência, diferentemente da maior parte dos demais trabalhos.

O ponto principal para uso dos fasores de tensão na forma retangular é que as equações de balanço de potência ativa e reativa são representadas por equações quadráticas. E, equações quadráticas possuem boas propriedades tais como (TORRES e QUINTANA, 1998): (a) sua matriz hessiana é constante, (b) sua expansão em séries de Taylor termina no termo de segunda ordem sem erro de truncamento, (c) as derivadas são facilmente obtidas e (d) experiências positivas relatadas pelo uso dessa representação em redes de distribuição (PEREIRA, 2006; SOUZA et al., 2013 e BARAN Jr e FERNANDES, 2016).

Também segundo a revisão, observa-se muitos trabalhos que atuam nos ajustes taps dos reguladores tensão, banco de capacitores, sistema de armazenamento, controles de GD tanto para representações trifásicas mono tanto para multiperíodo, mas nenhum deles otimiza os taps dos transformadores de distribuição que são equipamentos básicos de uma rede de distribuição. Assim, antes de se investir em tecnologias mais caras e complexas, pode-se antes melhor adequar as redes ativas para melhores pontos de ajustes que venham a tirar melhor proveito dessas tecnologias mais sofisticadas.

Assim, como diferencial, propõe-se nessa tese otimizar o ajuste dos *taps* dos transformadores de distribuição modelando-os diretamente no FPO trifásico multiperíodo (FPOTM), sendo capaz de resolver simultaneamente o sistema com diversos níveis de carga e penetração de GD, a fim de se auxiliar no planejamento da operação de redes de distribuição. É proposta também uma segunda versão do FPOT, porém parametrizado (FPOTP), que é capaz de resolver vinte e quatro

períodos de um dia, modelado com dois propósitos: (i) fixar os taps nas posições obtidas pelo FPOTM para verificar a eficácia dos ajustes para uma discretização mais detalhada no tempo e (ii) complementar o planejamento com a inserção de novas restrições operacionais que controlam o desequilíbrio de tensão entre as fases e promove controle de reativo das GDs e banco de capacitores.

Assim, resumidamente, propõe-se formular um Fluxo de Potência Ótimo Trifásico Multiperíodo, resolvido via Método dos Pontos Interiores versão Primal-Dual para resolução do problema e que considere os seguintes elementos:

- representação retangular do fasor de tensão;
- alimentador primário trifásico com ramais laterais trifásicos, bifásicos e monofásicos;
- reguladores de tensão com ajuste de *taps*;
- bancos capacitores trifásicos e monofásicos, dimensionados de forma a terem valores individuais para cada fase ou um valor único para as três fases;
- acoplamento mútuo das linhas;
- ajuste das posições dos *taps* fixos dos transformadores de distribuição;
- controle do fator de potência no despacho de potência da GD;
- monitoramento de desequilíbrio da tensão entre as fases.

A minimização das perdas, assim como as equações de balanço de potência ativa e reativa, limites de tensão e de fluxo também estão incluídas na formulação do problema.

A escolha do Método dos Pontos Interiores versão Primal-Dual se deu pelos bons resultados apresentados pelo mesmo para redes de distribuição (ARAUJO, L. R. et al. 2013).

2.3 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este capítulo teve como objetivo apresentar a estratégia de pesquisa da literatura e a análise da literatura encontrada.

Durante a análise da literatura, foram encontrados 11.109 artigos e após os processos de seleção, restaram 49. Foram adicionados ainda 22 artigos que não estavam nesta seleção inicial, mas constavam como referências bibliográficas de alguns destes trabalhos.

Dentre os trabalhos selecionados, os principais são apresentados na TABELA 3, assim como as suas respectivas contribuições e diferenças com a formulação proposta nesta tese.

As duas primeiras linhas da Tabela 3 se referem aos modelos utilizados para representar os TDs, sendo que a presente tese tem o diferencial de utilizar a representação dos TDs por injeção de potência e propiciar o ajuste dos taps enquanto que a proposto em Chen et al. (1991) modela o TD por injeção de corrente e mantém os taps fixos em um Fluxo de Carga.

Quanto à representação do FPO ser por injeção de potência ou por injeção de corrente a literatura apresenta as duas formas de modelar, segundo as linhas 3 e da Tabela 3. Sienta-se a linha 5 que assinala como contribuição da tese uma formulação de Fluxo de Potência Ótimo Trifásico com representação dos TD por injeção de potência e ajuste de taps e considerando-se vários cenários simultaneamente (FPOTM).

Entre as linhas 6 a 9 fica claro que diferentes trabalhos (inclusive o proposto nesta tese) utilizam diferentes combinações quanto à representação do fasor tensão na forma retangular, quanto a diferentes métodos de solução dos problemas de otimização afins e quanto à otimização dos taps de reguladores de tensão.

A linha 10 mostra que diferentes trabalhos já modelaram a restrição de potência aparente dos inversores das GDs em modelo monoperíodo e das linhas 11 a 13, salientam-se outras contribuições da tese que se referem à formulação de um FPOT parametrizado que envolvem além da restrição de potência aparente dos inversores das GDs, também as restrições de desequilíbrio de tensão e ajustes de taps de TDs.

TABELA 3 - RESUMO COMPARATIVO DOS TRABALHOS IDENTIFICADOS NA REVISÃO DE LITERATURA

	Pontos	Tese	[1]	[2]	[3]	[4]	[5]	[6]	[7]	[8]	[9]	[10]	[11]
1	Modelo de TD por injeção de corrente em FP (taps dos TDs fixos)		X										
2	Modelo de TD por injeção de potência em FPO (com taps ajustáveis)	X											
3	Representação nodal por injeção de corrente			X	X			X	X		X	X	X
4	Representação nodal por injeção de potência	X		X		X	X			X			
5	Formulação Trifásica MujitiPeríodo para ajuste de taps de TDs	X											
6	Fasor forma retangular	X		X	X			X					
7	Método Pontos Interiores	X		X	X					X	X		
8	Outros métodos de solução					X	X	X	X			X	X
9	Ajuste de tap de reguladores	X		X	X	X	X	X	X			X	
10	Restrição de potência aparente em FPO monoperíodo					X				X			
11	Formulação Trifásica Parametrizado para ajuste de taps de TDs					X							
12	Restrição de desequilíbrio de tensão em FPO parametrizado	X											
13	Restrição de potência aparente em FPO parametrizado	X											

FONTE: O autor (2020)

Nota: [1] CHEN, T. H. et al. (1991); [2] BARAN JR, A. R.; FERNANDES, T. S. P. (2016); [3] ARAUJO, L. R. et al. (2013-2); [4] CAO, Y. et al. (2013); [5] LIU, Y. et al. (2017); [6] AGALGAONKAR, Y. P.; PAL, B. C.; JABR, R. A. (2014); [7] ROBBINS, B. A.; ZHU, H.; DOMÍNGUEZ-GARCÍA, A. D. (2016); [8] LACHOVICZ, F. J. (2018); [9] AYIKPA, M. E.; ALMEIDA, K. C.; DANIELSKI, G. C. (2017); [10] BAZRAFUSHAN, GATSIS E ZHU (2019); [11] PINTO et al. (2020).

Considerando-se a literatura analisada e o exposto na TABELA 3, esta tese apresenta como diferencial os seguintes pontos:

- Modelo do transformador de distribuição por injeção de potência com possibilidade de ajuste dos TAPs do primário;
- Formulação trifásica e parametrizada com ajuste dos TAPs dos transformadores de distribuição;
- Restrição do desequilíbrio de tensão na formulação do FPO parametrizado;
- Restrição da potência aparente injetada pelas GDs de forma a controlar o Fator de Potência, no FPO parametrizado.

3 MODELAGEM DE COMPONENTES TRIFÁSICOS

As redes de distribuição possuem topologia predominantemente radial, conexões monofásicas, bifásicas e trifásicas, diferentes tipos de cargas, linhas normalmente sem transposição com resistência elevada e diferentes tipos de conexões trifásicas nos enrolamentos dos transformadores de distribuição (TD) (PIZZALI, 2003; LEÃO, 2009; GÖNEN, 2008; KERSTING, 2002).

Essas características impedem que se utilize a suposição de que o sistema é simétrico e equilibrado, tal como considerado em sistema de transmissão, não sendo possível a simplificada representação monofásica do circuito.

Os sistemas de distribuição são formados pelo Sistema de Subtransmissão, Subestação de Distribuição, linhas de distribuição primário (Alimentadores de Distribuição), transformadores de distribuição, que reduzem a tensão da média tensão para a baixa tensão e linhas de distribuição secundária.

O Sistema de Subtransmissão (69 a 138 kV) normalmente interliga os sistemas de transmissão com as subestações de distribuição (podendo ter configuração radial, radial com recurso, em anel ou reticulado). E, as Subestações de Distribuição são responsáveis por abaixar a tensão de subtransmissão para a média tensão (13,8 kV a 34,5 kV), sendo que da subestação de distribuição partem alimentadores, em cujas linhas podem estar instalados banco de capacitores, reguladores automáticos de tensão com *taps* variáveis, carga e geração distribuída.

Esses alimentadores primários possuem como características: resistência elétrica elevada, acoplamento mútuo entre fases, as quais afetam o perfil de tensão e perdas elétricas da rede. Segundo NORMAS TÉCNICAS COPEL FORNECIMENTO EM TENSÃO PRIMÁRIA DE DISTRIBUIÇÃO NTC 903100, os tipos de fornecimento em média tensão para os seus sistemas podem ser: tensão nominal 13,8 kV, sistema triângulo a três condutores e para tensão nominal 34,5 kV, sistema estrela a três condutores, em estrela e com neutro aterrado. Por isso, nesse trabalho foi adotado que a média tensão é representada a três condutores e com saída da subestação de distribuição conectada em estrela aterrada.

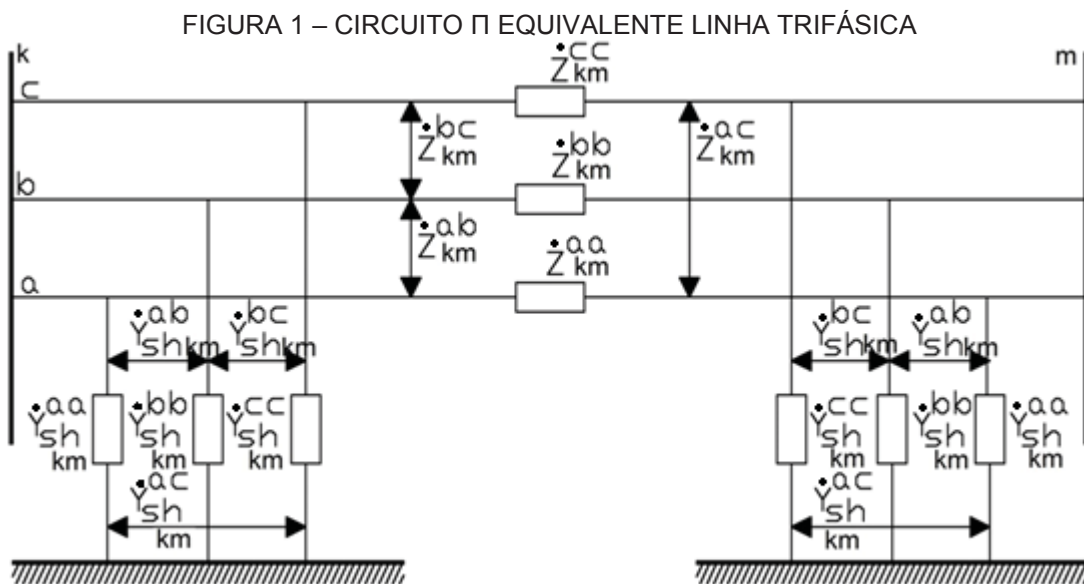
Já os transformadores de distribuição (potências até 1500 kVA) abaixam a tensão dos alimentadores para níveis de tensão secundários (127/220/380 V) através de *taps* fixos podendo ter arranjos monofásicos ou trifásicos.

Dos secundários dos transformadores de distribuição partem as linhas de distribuição secundária que conectam os consumidores residenciais, comerciais e geração distribuída, cujas conexões podem ser monofásicas, bifásicas e ou trifásicas, o que causam desbalanços de carga e desequilíbrio de tensão entre as fases.

Como essa tese propõe formulação matemática de uma rede elétrica trifásica que se localiza a jusante da subestação de distribuição, é necessário apresentar os modelos de cada um dos principais elementos, tais como: linhas, cargas, transformadores de distribuição, banco de capacitores e reguladores de tensão e fontes) que serão utilizados na formulação do FPOTM e FPOTP.

3.1 MODELAGEM DAS LINHAS

Em regime permanente, as linhas trifásicas são representadas por um circuito π a parâmetros concentrados, representado conforme FIGURA 1.



FONTES: CHENG (1992) e PEREIRA (2006)

As matrizes dos elementos da FIGURA 1 são dadas por:

$$[\dot{Z}_{km}^{abc}] = \begin{bmatrix} \dot{Z}_{km}^{aa} & \dot{Z}_{km}^{ab} & \dot{Z}_{km}^{ac} \\ \dot{Z}_{km}^{ba} & \dot{Z}_{km}^{bb} & \dot{Z}_{km}^{bc} \\ \dot{Z}_{km}^{ca} & \dot{Z}_{km}^{cb} & \dot{Z}_{km}^{cc} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} r_{km}^{aa} & r_{km}^{ab} & r_{km}^{ac} \\ r_{km}^{ba} & r_{km}^{bb} & r_{km}^{bc} \\ r_{km}^{ca} & r_{km}^{cb} & r_{km}^{cc} \end{bmatrix} + j \begin{bmatrix} x_{km}^{aa} & x_{km}^{ab} & x_{km}^{ac} \\ x_{km}^{ba} & x_{km}^{bb} & x_{km}^{bc} \\ x_{km}^{ca} & x_{km}^{cb} & x_{km}^{cc} \end{bmatrix} \quad (3.1)$$

$$[Y_{shkm}^{abc}] = j \begin{bmatrix} b_{km}^{aa} & b_{km}^{ab} & b_{km}^{ac} \\ b_{km}^{ba} & b_{km}^{bb} & b_{km}^{bc} \\ b_{km}^{ca} & b_{km}^{cb} & b_{km}^{cc} \end{bmatrix} \quad (3.2)$$

onde

$[Z_{km}^{abc}]$: Matriz de impedâncias trifásica entre as barras k e m ;

Z_{km}^{aa} : Impedância própria da fase a entre as barras k e m ;

Z_{km}^{bb} : Impedância própria da fase b entre as barras k e m ;

Z_{km}^{cc} : Impedância própria da fase c entre as barras k e m ;

$Z_{km}^{ab} = Z_{km}^{ba}$: Impedância mútua entre as fases a e b entre as barras k e m ;

$Z_{km}^{bc} = Z_{km}^{cb}$: Impedância mútua entre as fases a e b entre as barras k e m ;

$Z_{km}^{ac} = Z_{km}^{ca}$: Impedância mútua entre as fases a e b entre as barras v ;

b_{km}^{aa} : susceptância capacitiva da fase a entre as barras k e m ;

b_{km}^{bb} : susceptância capacitiva da fase b entre as barras k e m ;

b_{km}^{cc} : susceptância capacitiva da fase c entre as barras k e m ;

$b_{km}^{ab} = b_{km}^{ba}$: susceptância capacitiva mútua entre as fases a e b entre as barras k e m ;

$b_{km}^{bc} = b_{km}^{cb}$: susceptância capacitiva mútua entre as fases a e b entre as barras k e m ;

$b_{km}^{ac} = b_{km}^{ca}$: susceptância capacitiva mútua entre as fases a e b entre as barras k e m .

Nesse trabalho, é desconsiderado o acoplamento mútuo entre as susceptâncias capacitivas, visto que as mesmas impactam minimamente no perfil de tensão, fluxo de potência nas linhas e perdas (BORBA e FERNANDES, 2017).

As indutâncias mútuas em circuitos trifásicos são dependentes de diversos fatores, tais como: espaçamento entre fases; distância do solo; tipo e bitola dos condutores; presença ou não de condutor de neutro; nível de tensão e extensão da linha. Nesse trabalho assume-se que estes dados já são conhecidos.

Além disso, em sistemas de distribuição é comum a presença de ramos monofásicos e bifásicos. Para evitar problemas numéricos na montagem da matriz de admitância de barras, adotou-se para as fases faltantes, o mesmo valor de impedância das demais fases, zerando-se as mútuas relativas a essas fases e

fazendo os valores de carga para essas fases faltantes iguais a zero, tal como proposto em Baran (2016).

Para a montagem da matriz de admitância de barra trifásica (fase a, b, c), \mathbf{Y}_{bus}^{abc} , com incorporação das indutâncias mútuas das linhas, utiliza-se o método tradicional de circuitos elétricos que se baseia na formação da matriz de incidência $[\mathbf{A}]$ da rede com mútuas e a inversa da matriz de impedâncias primitivas (RAMOS e DIAS, 1982; EL-ABIAD e STAGG, 1968):

$$\mathbf{Y}_{bus}^{abc} = [\mathbf{A}]^t \cdot (\mathbf{z}_{prim}^{abc})^{-1} \cdot \mathbf{A} \quad (3.3)$$

onde

\mathbf{Y}_{bus}^{abc} : matriz de admitância de barra de dimensão $(3nb \times 3nb)$, sendo que nb é o número de barras de uma fase da rede;

\mathbf{A} : matriz de incidência de dimensão $(3nl \times 3nb)$, sendo que nl é o número de linhas de uma fase da rede;

\mathbf{z}_{prim}^{abc} : matriz de impedâncias primitiva de dimensão $(3nl \times 3nl)$.

A matriz de incidência \mathbf{A} , considerando apenas 1 linha trifásica conectada, por exemplo, entre uma barra 1 e 2 está representada na TABELA 4 (BARAN, 2016).

TABELA 4 – MATRIZ DE INCIDÊNCIA (\mathbf{A}) REFERENTE A 1 LINHA TRIFÁSICA LIGADA ENTRE AS BARRAS 1 E 2

nl \ nb	1			2		
	a	b	c	a	b	c
a	1	0	0	-1	0	0
b	0	1	0	0	-1	0
c	0	0	1	0	0	-1

Fonte: Baran e Fernandes, 2016

Os elementos da matriz de incidência são obtidos da seguinte maneira:

$a_{ij} = 1$ se a linha i está conectada e o fluxo saindo da barra i

$a_{ij} = -1$ se a linha i está conectada e o fluxo entrando na barra j (3.4)

$a_{ij} = 0$ se a linha i não está conectada a barra j

onde

a_{ij} : elemento da linha i e coluna j da matriz de incidência.

Por exemplo, suponha que a matriz de impedância trifásica, \dot{Z}_{km}^{abc} , da linha trifásica conectada entre a barra 1 e 2 seja (Baran, 2016):

$$[\dot{Z}_{12}^{abc}] = \begin{bmatrix} \dot{Z}_{12}^{aa} & \dot{Z}_{12}^{ab} & \dot{Z}_{12}^{ac} \\ \dot{Z}_{12}^{ba} & \dot{Z}_{12}^{bb} & \dot{Z}_{12}^{bc} \\ \dot{Z}_{12}^{ca} & \dot{Z}_{12}^{cb} & \dot{Z}_{12}^{cc} \end{bmatrix}. \quad (3.5)$$

A matriz de impedância primitiva $[\mathbf{z}_{prim}^{abc}]$ é uma matriz de dimensão $(3n_l \times 3n_l)$, dividida em blocos que representam as fases a, b e c de cada linha. Para sua obtenção é usada a seguinte formulação:

$$\mathbf{z}_{prim}^{abc} = \begin{bmatrix} \dot{Z}_{km}^{abc} & 0 & 0 \\ 0 & \ddots & 0 \\ 0 & & \dot{Z}_{pq}^{abc} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \dot{Z}_{km}^{aa} & \dot{Z}_{km}^{ab} & \dot{Z}_{km}^{ac} & & & \\ \dot{Z}_{km}^{ba} & \dot{Z}_{km}^{bb} & \dot{Z}_{km}^{bc} & 0 & & 0 \\ \dot{Z}_{km}^{ca} & \dot{Z}_{km}^{cb} & \dot{Z}_{km}^{cc} & & & \\ & 0 & & \ddots & 0 & \\ & & & & \dot{Z}_{pq}^{aa} & \dot{Z}_{pq}^{ab} & \dot{Z}_{pq}^{ac} \\ & & & & \dot{Z}_{pq}^{ba} & \dot{Z}_{pq}^{bb} & \dot{Z}_{pq}^{bc} \\ & & & & \dot{Z}_{pq}^{ca} & \dot{Z}_{pq}^{cb} & \dot{Z}_{pq}^{cc} \end{bmatrix}. \quad (3.6)$$

Para a linha em análise, a matriz \mathbf{z}_{prim}^{abc} é:

$$\mathbf{z}_{prim}^{abc} = \begin{bmatrix} \dot{Z}_{12}^{aa} & \dot{Z}_{12}^{ab} & \dot{Z}_{12}^{ac} \\ \dot{Z}_{12}^{ba} & \dot{Z}_{12}^{bb} & \dot{Z}_{12}^{bc} \\ \dot{Z}_{12}^{ca} & \dot{Z}_{12}^{cb} & \dot{Z}_{12}^{cc} \end{bmatrix}. \quad (3.7)$$

Assim, para o cálculo da matriz de admitância de barra trifásica, os seguintes passos devem ser executados (Baran, 2016):

- montar matrizes de incidência, \mathbf{A} e \mathbf{z}_{prim}^{abc} ;
- obter \dot{Y}_L através da equação (3.3).

Para o sistema de 2 barras e 1 linha com acoplamento mútuo entre as fases, obtém-se:

$$\dot{Y}_L = \begin{bmatrix} \dot{Y}_{11}^a & 0 & 0 & \dot{Y}_{12}^a & \dot{Y}_{12}^{ab} & \dot{Y}_{12}^{ac} \\ 0 & \dot{Y}_{11}^b & 0 & \dot{Y}_{12}^{ba} & \dot{Y}_{12}^b & \dot{Y}_{12}^{bc} \\ 0 & 0 & \dot{Y}_{11}^c & \dot{Y}_{12}^{ca} & \dot{Y}_{12}^{cb} & \dot{Y}_{12}^c \\ \dot{Y}_{21}^a & \dot{Y}_{21}^{ab} & \dot{Y}_{21}^{ac} & \dot{Y}_{22}^a & 0 & 0 \\ \dot{Y}_{21}^{ba} & \dot{Y}_{21}^b & \dot{Y}_{21}^{bc} & 0 & \dot{Y}_{22}^b & 0 \\ \dot{Y}_{21}^{ca} & \dot{Y}_{21}^{cb} & \dot{Y}_{21}^c & 0 & 0 & \dot{Y}_{22}^c \end{bmatrix} \quad (3.8)$$

- trocar de linhas e colunas de \dot{Y}_{bus}^{abc} de tal modo a transformá-la na forma:

$$\dot{Y}_{bus}^{abc} = \begin{bmatrix} \dot{Y}_{11}^a & \dot{Y}_{12}^a & 0 & \dot{Y}_{12}^{ab} & 0 & \dot{Y}_{12}^{ac} \\ \dot{Y}_{21}^a & \dot{Y}_{22}^a & \dot{Y}_{21}^{ab} & 0 & \dot{Y}_{21}^{ac} & 0 \\ 0 & \dot{Y}_{12}^{ba} & \dot{Y}_{11}^b & \dot{Y}_{12}^b & 0 & \dot{Y}_{12}^{bc} \\ \dot{Y}_{21}^{ba} & 0 & \dot{Y}_{21}^b & \dot{Y}_{22}^b & \dot{Y}_{21}^{bc} & 0 \\ 0 & \dot{Y}_{12}^{ca} & 0 & \dot{Y}_{12}^{cb} & \dot{Y}_{11}^c & \dot{Y}_{12}^c \\ \dot{Y}_{21}^{ca} & 0 & \dot{Y}_{21}^{cb} & 0 & \dot{Y}_{21}^c & \dot{Y}_{22}^c \end{bmatrix} \quad (3.9)$$

cujos blocos estão agrupados por fase e não mais por barras.

Essa troca de linhas e colunas da matriz \dot{Y}_L é feita a fim de se manter todas as impedâncias de cada fase agrupadas, pois a formulação proposta agrupa os vetores de tensão e demais variáveis por fase. Tal reorganização é feita da seguinte forma (Baran, 2016):

- Cria-se a matriz \dot{Y}_L ;
- Fase A:
 - Linha 1 permanece na mesma posição na matriz \dot{Y}_L ;
 - Linha n+3 muda para posição Linha m+1, onde n é a linha anteriormente realocada e m é a posição onde a linha anterior foi alocada na matriz \dot{Y}_L ;
- Fase B:
 - Linha 2 vai a posição 1+nb na matriz \dot{Y}_L ,
 - Linha n+3 muda para posição Linha m+1, onde n é a linha anteriormente realocada e m é a posição onde a linha anterior foi alocada;
- Fase C:
 - Linha 2 vai a posição 1+2.nb na matriz \dot{Y}_L ,

- Linha n+3 muda para posição Linha m+1, onde n é a linha anteriormente realocada e m é a posição onde a linha anterior foi alocada.

3.2 MODELAGEM DAS CARGAS TRIFÁSICAS

Em sistemas de distribuição, as cargas são especificadas pela potência aparente consumida e fator de potência; potência ativa e fator de potência ou potência ativa e potência reativa. Elas podem ser trifásicas, bifásicas ou monofásicas e quando trifásicas podem ser conectadas em arranjos delta ou estrela.

Além da representação por potência constante, existem outros modelos baseados em corrente constante, impedância constante e qualquer combinação dos três anteriores.

Em média, 50% de cargas podem ser representadas como potência constante e 50% como impedância constante (USIDA, 2007). Diferentes regiões ou países podem ter variação nessa porcentagem, conforme a TABELA 5.

TABELA 5 – CARACTERÍSTICAS DAS CARGAS.

Característica do Alimentador	Potência Constante [%]	Impedância Constante [%]
Residencial e comercial (Verão)	67	33
Residencial e comercial (Inverno)	40	60
Urbano	60	40
Industrial	100	0
País em Desenvolvimento	25	75

FONTE: USIDA (2007)

A formulação proposta comporta qualquer representação de carga (potência constante, impedância constante e corrente constante).

As cargas podem estar conectadas em estrela ou delta, sendo que a conexão estrela aterrado foi a adotada nesse trabalho, por simplicidade.

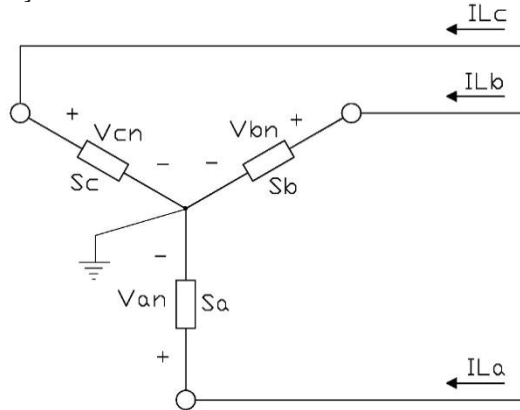
Assim, as cargas conectadas em estrela são representadas conforme FIGURA 2, e a notação para a potência complexa e tensão especificada é:

$$\text{Fase a: } \hat{S}_a = P_a + jQ_a \text{ e } |V_{an}| \angle \delta_a$$

$$\text{Fase b: } \hat{S}_b = P_b + jQ_b \text{ e } |V_{bn}| \angle \delta_b \quad (3.10)$$

$$\text{Fase c: } \hat{S}_c = P_c + jQ_c \text{ e } |V_{cn}| \angle \delta_c .$$

FIGURA 2 - REPRESENTAÇÃO GRÁFICA DE CARGA CONECTADA EM ESTRELA ATERRADA



FONTE: Adaptado de SALAS (2010)

Cargas com conexão estrela aterrada e modeladas como potência constante, tem a corrente dada por:

$$\dot{I}_{L_a}^p = \left(\frac{S_a}{\dot{V}_{an}} \right)^* = \frac{|S_a|}{|V_{an}|} \angle \delta_a - \theta_a = |I_{L_a}| \angle \alpha_a$$

$$\dot{I}_{L_b}^p = \left(\frac{S_b}{\dot{V}_{bn}} \right)^* = \frac{|S_b|}{|V_{bn}|} \angle \delta_b - \theta_b = |I_{L_b}| \angle \alpha_b \quad (3.11)$$

$$\dot{I}_{L_c}^p = \left(\frac{S_c}{\dot{V}_{cn}} \right)^* = \frac{|S_c|}{|V_{cn}|} \angle \delta_c - \theta_c = |I_{L_c}| \angle \alpha_c .$$

onde:

$\dot{I}_{L_{a,b,c}}^p$ corrente de linha para potência constante nas fases;

$S_{a,b,c}$ potência da carga nas fases;

$\dot{V}_{an,bn,cn}$ tensão fase neutro nas fases;

$\delta_{a,b,c}$ defasagem angular da carga nas fases;

$\theta_{a,b,c}$ defasagem angular da tensão nas fases;

$\alpha_{a,b,c}$ defasagem angular da corrente nas fases.

Nesse modelo, as potências permanecem constantes e as tensões e correntes se alteram em cada interação.

Para o modelo impedância constante, primeiramente é determinada a impedância usando a potência complexa especificada e as tensões de fase assumidas:

$$\begin{aligned}\dot{Z}_a &= \frac{|V_{an}|^2}{S_a^*} = \frac{|V_{an}|^2}{|S_a|} \angle \delta_a = |Z_a| \angle \delta_a \\ \dot{Z}_b &= \frac{|V_{bn}|^2}{S_b^*} = \frac{|V_{bn}|^2}{|S_b|} \angle \delta_b = |Z_b| \angle \delta_b \\ \dot{Z}_c &= \frac{|V_{cn}|^2}{S_c^*} = \frac{|V_{cn}|^2}{|S_c|} \angle \delta_c = |Z_c| \angle \delta_c.\end{aligned}\tag{3.12}$$

A obtenção das correntes de cargas é em função das impedâncias constantes, dadas por:

$$\begin{aligned}\dot{I}L_a^Z &= \frac{\dot{V}_{an}}{\dot{Z}_a} = \frac{|V_{an}|}{|Z_a|} \angle \theta_a - \delta = |IL_a| \angle \alpha_a \\ \dot{I}L_b^Z &= \frac{\dot{V}_{bn}}{\dot{Z}_b} = \frac{|V_{bn}|}{|Z_b|} \angle \theta_b - \delta_b = |IL_b| \angle \alpha_b \\ \dot{I}L_c^Z &= \frac{\dot{V}_{cn}}{\dot{Z}_c} = \frac{|V_{cn}|}{|Z_c|} \angle \theta_c - \delta_c = |IL_c| \angle \alpha_c.\end{aligned}\tag{3.13}$$

onde

$\dot{I}L_{a,b,c}^Z$ corrente de linha para impedância constante nas fases.

A cada interação, a impedância calculada em (3.12) permanece constante, mas as tensões de fase são alteradas.

Para o modelo Corrente Constante, calcula-se a magnitude das correntes usando (3.13), fazendo com que em cada interação a magnitude continue constante, e se alterem os ângulos, de modo que o fator de potência não seja alterado:

$$\begin{aligned}\dot{I}L_a^I &= |IL_a| \angle \theta_a - \rho_a \\ \dot{I}L_b^I &= |IL_b| \angle \theta_b - \rho_b \\ \dot{I}L_c^I &= |IL_c| \angle \theta_c - \rho.\end{aligned}\tag{3.14}$$

Sendo que,

$\theta_{a,b,c}$: ângulos da tensão de fase;

$\rho_{a,b,c}$: ângulos do fator de potência.

Neste trabalho, a representação de cargas bifásicas e monofásicas é feita adotando-se conexão em estrela aterrada e atribuindo-se valor zero para a carga nas fases faltantes. Nas fases presentes, as correntes são calculadas pelas mesmas equações dos métodos da potência constante, impedância constante e corrente constante.

3.3 MODELAGEM DE CAPACITORES

A modelagem dos capacitores (SALAS, 2010) é feita considerando-se que as susceptâncias capacitivas são constantes, as quais podem ser conectadas em delta, estrela isolada ou estrela aterrada quando trifásicas.

Segundo a NORMA TÉCNICA COPEL - NTCOs - PROJETO DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO COMPACTA PROTEGIDA (2013) bancos de capacitores, são ligados com neutro isolado ou com neutro flutuante. Para sistemas a três fios, o banco de capacitores deve ser ligado com neutro desaterrado se não houver neutro multiaterrado, ligando o aterramento da estrutura do banco aos demais aterramentos próximos.

Já o esquema de conexão delta, é também um esquema de ligação, por ser necessária uma capacitância menor se comparado com os outros esquemas de ligação.

Neste trabalho, a conexão utilizada pelo banco de capacitores será estrela aterrado já que se considera que o transformador da subestação e demais cargas estão aterradas.

Usualmente as potências dos capacitores são especificadas por fase em kvar e suas tensões de fase em kV são conhecidas.

Assim, supondo que o banco capacitores está ligada em estrela aterrado, tem-se:

$$B_i = \frac{Q_i}{|V_i|^2} \quad (3.15)$$

onde

B_i : representa a susceptância capacitiva do capacitor conectado na barra i ;

Q_i : representa a potência reativa por fase do capacitor conectado na barra i .

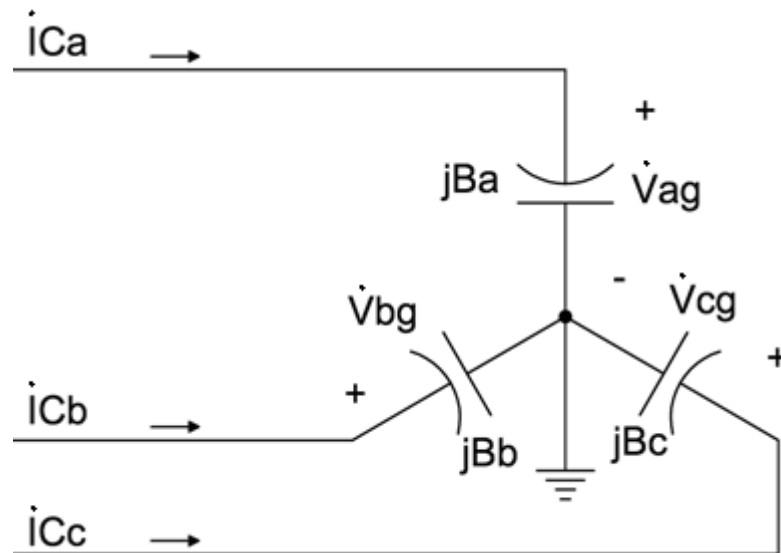
V_i : representa a tensão de fase complexa na barra i .

Através de eq. (3.15), calculam-se as potências injetadas pelos capacitores:

$$\begin{aligned} \text{Fase a:} \quad \dot{S}_a &= jB_a \cdot |\dot{V}_{ag}|^2 \\ \text{Fase b:} \quad \dot{S}_b &= jB_b \cdot |\dot{V}_{bg}|^2 \\ \text{Fase c:} \quad \dot{S}_c &= jB_c \cdot |\dot{V}_{cg}|^2 \end{aligned} \quad (3.16)$$

O esquema de conexão estrela aterrada é mostrado na FIGURA 3.

FIGURA 3 – BANCO CAPACITOR CONECTADO EM ESTRELA ATERRADA



FONTE: Adaptado de SALAS (2010)

3.4 MODELAGEM DOS REGULADORES DE TENSÃO

Um dos pontos mais importantes para os alimentadores de distribuição é a regulação da tensão que deve ser mantida dentro dos limites operacionais, mesmo com a variação das cargas durante o dia.

Para a regulação de tensão os tipos mais usados são: regulador de tensão tipo passo, transformadores com mudança de *tap* sob carga (LTC) e a utilização de capacitores *shunt* (CAPARO, 2005; KERSTING, 2002).

O Regulador de tensão de passo nada mais é que um autotransformador com um mecanismo de mudança de *tap* sob carga. Reguladores de passo convencionais usualmente contam com 32 passos, cuja faixa varia entre $\pm 10\%$. Cada passo equivale a $5/8 \%$ considerando uma base de 120 V cada passo, o que equivale a 0,75 V.

A ligação dos reguladores pode ser do tipo A e tipo B, sendo que a ligação tipo B é a mais utilizada.

Em reguladores do Tipo A, tem-se o circuito do primário ligado ao enrolamento *shunt*, sendo o enrolamento série ligado através dos *taps* (que conectam o circuito regulado) ao enrolamento *shunt*. Este tipo de configuração causa uma excitação variável no núcleo, devido a conexão do enrolamento *shunt* ser diretamente no circuito primário.

Já no regulador Tipo B, os circuitos primário e série estão ligados via *taps*, formando uma conexão tipo B, o enrolamento série também está conectado ao enrolamento *shunt*, que é conectado ao circuito regulado, como resultado desta conexão entre enrolamento *shunt* e circuito regulado, tem-se uma excitação do núcleo constante.

Detalhes de configuração do tipo A e B podem ser encontrados em Baran e Fernandes (2016).

Uma das maneiras de se ter um regulador trifásicos é através da conexão externa de dois ou três reguladores monofásicos (banco de reguladores), e por consequência cada regulador terá seu próprio compensador e ajustes de *taps* individuais.

As conexões típicas para reguladores de passo monofásico (ligados em bancos de reguladores) são: monofásico; estrela aberta, com dois reguladores; estrela aterrada, com três reguladores; delta aberto, com dois reguladores; delta fechado com três reguladores.

Outra forma de ligação dos reguladores de tensão é a ligação interna entre enrolamentos, sendo acoplados mecanicamente. Como este tipo de ligação conta com apenas um circuito compensador, os *taps* são operados sobre os enrolamentos ao mesmo tempo, ou seja, são únicos para todos os enrolamentos. A conexão interna é conectada somente em estrela ou delta fechado.

Aproveitando-se da flexibilidade dos reguladores de passo monofásicos, eles serão modelados com a relação de transformação de 1:t, onde t é a relação das magnitudes tensão em cada fase do regulador, sendo que os elementos da matriz de admitância de barra do regulador, \dot{Y}_R , é afetada do seguinte modo (FERNANDES, 2014):

$$\dot{Y}_R = \begin{bmatrix} \dot{Y}_{kk}^a & 0 & 0 & \dot{Y}_{km}^a & 0 & 0 \\ 0 & \dot{Y}_{kk}^b & 0 & 0 & \dot{Y}_{km}^b & 0 \\ 0 & 0 & \dot{Y}_{kk}^c & 0 & 0 & \dot{Y}_{km}^c \\ \dot{Y}_{mk}^a & 0 & 0 & \dot{Y}_{mm}^a & 0 & 0 \\ 0 & \dot{Y}_{mk}^b & 0 & 0 & \dot{Y}_{mm}^b & 0 \\ 0 & 0 & \dot{Y}_{mk}^c & 0 & 0 & \dot{Y}_{mm}^c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} (t_{km}^a)^2 \cdot \dot{y}_{km}^a & 0 & 0 & -t_{km}^a \cdot \dot{y}_{km}^a & 0 & 0 \\ 0 & (t_{km}^b)^2 \cdot \dot{y}_{km}^b & 0 & 0 & -t_{km}^b \cdot \dot{y}_{km}^b & 0 \\ 0 & 0 & (t_{km}^c)^2 \cdot \dot{y}_{km}^c & 0 & 0 & -t_{km}^c \cdot \dot{y}_{km}^c \\ -t_{km}^a \cdot \dot{y}_{km}^a & 0 & 0 & \dot{y}_{km}^a & 0 & 0 \\ 0 & -t_{km}^b \cdot \dot{y}_{km}^b & 0 & 0 & \dot{y}_{km}^b & 0 \\ 0 & 0 & -t_{km}^c \cdot \dot{y}_{km}^c & 0 & 0 & \dot{y}_{km}^c \end{bmatrix} \quad (3.17)$$

onde

t_{km}^i : relação de transformação entre as barras k e m na fase i ;

\dot{y}_{km}^i : admitância do regulador conectado entre as barras k e m na fase i .

Assim, o regulador de tensão trifásico é modelado como sendo três reguladores monofásicos conectados em estrela aterrado.

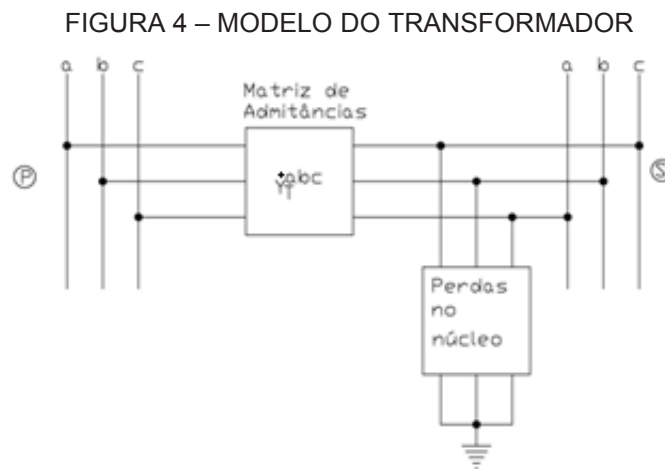
Como a formulação utilizada neste trabalho agrupa os elementos por fase, deve-se trocar as linhas e colunas de \dot{Y}_R (eq. 3.17) a fim que as barras estejam agrupadas por fase:

$$\dot{Y}_R = \begin{bmatrix} \dot{Y}_{kk}^a & \dot{Y}_{km}^a & 0 & 0 & 0 & 0 \\ \dot{Y}_{mk}^a & \dot{Y}_{mm}^a & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & \dot{Y}_{kk}^b & \dot{Y}_{km}^b & 0 & 0 \\ 0 & 0 & \dot{Y}_{mk}^b & \dot{Y}_{mm}^b & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & \dot{Y}_{kk}^c & \dot{Y}_{km}^c \\ 0 & 0 & 0 & 0 & \dot{Y}_{mk}^c & \dot{Y}_{mm}^c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} (t_{km}^a)^2 \cdot \dot{y}_{km}^a & -t_{km}^a \cdot \dot{y}_{km}^a & 0 & 0 & 0 & 0 \\ -t_{km}^a \cdot \dot{y}_{km}^a & \dot{y}_{km}^a & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & (t_{km}^b)^2 \cdot \dot{y}_{km}^b & -t_{km}^b \cdot \dot{y}_{km}^b & 0 & 0 \\ 0 & 0 & -t_{km}^b \cdot \dot{y}_{km}^b & \dot{y}_{km}^b & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & (t_{km}^c)^2 \cdot \dot{y}_{km}^c & -t_{km}^c \cdot \dot{y}_{km}^c \\ 0 & 0 & 0 & 0 & -t_{km}^c \cdot \dot{y}_{km}^c & \dot{y}_{km}^c \end{bmatrix} \quad (3.18)$$

3.5 MODELAGEM DOS TRANSFORMADORES DE DISTRIBUIÇÃO

Os transformadores de distribuição podem ter os enrolamentos conectados por diferentes combinações, o que leva a diferentes perdas, correntes de sequência zero, aterramento, entre outros.

Por exemplo, pode-se representar transformadores trifásicos por dois blocos, um que representa a matriz de admitância, \dot{Y}_T^{abc} , e o outro bloco que representa a modelagem de perdas no núcleo como função da tensão do secundário do transformador (CHEN et al., 1991), segundo a FIGURA 4.



FONTE: CHEN et al. (1991)

Nesse caso, as perdas no núcleo do transformador (que dependem da qualidade dos materiais empregados na construção) são modeladas como um elemento *shunt* conectado no secundário (CHEN et al., 1991). No entanto, neste trabalho, as perdas serão desconsideradas.

3.5.1 Inserção dos Modelos dos Transformadores de Distribuição na Matriz Admitância de Barra Trifásica

Para a inserção das características relacionadas à conexão dos enrolamentos dos transformadores de distribuição, Chen et al. (1991) propuseram a adoção de três transformadores monofásicos, a fim de simplificar a formação das matrizes admitância de barra trifásica para transformadores de distribuição trifásicos

As submatrizes características para as nove conexões mais utilizadas estão apresentadas na TABELA 6.

TABELA 6 - SUBMATRIZES CARACTERÍSTICAS DOS TRANSFORMADORES TRIFÁSICOS

Conexão do Transformador		Admitância Própria		Admitância Mútua	
Barra P	Barra S	Y_p^{abc}	Y_s^{abc}	Y_p^{abc}	Y_s^{abc}
Y-aterrado	Y-aterrado	Y_I	Y_I	$-Y_I$	$-Y_I$
Y-aterrado	Y	Y_{II}	Y_{II}	Y_{II}	Y_{II}
Y-aterrado	Delta	Y_I	Y_{II}	Y_{III}	Y_{III}^t
Y	Y-aterrado	Y_{II}	Y_{II}	$-Y_{II}$	$-Y_{II}$
Y	Y	Y_{II}	Y_{II}	$-Y_{II}$	$-Y_{II}$
Y	Delta	Y_{II}	Y_{II}	Y_{III}	Y_{III}^t
Delta	Y-aterrado	Y_{II}	Y_I	Y_{III}^t	Y_{III}
Delta	Y	Y_{II}	Y_{II}	Y_{III}^t	Y_{III}
Delta	Delta	Y_{II}	Y_{II}	$-Y_{II}$	$-Y_{II}$

FONTE: CHEN et al. (1991)

Sendo,

$$Y_I = \begin{bmatrix} \dot{y}_t & 0 & 0 \\ 0 & \dot{y}_t & 0 \\ 0 & 0 & \dot{y}_t \end{bmatrix} \quad Y_{II} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 2\dot{y}_t & -\dot{y}_t & \dot{y}_t \\ -\dot{y}_t & 2\dot{y}_t & -\dot{y}_t \\ -\dot{y}_t & -\dot{y}_t & 2\dot{y}_t \end{bmatrix} \quad Y_{III} = \frac{1}{\sqrt{3}} \begin{bmatrix} -\dot{y}_t & \dot{y}_t & 0 \\ 0 & -\dot{y}_t & \dot{y}_t \\ \dot{y}_t & 0 & -\dot{y}_t \end{bmatrix} \quad (3.19)$$

e \dot{y}_t é a admitância por fase do transformador em p.u.

Caso o transformador apresente relação de *taps* fora da nominal, como $(\alpha:\beta)$ entre o primário e secundário, sendo α o *tap* do primário e β o *tap* do secundário, ambos em p.u., então as submatrizes devem ser modificadas da seguinte forma:

- Dividir a matriz de admitâncias próprias do lado primário por α^2 ;
- Dividir a matriz de admitâncias próprias do lado secundário por β^2 ;
- Dividir as matrizes de admitâncias mútuas por $\alpha\beta$.

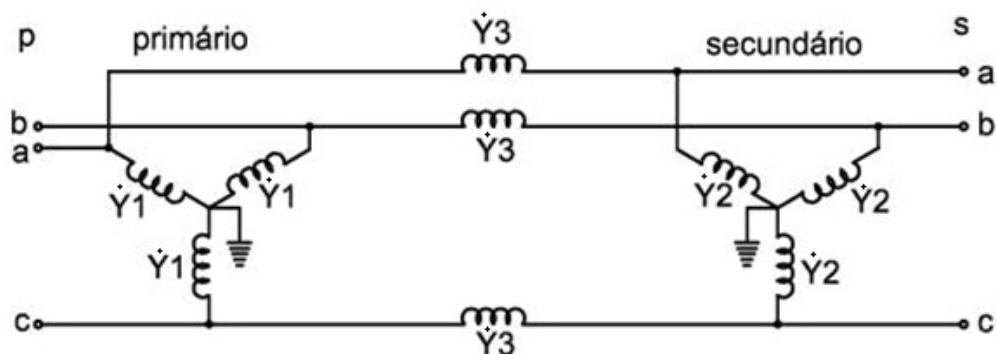
Porém na prática, transformadores de distribuição possuem ajuste de *taps* apenas no primário, portanto, apenas α pode assumir valores fora do nominal.

Para o transformador estrela aterrado – estrela aterrado, tem-se a seguinte matriz de admitância de barra trifásica:

$$\dot{Y}_D^{abc} = \begin{bmatrix} \frac{\dot{y}_t}{\alpha^2} & 0 & 0 & -\frac{\dot{y}_t}{\alpha\beta} & 0 & 0 \\ 0 & \frac{\dot{y}_t}{\alpha^2} & 0 & 0 & -\frac{\dot{y}_t}{\alpha\beta} & 0 \\ 0 & 0 & \frac{\dot{y}_t}{\alpha^2} & 0 & 0 & -\frac{\dot{y}_t}{\alpha\beta} \\ -\frac{\dot{y}_t}{\alpha\beta} & 0 & 0 & \frac{\dot{y}_t}{\beta^2} & 0 & 0 \\ 0 & -\frac{\dot{y}_t}{\alpha\beta} & 0 & 0 & \frac{\dot{y}_t}{\beta^2} & 0 \\ 0 & 0 & -\frac{\dot{y}_t}{\alpha\beta} & 0 & 0 & \frac{\dot{y}_t}{\beta^2} \end{bmatrix}. \quad (3.20)$$

Um modelo equivalente deste mesmo tipo de transformador pode ser visto na FIGURA 5.

FIGURA 5 – CIRCUITO EQUIVALENTE TRANSFORMADOR TRIFÁSICO ESTRELA ATERRADO ESTRELA ATERRADO



FONTE: Adaptado de CHEN *et al.*, (1991)

Onde

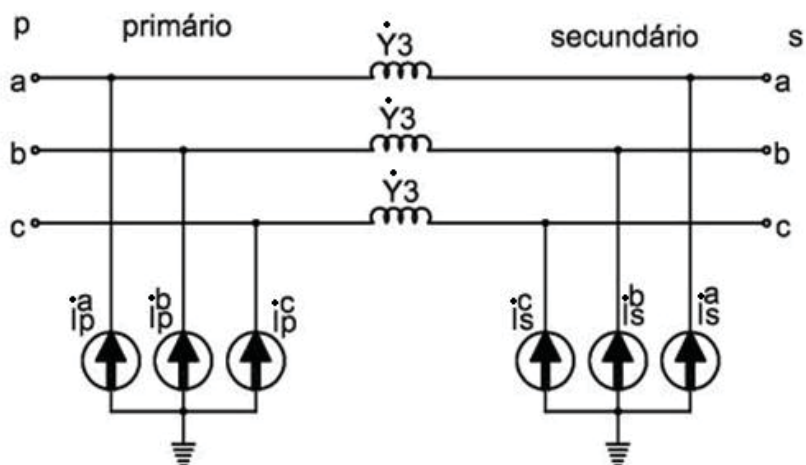
$$\dot{Y}_1 = \frac{\dot{y}_t}{\alpha\beta} \left(\frac{\beta - \alpha}{\alpha} \right) \quad (3.21)$$

$$\dot{Y}_2 = \frac{\dot{y}_t}{\alpha\beta} \left(\frac{\alpha - \beta}{\beta} \right) \quad (3.22)$$

$$\dot{Y}_3 = \frac{\dot{y}_t}{\alpha\beta} \quad (3.23)$$

Segundo Chen *et al.* (1991), ainda é possível representar o modelo da FIGURA 5 por um que onde os elementos \dot{Y}_1 e \dot{Y}_2 são substituídos por injeções de corrente equivalentes, tal como apresentado na FIGURA 6.

FIGURA 6 – REPRESENTAÇÃO POR INJEÇÃO DE CORRENTE TRANSFORMADOR ESTRELA ATERRADO ESTRELA ATERRADO



FONTE: Adaptado de CHEN *et al.*, (1991)

Sendo que as equações de injeção de corrente estão descritas abaixo na forma fasorial:

$$\bar{I}_p^a = \frac{\dot{y}_t}{\alpha\beta} \left(\frac{\beta-\alpha}{\alpha} \right) \bar{V}_p^a \quad (3.24)$$

$$\bar{I}_p^b = \frac{\dot{y}_t}{\alpha\beta} \left(\frac{\beta-\alpha}{\alpha} \right) \bar{V}_p^b \quad (3.25)$$

$$\bar{I}_p^c = \frac{\dot{y}_t}{\alpha\beta} \left(\frac{\beta-\alpha}{\alpha} \right) \bar{V}_p^c \quad (3.26)$$

$$\bar{I}_s^a = \frac{\dot{y}_t}{\alpha\beta} \left(\frac{\alpha-\beta}{\beta} \right) \bar{V}_s^a \quad (3.27)$$

$$\bar{I}_s^b = \frac{\dot{y}_t}{\alpha\beta} \left(\frac{\alpha-\beta}{\beta} \right) \bar{V}_s^b \quad (3.28)$$

$$\bar{I}_s^c = \frac{\dot{y}_t}{\alpha\beta} \left(\frac{\alpha-\beta}{\beta} \right) \bar{V}_s^c \quad (3.29)$$

onde

\bar{I}_p^a é igual a corrente injetada no primário da fase a;

\bar{I}_p^b é igual a corrente injetada no primário da fase b;

\bar{I}_p^c é igual a corrente injetada no primário da fase c;

\bar{I}_s^a é igual a corrente injetada no secundário da fase a;

\bar{I}_s^b é igual a corrente injetada no secundário da fase b;

\bar{I}_s^c é igual a corrente injetada no secundário da fase c;

\bar{V}_p^a é igual a tensão no primário das fases a;

\bar{V}_p^b é igual a tensão no primário das fases b;

\bar{V}_p^c é igual a tensão no primário das fases c;

\bar{V}_s^a é igual a tensão no secundário da fase a;

\bar{V}_s^b é igual a tensão no secundário da fase b;

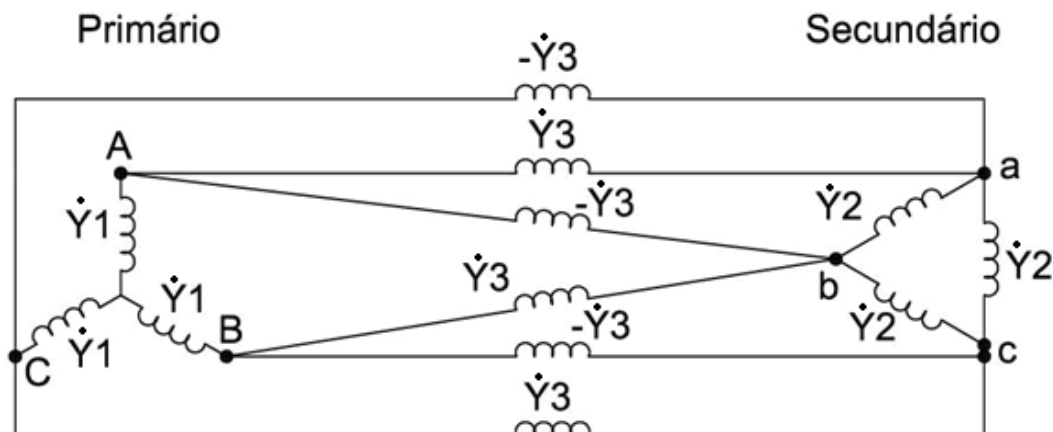
\bar{V}_s^c é igual a tensão no secundário da fase c;

A fim de se ilustrar o caso de um transformador estrela aterrado – delta, tem-se a seguinte matriz de admitância de barra trifásica:

$$\dot{Y}_D^{abc} = \begin{bmatrix} \frac{\dot{y}_t}{\alpha^2} & 0 & 0 & \frac{-\dot{y}_t}{\sqrt{3}\alpha\beta} & \frac{\dot{y}_t}{\sqrt{3}\alpha\beta} & 0 \\ 0 & \frac{\dot{y}_t}{\alpha^2} & 0 & 0 & \frac{-\dot{y}_t}{\sqrt{3}\alpha\beta} & \frac{\dot{y}_t}{\sqrt{3}\alpha\beta} \\ 0 & 0 & \frac{\dot{y}_t}{\alpha^2} & \frac{\dot{y}_t}{\sqrt{3}\alpha\beta} & 0 & \frac{-\dot{y}_t}{\sqrt{3}\alpha\beta} \\ \frac{-\dot{y}_t}{\sqrt{3}\alpha\beta} & 0 & \frac{\dot{y}_t}{\sqrt{3}\alpha\beta} & \frac{2\dot{y}_t}{3\beta^2} & \frac{-\dot{y}_t}{3\beta^2} & \frac{-\dot{y}_t}{3\beta^2} \\ \frac{\dot{y}_t}{\sqrt{3}\alpha\beta} & \frac{-\dot{y}_t}{\sqrt{3}\alpha\beta} & 0 & \frac{-\dot{y}_t}{3\beta^2} & \frac{2\dot{y}_t}{3\beta^2} & \frac{-\dot{y}_t}{3\beta^2} \\ 0 & \frac{\dot{y}_t}{\sqrt{3}\alpha\beta} & \frac{-\dot{y}_t}{\sqrt{3}\alpha\beta} & \frac{-\dot{y}_t}{3\beta^2} & \frac{-\dot{y}_t}{3\beta^2} & \frac{2\dot{y}_t}{3\beta^2} \end{bmatrix}. \quad (3.30)$$

Sendo que o modelo equivalente deste transformador pode ser visto na FIGURA 7.

FIGURA 7 – CIRCUITO EQUIVALENTE TRANSFORMADOR TRIFÁSICO ESTRELA ATERRADO DELTA



FONTE: Adaptado de CHEN *et al.*, (1991)

onde

$$\dot{Y}_1 = \frac{\dot{y}_t}{\alpha^2} \quad (3.31)$$

$$\dot{Y}_2 = \frac{\dot{y}_t}{3\beta^2} \quad (3.32)$$

$$\dot{Y}_3 = \frac{\dot{y}_t}{\sqrt{3}\alpha\beta}. \quad (3.33)$$

Esse transformador também pode ser representado de acordo com a FIGURA 6. Para tanto, alteram-se as equações de injeção de corrente (CHEN *et al.*, 1991), a seguir descrito.

$$\bar{I}_p^a = \left[\frac{\dot{y}_t}{\alpha^2} \dot{V}_p^a - \frac{\dot{y}_t}{\sqrt{3}\alpha\beta} (\dot{V}_p^a - \dot{V}_s^b) \right] \quad (3.34)$$

$$\bar{I}_p^b = \left[\frac{\dot{y}_t}{\alpha^2} \dot{V}_p^b - \frac{\dot{y}_t}{\sqrt{3}\alpha\beta} (\dot{V}_p^b - \dot{V}_s^c) \right] \quad (3.35)$$

$$\bar{I}_p^c = \left[\frac{\dot{y}_t}{\alpha^2} \dot{V}_p^c - \frac{\dot{y}_t}{\sqrt{3}\alpha\beta} (\dot{V}_p^c - \dot{V}_s^a) \right] \quad (3.36)$$

$$\bar{I}_s^a = \frac{\dot{y}_t}{3\beta^2} (\dot{V}_s^c - \dot{V}_s^a) - \frac{\dot{y}_t}{3\beta^2} (\dot{V}_s^a - \dot{V}_s^b) - \frac{\dot{y}_t}{\sqrt{3}\alpha\beta} (\dot{V}_p^c - \dot{V}_s^a) \quad (3.37)$$

$$\bar{I}_s^b = \frac{\dot{y}_t}{3\beta^2} (\dot{V}_s^a - \dot{V}_s^b) - \frac{\dot{y}_t}{3\beta^2} (\dot{V}_s^b - \dot{V}_s^c) - \frac{\dot{y}_t}{\sqrt{3}\alpha\beta} (\dot{V}_p^a - \dot{V}_s^b) \quad (3.38)$$

$$\bar{I}_s^c = \frac{\dot{y}_t}{3\beta^2} (\dot{V}_s^b - \dot{V}_s^c) - \frac{\dot{y}_t}{3\beta^2} (\dot{V}_s^c - \dot{V}_s^a) - \frac{\dot{y}_t}{\sqrt{3}\alpha\beta} (\dot{V}_p^b - \dot{V}_s^c) \quad (3.39)$$

onde

\bar{I}_p^a é igual a corrente injetada no primário da fase a;

\bar{I}_p^b é igual a corrente injetada no primário da fase b;

\bar{I}_p^c é igual a corrente injetada no primário da fase c;

\bar{I}_s^a é igual a corrente injetada no secundário da fase a;

\bar{I}_s^b é igual a corrente injetada no secundário da fase b;

\bar{I}_s^c é igual a corrente injetada no secundário da fase c;

\bar{V}_p^a é igual a tensão no primário das fases a;

\bar{V}_p^b é igual a tensão no primário das fases b;

\bar{V}_p^c é igual a tensão no primário das fases;

\bar{V}_s^a é igual a tensão no secundário da fase a;

\bar{V}_s^b é igual a tensão no secundário da fase b;

\bar{V}_s^c é igual a tensão no secundário da fase c.

Dessa forma, tanto para a conexão estrela aterrado – estrela aterrado quanto para a conexão estrela aterrado – delta, a estrutura da matriz de admitância é semelhante à matriz de admitância de barra trifásica de uma linha trifásica, cuja admitância é igual a \dot{Y}_3 , sem acoplamento mútuo entre as fases.

$$\dot{Y}_D^{abc} = \begin{bmatrix} \dot{Y}_3 & 0 & 0 & -\dot{Y}_3 & 0 & 0 \\ 0 & \dot{Y}_3 & 0 & 0 & -\dot{Y}_3 & 0 \\ 0 & 0 & \dot{Y}_3 & 0 & 0 & -\dot{Y}_3 \\ -\dot{Y}_3 & 0 & 0 & \dot{Y}_3 & 0 & 0 \\ 0 & -\dot{Y}_3 & 0 & 0 & \dot{Y}_3 & 0 \\ 0 & 0 & -\dot{Y}_3 & 0 & 0 & \dot{Y}_3 \end{bmatrix}. \quad (3.40)$$

A fim de que as barras sejam agrupadas por fase trocam-se as linhas e colunas de Y_D^{abc} :

$$\dot{Y}_{bus}^{abc} = \begin{bmatrix} \dot{Y}_3 & -\dot{Y}_3 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ -\dot{Y}_3 & \dot{Y}_3 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & \dot{Y}_3 & -\dot{Y}_3 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & -\dot{Y}_3 & \dot{Y}_3 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & \dot{Y}_3 & -\dot{Y}_3 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & -\dot{Y}_3 & \dot{Y}_3 \end{bmatrix}. \quad (3.41)$$

Salienta-se que CHEN et al., (1991) propôs esta representação do transformador de distribuição por injeções de correntes aterradas a fim de contornar problemas de singularidade da matriz.

Diferentemente do que foi usado em CHEN et al., (1991), neste trabalho optou-se por modelar as fontes equivalentes de corrente da FIGURA 6 por fontes de potência (como será apresentado no próximo capítulo, pois a modelagem do FPOT é por injeções de potência). E, enquanto CHEN et al., (1991) modela os taps α como parâmetros fixos de um Fluxo de Carga Trifásico, neste trabalho esse taps serão otimizados através de Fluxo de Potência Ótimo Trifásico MultiPeríodo.

Assim, as injeções de correntes (3.24)-(3-29) serão transformadas em injeções de potência e inseridas nas equações de balanço e potência ativa e reativa na forma quadrática de um FPOTM, o que facilitará a obtenção das condições de otimalidade de primeira ordem e da matriz de derivada segunda do Lagrangeano.

3.6 CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO

Este capítulo teve como objetivo apresentar os modelos usuais para representação trifásica de cargas, linhas, transformadores de distribuição, banco de capacitores e reguladores de tensão.

Dos modelos apresentados os que serão utilizados na tese são:

- Linhas trifásicas com acoplamento mútuo entre as fases;
- Modelos de carga representados com conexão estrela aterrada e potência constante;
- Transformador de distribuição modelado com conexão (Y-aterrado, Y-aterrado) com ajuste de *taps*;
- Bancos capacitores conectados em estrela aterrada;
- Reguladores de tensão formados por banco de três reguladores monofásicos, ligados em estrela aterrada.

4 FLUXO DE POTÊNCIA ÓTIMO TRIFÁSICO

Nesse capítulo são apresentadas as formulações matemáticas de Fluxo de Potência Ótimo Trifásico (FPOT) na versão monopérido, FPOT na versão multipérido (FPOTM) e na versão parametrizada (FPOTP).

A versão monopérido é baseada na formulação proposta em Baran (2012), na qual foram acrescentados: a modelagem dos TDs por injeção de potência (ao invés da modelagem por injeção de corrente proposta em CHEN et al. (1991)), os ajustes dos taps dos transformadores de distribuição (TD) e novas restrições para monitoramento do desequilíbrio de tensão e de potência aparente das GDs (nesse trabalho, as GDs consideradas são fontes solares). Estes itens acrescentados, que se caracterizam como parte das contribuições da tese são descritos na versão monopérido do FPOT a fim de facilitar o encadeamento das demais formulações e contribuições.

A inclusão do ajuste dos taps de TDs se faz para que se possa manter o perfil de tensão do alimentador dentro de limites operacionais, sem que seja necessária a alteração da tensão de saída da subestação ou da reconfiguração da rede ao longo da operação. A restrição para monitoramento dos desequilíbrios de tensão tem como objetivo mantê-los dentro dos limites estipulados por normas.

Com o aumento da conexão de GD ao longo dos alimentadores, principalmente GFV, a restrição de potência aparente atua como forma de compensar a potência reativa localmente, satisfazendo as capacidades nominais dos inversores das GDs.

A partir da versão do FPOT monopérido aprimorada, ela é estendida para uma versão multipérido (FPOTM, que analisa vários períodos simultaneamente) e parametrizada de carga e injeção de potência das GDs (FPOTP, que analisa os períodos sequencialmente).

A versão do FPOTM implica no aumento do tamanho do problema em np vezes (sendo que np corresponde ao número de períodos ou cenários analisados concomitantemente), além do acréscimo do número de variáveis de otimização vinculadas ao número de TDs e acréscimos de restrições que devem ser atendidas, além das restrições convencionalmente consideradas em FPOTs.

As versões FPOTM (acrescida da modelagem dos TDs por injeção de potência e ajuste de taps) e FPOTP (acrescida da modelagem dos TDs por injeção de potência e ajuste de taps, restrições para monitoramento do desequilíbrio de tensão e restrições de potência aparente das GDs) são as contribuições dessa tese que serão apresentadas neste capítulo.

Em síntese, essas formulações (FPOTM e FPOTP), que têm como função objetivo a minimização das perdas elétricas em redes de distribuição, incorporam as impedâncias mútuas entre fases, monitoram as magnitudes de tensão dentro de parâmetros desejados, incorporam modelagem de TDs para ajuste de *taps* além do tradicional ajuste dos *taps* de reguladores de tensão e banco de capacitores, e também incorporam monitoramento de desequilíbrio de tensão ente fases e potência aparente das GDs.

4.1 FLUXO DE POTÊNCIA ÓTIMO TRIFÁSICO MONOPERÍODO

Nessa seção, serão descritas as variáveis de entrada, variáveis de otimização, equações de balanço de potência ativa e reativa e restrições de desigualdades utilizadas na versão FPOT Monoperíodo.

4.1.1 Variáveis de Entrada

Os vetores $\mathbf{Pd}^{a,b,c}$ e $\mathbf{Qd}^{a,b,c}$ representam, respectivamente, as potências ativas e reativas demandadas por fase e que devem ser supridas pelas fontes. Esses vetores possuem dimensão $(nb.nf \times 1)$ sendo que nb é o número de barras e nf é o número de fases (igual a três para sistemas trifásicos):

$$\mathbf{Pd}^{a,b,c} = \begin{bmatrix} Pd_1^a \\ \vdots \\ Pd_{nb}^a \\ \vdots \\ Pd_1^{nf} \\ \vdots \\ Pd_{nb}^{nf} \end{bmatrix}, \quad \mathbf{Qd}^{a,b,c} = \begin{bmatrix} Qd_1^a \\ \vdots \\ Qd_{nb}^a \\ \vdots \\ Qd_1^{nf} \\ \vdots \\ Qd_{nb}^{nf} \end{bmatrix} \quad (4.1)$$

onde

$\mathbf{Pd}^{a,b,c}$: potência ativa demandada, dimensão $(nb.nf \times 1)$;

nb : número de barras;

a,b,c : fases a, b e c;

Pd_i^k : representa a potência ativa demandada na barra i e fase k ;

$\mathbf{Qd}^{a,b,c}$: potência reativa demandada, dimensão $(nb.nf \times 1)$;

Qd_i^k : representa a potência reativa demandada na barra i e fase k .

O vetor $\mathbf{Pgd}^{a,b,c}$ representa as potências ativas por fase geradas pelas GDs:

$$\mathbf{Pgd}^{a,b,c} = \begin{bmatrix} Pgd_1^a \\ \vdots \\ Pgd_{nb}^a \\ \vdots \\ \vdots \\ Pgd_1^{nf} \\ \vdots \\ Pgd_{nb}^{nf} \end{bmatrix}, \quad \mathbf{Qgd}^{a,b,c} = \begin{bmatrix} Qgd_1^a \\ \vdots \\ Qgd_{nb}^a \\ \vdots \\ \vdots \\ Qgd_1^{nf} \\ \vdots \\ Qgd_{nb}^{nf} \end{bmatrix} \quad (4.2)$$

onde

$\mathbf{Pgd}^{a,b,c}$: potência ativa por fase geradas pelas GDs $(nb.nf \times 1)$;

nb : número de barras;

Pgd_i^k : representa a potência ativa gerada pela GD conectada na barra i e fase k ;

$\mathbf{Qgd}^{a,b,c}$: potência reativa por fase geradas pelas GDs $(nb.nf \times 1)$;

Qgd_i^k : representa a potência reativa gerada pela GD conectada na barra i e fase k ;

Os limites máximos e mínimos de potência ativa e reativa do transformador da subestação (conectado na barra 1) são:

$$\mathbf{Ptf}_{\max}^{a,b,c} = \begin{bmatrix} Ptf_max_1^a \\ \vdots \\ 0 \\ \vdots \\ \vdots \\ Ptf_max_1^{nf} \\ \vdots \\ 0 \end{bmatrix}, \quad \mathbf{Qtf}_{\max}^{a,b,c} = \begin{bmatrix} Qtf_max_1^a \\ \vdots \\ 0 \\ \vdots \\ \vdots \\ Qtf_max_1^{nf} \\ \vdots \\ 0 \end{bmatrix} \quad (4.3)$$

onde

$Ptf_{\max}^{a,b,c}$: limite máximo de potência ativa fornecida pela subestação, dimensão $(nb.nf \times 1)$;

$Pft_{\max}_i^k$: limite máximo de potência ativa fornecida pela subestação conectada na barra i e fase k ;

$Qtf_{\max}^{a,b,c}$: limite máximo de potência reativa fornecida pela subestação, dimensão $(nb.nf \times 1)$;

$Qft_{\max}_i^k$: limite máximo de potência reativa fornecida pela subestação conectada na barra i e fase k ;

$$Ptf_{\min}^{a,b,c} = \begin{bmatrix} Ptf_{\min}_1^a \\ \vdots \\ 0 \\ \vdots \\ Ptf_{\min}_1^{nf} \\ \vdots \\ 0 \end{bmatrix}, \quad Qtf_{\min}^{a,b,c} = \begin{bmatrix} Qtf_{\min}_1^a \\ \vdots \\ 0 \\ \vdots \\ Qtf_{\min}_1^{nf} \\ \vdots \\ 0 \end{bmatrix} \quad (4.4)$$

onde

$Ptf_{\min}^{a,b,c}$: limite mínimo de potência ativa fornecida pela subestação, dimensão $(nb.nf \times 1)$;

$Pft_{\min}_i^k$: limite mínimo de potência ativa fornecida pela subestação conectada na barra i e fase k ;

$Qtf_{\min}^{a,b,c}$: limite mínimo de potência reativa fornecida pela subestação, dimensão $(nb.nf \times 1)$;

$Qft_{\min}_i^k$: limite mínimo de potência reativa fornecida pela subestação conectada na barra i e fase k .

O limite máximo de potência aparente das GDs é:

$$Sgd_{\max}^{a,b,c} = \begin{bmatrix} Sgd_max_1^a \\ \vdots \\ Sgd_max_{nb}^a \\ \vdots \\ Sgd_max_1^{nf} \\ \vdots \\ Sgd_max_{nb}^{nf} \end{bmatrix} \quad (4.5)$$

onde

$Sgd_{\max}^{a,b,c}$: limite máximo de potência aparente da geração distribuída, de dimensão $(nb.nf \times 1)$;

$Sgd_max_i^k$: limite máximo de potência aparente da geração distribuída conectada na barra i e fase k .

Deve-se ainda informar os limites máximos e mínimos das magnitudes de tensão, assim como dos *taps* dos reguladores de tensão e dos transformadores de distribuição:

$$V_{\min}^{a,b,c} = \begin{bmatrix} vmin_1^a \\ \vdots \\ vmin_{nb}^a \\ \vdots \\ vmin_1^{nf} \\ \vdots \\ vmin_{nb}^{nf} \end{bmatrix}, \quad V_{\max}^{a,b,c} = \begin{bmatrix} vmax_1^a \\ \vdots \\ vmax_{nb}^a \\ \vdots \\ vmax_1^{nf} \\ \vdots \\ vmax_{nb}^{nf} \end{bmatrix} \quad (4.6)$$

onde

$V_{\min}^{a,b,c}$: limite mínimo de magnitude de tensão, dimensão $(nb.nf \times 1)$;

$vmin_i^k$: mínima magnitude de tensão da barra i e fase k ;

$V_{\max}^{a,b,c}$: limite máximo de magnitude de módulo, de dimensão $(nb.nf \times 1)$;

$vmax_i^k$: máxima magnitude de tensão da barra i e fase k ;

$$\mathbf{t}_{\min}^{a,b,c} = \begin{bmatrix} tmin_1^a \\ \vdots \\ tmin_{nl}^a \\ \vdots \\ tmin_1^{nf} \\ \vdots \\ tmin_{nl}^{nf} \end{bmatrix}, \quad \mathbf{t}_{\max}^{a,b,c} = \begin{bmatrix} tmax_1^a \\ \vdots \\ tmax_{nl}^a \\ \vdots \\ tmax_1^{nf} \\ \vdots \\ tmax_{nl}^{nf} \end{bmatrix} \quad (4.7)$$

onde

nl : número de linhas;

$\mathbf{t}_{\min}^{a,b,c}$: limite mínimo de taps de reguladores de tensão, dimensão $(nl.nf \times 1)$;

$tmin_i^k$: tap mínimo do regulador de tensão na linha i e fase k ;

$tmax_i^k$: tap máximo do regulador de tensão na linha i e fase k ;

$\mathbf{t}_{\max}^{a,b,c}$: limite máximo dos taps de reguladores de tensão, dimensão $(nl.nf \times$

1);

$$\boldsymbol{\alpha}_{\min} = \begin{bmatrix} \alpha min_1 \\ \vdots \\ \alpha min_{nl} \end{bmatrix}, \quad \boldsymbol{\alpha}_{\max} = \begin{bmatrix} \alpha max_1 \\ \vdots \\ \alpha max_{nl} \end{bmatrix} \quad (4.8)$$

onde

αmin_i : tap mínimo do transformador de distribuição localizado no ramo i ;

$\boldsymbol{\alpha}_{\min}$: limite mínimo de taps do transformador de distribuição, dimensão $(nl \times$

1);

αmax_i : tap máximo do transformador de distribuição no ramo i ;

$\boldsymbol{\alpha}_{\max}$: vetor de limite máximo de taps, de dimensão $(nl \times 1)$.

Deve-se também informar os valores das susceptâncias capacitivas dos capacitores instalados na rede:

$$\mathbf{c}^{a,b,c} = \begin{bmatrix} c_1^a \\ \vdots \\ c_{nb}^a \\ \vdots \\ c_1^{nf} \\ \vdots \\ c_{nb}^{nf} \end{bmatrix} \quad (4.9)$$

onde

c_i^k : susceptância capacitiva do capacitor instalado na barra i e fase k ;

$\mathbf{c}^{a,b,c}$: susceptâncias de todos os capacitores instalados, dimensão $(nb.nf \times 1)$.

Utilizaram-se dois modelos para cálculo das susceptâncias capacitivas dos capacitores, um em que é feito do modo tradicional, em que as susceptâncias dos capacitores são iguais para as três fases, ou pelo método proposto aqui em que elas são calculadas por fase, o que implica na utilização de um controlador para cada fase. Implementou-se desta forma para avaliar como o banco capacitor poderia influenciar no controle do desequilíbrio de tensão.

A seguir, os limites máximos e mínimos dos valores das susceptâncias capacitivas quando as mesmas são otimizadas:

$$\mathbf{c}_{\min}^{a,b,c} = \begin{bmatrix} cmin_1^a \\ \vdots \\ cmin_{nb}^a \\ \vdots \\ cmin_1^{nf} \\ \vdots \\ cmin_{nb}^{nf} \end{bmatrix}, \quad \mathbf{c}_{\max}^{a,b,c} = \begin{bmatrix} cmax_1^a \\ \vdots \\ cmax_{nb}^a \\ \vdots \\ cmax_1^{nf} \\ \vdots \\ cmax_{nb}^{nf} \end{bmatrix} \quad (4.10)$$

onde

$\mathbf{c}_{\min}^{a,b,c}$: limite mínimo das susceptâncias capacitivas, dimensão $(nb.nf \times 1)$, igual ou maior que 0;

$cmin_i^k$: mínima susceptância capacitiva do capacitor instalado na barra i e fase k ;

$\mathbf{c}_{\max}^{a,b,c}$: limite máximo das susceptâncias capacitivas, dimensão $(nb.nf \times 1)$;

cm_{i}^k : máxima susceptância capacitiva do capacitor instalado na barra i e fase k .

Os valores ótimos dos bancos de capacitores e *taps* dos reguladores de tensão podem ser calculados de duas formas, de acordo com o método selecionada:

- Método tradicional: calcula-se um mesmo valor de susceptância capacitiva para todas as fases, ou seja, otimiza-se o mesmo valor da susceptância capacitiva para as três fases; e calcula-se um mesmo valor de *tap* do regulador de tensão para todas as fases, ou seja, otimiza-se o mesmo valor de *tap* do regulador de tensão para as três fases
- Método trifásico: calcula-se um valor de susceptância para cada fase de forma independente (ou seja, pode-se apresentar valores diferentes para cada fase); e calcula-se um valor de *tap* do regulador de tensão para cada fase de forma independente.

E por fim, os limites de fluxo de potência ativa circulante nas linhas é dado por:

$$F_{\max}^{a,b,c} = \begin{bmatrix} Fmax_1^a \\ \vdots \\ Fmax_{nl}^a \\ \vdots \\ Fmax_1^{nf} \\ \vdots \\ Fmax_{nl}^{nf} \end{bmatrix} \quad (4.11)$$

onde

$Fmax_i^k$: fluxo de potência ativa máximo na linha i e fase k ;

$F_{\max}^{a,b,c}$: fluxo de potência ativa máxima nas linhas, dimensão $(nl.nf \times 1)$.

O limite mínimo de fluxo de potência ativa é considerado como sendo o negativo do limite máximo de fluxo de potência ativa.

$$\mathbf{F}_{\min} = -\mathbf{F}_{\max}. \quad (4.12)$$

Outros dados de entrada são:

- parâmetros do sistema;
- configurações do sistema;
- barra de referência;
- localização e tipo de ajustes dos *taps* dos reguladores de tensão;
- localização e tipo de ajustes dos bancos de capacitores;
- Tipos de conexão dos transformadores de distribuição.

4.1.2 Variáveis de Controle e Dependentes

A tensão fasorial é representada na forma retangular tal como formulado em Baran (2012):

$$\dot{\mathbf{V}}^{a,b,c} = \begin{bmatrix} \dot{V}_1^a \\ \vdots \\ \dot{V}_{nb}^a \\ \vdots \\ \dot{V}_1^{nf} \\ \vdots \\ \dot{V}_{nb}^{nf} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} e_1^a \\ \vdots \\ e_{nb}^a \\ \vdots \\ e_1^{nf} \\ \vdots \\ e_{nb}^{nf} \end{bmatrix} + j \cdot \begin{bmatrix} f_1^a \\ \vdots \\ f_{nb}^a \\ \vdots \\ f_1^{nf} \\ \vdots \\ f_{nb}^{nf} \end{bmatrix}. \quad (4.13)$$

Podendo ser representada por:

$$\dot{\mathbf{V}}^{a,b,c} = \mathbf{e} + j \cdot \mathbf{f} \quad (4.14)$$

onde

$\dot{\mathbf{V}}^{a,b,c}$: fasores de tensão de todas as barras e todas as fases, dimensão $(nb.nf \times 1)$;

$\mathbf{e}^{a,b,c}$: parte real do fasor tensão, dimensão $(nb.nf \times 1)$;

$\mathbf{f}^{a,b,c}$: parte imaginária do fasor tensão, dimensão $(nb.nf \times 1)$.

O vetor de tensão nodal pode ser representado pelo vetor \mathbf{x} , formado pelos elementos das partes reais e imaginárias das tensões de barra:

$$\mathbf{x} = \begin{bmatrix} e_1^a \\ \vdots \\ e_{nb}^a \\ \vdots \\ \vdots \\ e_1^{nf} \\ \vdots \\ \vdots \\ e_{nb}^f \\ f_1^a \\ \vdots \\ \vdots \\ f_{nb}^a \\ \vdots \\ \vdots \\ \vdots \\ f_1^{nf} \\ \vdots \\ \vdots \\ f_{nb}^{nf} \end{bmatrix} \quad (4.15)$$

onde

\mathbf{x} : vetor que armazena as variáveis reais e imaginárias de todas as tensões de barra com dimensão $[2.nb.nf \times 1]$;

e_i^k : valor referente à parte real do fasor tensão da barra i e na fase k ;

f_i^k : valor referente à parte imaginária do fasor tensão da barra i e na fase k .

Para se obter os vetores \mathbf{e} e \mathbf{f} a partir do vetor \mathbf{x} , utilizam-se as seguintes matrizes descritas em Fernandes (2004):

$$\Gamma_e = [\Gamma \quad N] \quad (4.16)$$

e

$$\Gamma_f = [N \quad \Gamma] \quad (4.17)$$

onde

Γ : matriz identidade de dimensão $[(nb.nf) \times (nb.nf)]$;

N : matriz nula de dimensão $[(nb.nf) \times (nb.nf)]$;

Γ_e : matriz composta pela justaposição da matriz Γ e da matriz N , logo com dimensão $[(nb.nf) \times (2.nb.nf)]$, de tal forma que o vetor formado pelas partes imaginárias das tensões das barras, possa ser escrito por:

$$\mathbf{e} = \Gamma_e \cdot \mathbf{x} \quad (4.18)$$

onde

Γ_f : matriz composta pela justaposição da matriz N e da matriz Γ , logo com dimensão $[(nb.nf) \times (2.nb.nf)]$, de tal forma que o vetor formado pelas partes imaginárias das tensões das barras, possa ser escrito por:

$$\mathbf{f} = \Gamma_f \cdot \mathbf{x} . \quad (4.19)$$

O vetor $\mathbf{P}_{tf}^{a,b,c}$ refere-se à potência ativa fornecida pelo transformador de potência que alimenta a rede de distribuição trifásica, e o vetor \mathbf{P}_{gd} que se refere à potência ativa fornecida pelas usinas de geração distribuída, ambos de dimensão $[nb.nf \times 1]$:

$$\mathbf{P}_{tf}^{a,b,c} = \begin{bmatrix} Ptf_1^a \\ \vdots \\ 0 \\ \vdots \\ Ptf_1^{nf} \\ \vdots \\ 0 \end{bmatrix}, \quad \mathbf{Q}_{tf}^{a,b,c} = \begin{bmatrix} Qtf_1^a \\ \vdots \\ Qtf_{nb}^a \\ \vdots \\ Qtf_1^{nf} \\ \vdots \\ Qtf_{nb}^{nf} \end{bmatrix} \quad (4.20)$$

onde

$\mathbf{P}_{tf}^{a,b,c}$: potência ativa fornecida pela subestação, dimensão $(nb.nf \times 1)$;

Ptf_i^k : potência ativa fornecida pelo transformador potência conectado na barra i e na fase k ;, nas demais posições do vetor assumem-se valores iguais a zero;

Qtf_i^k : representa a potência reativa fornecida pelo transformador de potência conectado na barra i na fase k ;

$\mathbf{Q}_{tf}^{a,b,c}$: potência reativa dos transformadores de potência, dimensão $(nb.nf \times 1)$.

Os vetores $\mathbf{P}_{gd}^{a,b,c}$ e $\mathbf{Q}_{gd}^{a,b,c}$ representam a potências ativas e reativas geradas pelas GDs por fase, respectivamente:

$$\mathbf{Pgd}^{a,b,c} = \begin{bmatrix} Pgd_1^a \\ \vdots \\ Pgd_{nb}^a \\ \vdots \\ Pgd_1^{nf} \\ \vdots \\ Pgd_{nb}^{nf} \end{bmatrix}, \quad \mathbf{Qgd}^{a,b,c} = \begin{bmatrix} Qgd_1^a \\ \vdots \\ Qgd_{nb}^a \\ \vdots \\ Qgd_1^{nf} \\ \vdots \\ Qgd_{nb}^{nf} \end{bmatrix} \quad (4.21)$$

onde

$\mathbf{Pgd}^{a,b,c}$: potência ativa gerada pelas GDs, dimensão $(nb.nf \times 1)$;

Pgd_i^k : potência ativa gerada pela GD conectada na barra i e fase k ;

$\mathbf{Qgd}^{a,b,c}$: potência reativa gerada pelas GDs, dimensão $(nb.nf \times 1)$;

Qgd_i^k : potência reativa gerada pela GD conectada na barra i e fase k .

Efetuando-se a soma vetorial da potência ativa entregue pela subestação e pela potência ativa gerada nas usinas de geração distribuída obtém-se a potência ativa total gerada:

$$\mathbf{P}_g^{a,b,c} = \mathbf{P}_{tf}^{a,b,c} + \mathbf{Pgd}^{a,b,c} \quad (4.22)$$

onde

$\mathbf{P}_g^{a,b,c}$: potência ativa total fornecida pelos transformadores de potência mais potência total ativa fornecida pela geração distribuída, dimensão $(nb.nf \times 1)$.

Da soma vetorial da potência reativa entregue pela subestação e pela potência reativa gerada nas usinas de geração distribuída obtém-se a potência reativa total gerada:

$$\mathbf{Q}_g^{a,b,c} = \mathbf{Q}_{tf}^{a,b,c} + \mathbf{Qgd}^{a,b,c} \quad (4.23)$$

onde

$\mathbf{Q}_g^{a,b,c}$: potência reativa total fornecida pela subestação e pela geração distribuída, dimensão $(nb.nf \times 1)$.

A variável relativa aos *taps* dos reguladores de tensão é representada pelo vetor $\mathbf{t}^{a,b,c}$:

$$\mathbf{t}^{a,b,c} = \begin{bmatrix} t_1^a \\ \vdots \\ t_{nl}^a \\ \vdots \\ t_1^{nf} \\ \vdots \\ t_{nl}^{nf} \end{bmatrix} \quad (4.24)$$

onde

t_i^k : representa o *tap* do regulador de tensão conectada no ramo i e fase k ;

$\mathbf{t}^{a,b,c}$: vetor de *taps* dos reguladores de tensão, dimensão $(nl.nf \times 1)$.

A variável relativa aos *taps* dos transformadores de distribuição é representada pelo vetor α :

$$\alpha = \alpha_1 \begin{bmatrix} \alpha_1 \\ \vdots \\ \alpha_{nl} \end{bmatrix} \quad (4.25)$$

onde

α_i : *tap* do TD conectada no ramo i ;

α : *taps* dos TDs, dimensão $(nl \times 1)$.

Se for feita a opção de se dimensionar os bancos de capacitores, o parâmetro de entrada representado na equação (4.9) torna-se variável de otimização, que ajusta as susceptâncias capacitivas dos capacitores:

$$\mathbf{c}^{a,b,c} = \begin{bmatrix} c_1^a \\ \vdots \\ c_{nb}^a \\ \vdots \\ c_1^{nf} \\ \vdots \\ c_{nb}^{nf} \end{bmatrix}. \quad (4.26)$$

Assim, $\mathbf{c}^{a,b,c}$ pode ser acionado como variável de otimização quando se deseja otimizar os valores das susceptâncias capacitivas dos capacitores instalados,

ou acionado como parâmetro de entrada, quando já se conhece o valor do banco de capacitor instalado.

4.1.3 Critério de Otimização

A função objetivo utilizada no problema de otimização é a minimização das perdas elétricas totais da rede de distribuição em análise:

$$f.o. = \mathbf{u}' \cdot (\mathbf{P}_{tf}^{a,b,c} + \mathbf{P}_{gd}^{a,b,c} - \mathbf{P}_d^{a,b,c}) \quad (4.27)$$

onde

\mathbf{u} : vetor unitário.

A função objetivo está sujeita a restrições de igualdade; limites de geração de potência ativa e reativa, ajuste de *taps* dos reguladores de tensão e transformadores de distribuição, limite de capacidade das linhas, limite de magnitude de tensão nas barras e limites dos capacitores, que serão descritas a seguir.

4.1.4 Restrições de Igualdade: Balanço de Potência Ativa e Reativa

Com o intuito de contornar os problemas de mau condicionamento numérico das redes de distribuição devido a trechos curtos intercalados com trechos excessivamente longos e predominantemente radiais, utilizou-se a representação do fasor tensão na forma retangular.

Essa representação retangular resulta que a representação das equações de balanço de potência ativa e reativa são equações quadráticas, de fácil manuseio e que facilitam a convergência do problema de otimização. Outro benefício diz respeito ao fato de que matriz hessiana do problema de otimização envolvido é constante, o que torna a expansão em Séries de Taylor exata.

A seguir, descrevem-se as equações de balanço de potência ativa e reativa, utilizando a forma retangular para nf fases.

O vetor das potências injetadas em todas as fases e todas as barras é:

onde

GG : parte real da matriz de admitância de barra com nf fases, $\dot{Y}_{bus}^{a,b,c}$, com dimensão $(nb.nf \times nb.nf)$;

BB : parte imaginária da matriz de admitância de barra com nf fases, com dimensão $(nb.nf \times nb.nf)$.

As injeções de potência ativa e reativa nas barras são, então, dadas por:

$$P_g^{a,b,c} - P_d^{a,b,c} = P^{a,b,c}(x, t^{a,b,c}, \alpha) \cdot x \quad (4.32)$$

$$Q_g^{a,b,c} + \text{diag}(|\dot{V}^{a,b,c}|^2) \cdot c^{a,b,c} - Q_d^{a,b,c} = Q^{a,b,c}(x, t^{a,b,c}, \alpha) \cdot x \quad (4.33)$$

onde

$|\dot{V}^{a,b,c}|^2 \cdot c^{a,b,c}$: parcela referente a potência reativa fornecida pelos capacitores, com dimensão $(nb.nf \times 1)$;

$\dot{V}^{a,b,c}$: vetor contendo o fasor tensão com dimensão $(nb.nf \times 1)$.

Para que se possa realizar o ajuste dos taps dos reguladores de tensão trifásicos com um único comutador de taps, deve-se considerar as duas seguintes restrições de igualdade:

$$\begin{bmatrix} t_1^a \\ \vdots \\ t_{nl}^a \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} t_1^b \\ \vdots \\ t_{nl}^b \end{bmatrix} = 0 \quad (4.34)$$

$$\begin{bmatrix} t_1^a \\ \vdots \\ t_{nl}^a \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} t_1^c \\ \vdots \\ t_{nl}^c \end{bmatrix} = 0. \quad (4.35)$$

A matriz Γ_t é utilizada para se realizar as operações propostas na equação (4.34) e (4.35), as quais são necessárias apenas nas posições onde se tem regulador de tensão trifásico:

$$\Gamma_t = \begin{bmatrix} 1 & \dots & nl & -1 & \dots & -nl \\ \vdots & \ddots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ nl & \dots & nl & -nl & \dots & -nl \\ 1 & \dots & nl & -1 & \dots & -nl \\ \vdots & \ddots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ nl & \dots & nl & -nl & \dots & -nl \end{bmatrix} \quad (4.36)$$

onde

Γ_t : matriz de dimensão $[(nf.nl \times nf.nl)]$, onde todas as posições são nulas, exceto aquelas onde existe regulador de tensão trifásico, que assumem valor igual a 1 na primeira fase e valor -1 nas demais fases.

Deste modo:

$$\Gamma_t \cdot t^{a,b,c} = 0. \quad (4.37)$$

4.1.5 Restrições de Desigualdade

A seguir são apresentadas as restrições de desigualdade, que abrangem os limites físicos e operacionais do sistema.

4.1.5.1 Limites de Geração de Potência Ativa e Reativa

Deve-se manter dentro dos limites operacionais os valores de potências ativas e reativas entregues pelos transformadores de potência da subestação:

$$P_{tf_{min}}^{a,b,c} \leq P_{tf}^{a,b,c} \leq P_{tf_{max}}^{a,b,c} \quad (4.38)$$

$$Q_{tf_{min}}^{a,b,c} \leq Q_{tf}^{a,b,c} \leq Q_{tf_{max}}^{a,b,c} . \quad (4.39)$$

4.1.5.2 Limites das Magnitudes de Tensão

Como o fasor tensão é utilizado na forma retangular, faz-se necessário a adequação da representação dos módulos de tensão ao quadrado, que, para uma barra i qualquer é:

$$|\dot{V}_i^{a,b,c}|^2 = e_i^2 + f_i^2. \quad (4.40)$$

O quadrado da magnitude de tensão em função do vetor x , é calculado tal como descrito em Fernandes (2004), que é compactamente representado por: $V^{a,b,c}(x) \cdot x$.

Assim, a restrição para limites da magnitude de tensão nas barras é escrita como:

$$(V_{\min}^{a,b,c})^2 \leq V^{a,b,c}(x) \cdot x \leq (V_{\max}^{a,b,c})^2 \quad (4.41)$$

onde

$V^{a,b,c}(x)$: função matricial de dimensão $[(nb.nf \times 2.nb.nf)]$.

4.1.5.3 Limites de Fluxos nas Linhas

Como o monitoramento dos limites de fluxo de potência ativa completo demanda um alto esforço computacional, adotou-se a formulação do fluxo de potência linearizado, buscando-se a simplificação do monitoramento dessa grandeza (BORGES, 2010). Deste modo, a modelagem dos fluxos nas linhas é apenas em função das potências ativas injetadas nas barras.

Relembrado que:

$$P^{a,b,c} = B^{a,b,c} \cdot \theta^{a,b,c} \quad (4.42)$$

onde

$\theta^{a,b,c}$: vetor dos ângulos das tensões nodais, dimensão $(nb.nf \times 1)$;

θ_i^k : ângulo na barra i da fase k ; ;

$P^{a,b,c}$: vetor das injeções líquidas de potência ativa;

$B^{a,b,c}$: matriz do tipos susceptância indutiva, $(nb.nf \times nb.nf)$.

Essa matriz $B^{a,b,c}$ é singular, pois para uma barra qualquer, a injeção de potência pode ser obtida pela soma algébrica das demais. A fim de contornar o problema da singularidade, retira-se a linha e coluna referente à barra de referência, ref , de cada fase. Com isto a matriz modificada passa a se chamar $Bm^{a,b,c}$. O vetor

$\theta^{a,b,c}$ é modificado para $\theta \mathbf{m}^{a,b,c}$, retirando-se a posição da barra de referência de cada fase, pois o ângulo *ref* é igual a zero.

Então,

$$\mathbf{P}^{a,b,c} = \mathbf{Bm}^{a,b,c} \cdot \theta \mathbf{m}^{a,b,c}. \quad (4.43)$$

Isolando-se $\theta \mathbf{m}^{a,b,c}$ tem-se:

$$\theta \mathbf{m}^{a,b,c} = (\mathbf{Bm}^{a,b,c})^{-1} \cdot \mathbf{P}^{a,b,c}. \quad (4.44)$$

No modelo linearizado, o fluxo de potência linear que flui pelas linhas é dado por:

$$\mathbf{Fl}_{cc}^k = \begin{bmatrix} \frac{1}{x_1} \\ \\ \frac{1}{x_2} \\ \\ \vdots \\ \\ \frac{1}{x_{nl}} \end{bmatrix} \cdot A_{inc}^k \cdot \theta \mathbf{m}^k = \Gamma_{FL} \cdot A_{inc}^k. \quad k = a, b, c \quad (4.45)$$

onde

\mathbf{Fl}_{cc}^k : fluxo de potência ativa linear que flui pelas *nl* linhas de cada fase *k*, dimensão $(nl \cdot nf \times 1)$;

$\theta \mathbf{m}^k$: ângulos das tensões nodais para todas as barras da fase *k*, com dimensão $[(nb-1) \times 1]$;

A_{inc}^k : matriz de incidência barra-ramo para a fase *k*, de dimensão $[nl \times (nb-1)]$;

Γ_{FL} : matriz diagonal composta pelo inverso da reatância das linhas da fase *k*, com dimensão $[nl \times nl]$.

Com isto, a restrição de limite de fluxo nas linhas é expressa por:

$$-F_{\max}^{a,b,c} \leq \mathbf{Fl}_{cc}^{a,b,c} \leq F_{\max}^{a,b,c}. \quad (4.46)$$

4.1.5.4 Limites dos taps de reguladores de tensão e transformadores de distribuição e susceptância de banco de capacitores

$$c_{\min}^{a,b,c} \leq c^{a,b,c} \leq c_{\max}^{a,b,c} \quad (4.47)$$

$$t_{\min}^{a,b,c} \leq t^{a,b,c} \leq t_{\max}^{a,b,c} \quad (4.48)$$

$$\alpha_{\min} \leq \alpha \leq \alpha_{\max}. \quad (4.49)$$

4.1.5.5 Monitoramento de desequilíbrio de tensão entre fases

O desbalanço das cargas entre as fases leva ao desequilíbrio de tensão entre fases.

O monitoramento do desequilíbrio de tensão se faz necessário devido ao módulo 8 do PRODIST da ANEEL limitar este valor em no máximo 2% ao longo do sistema. Portanto é interessante do ponto de vista técnico garantir que esse limite não seja violado.

No módulo 8 do PRODIST é descrito o método para cálculo do desequilíbrio de tensão, conforme equação (4.50). Essa equação também é utilizada por Araujo et al. (2013) e é a mesma utilizada pela IEC:

$$K_i = \frac{V_i^-}{V_i^+} \times 100 \quad (4.50)$$

onde

K_i : desequilíbrio de tensão percentual na barra i ;

V_i^- : tensão de sequência negativa na barra i ;

V_i^+ : tensão de sequência positiva na barra i .

O mesmo documento traz uma equação alternativa à anterior, calculada através das tensões de linha, esta equação é a mesma utilizada pelo CIGRÈ, que tem um resultado aproximado ao da equação (4.50):

$$K_i = 100x \sqrt{\frac{1-\sqrt{3-6\gamma_i}}{1+\sqrt{3-6\gamma_i}}}. \quad (4.51)$$

onde

$$\gamma_i = \frac{V_{ABi}^4 + V_{BCi}^4 + V_{CAi}^4}{(V_{ABi}^2 + V_{BCi}^2 + V_{CAi}^2)^2}. \quad (4.52)$$

sendo V_{ABi} , V_{BCi} e V_{CAi} os módulos das tensões fase-fase na barra i .

Além das equações descritas acima e utilizadas pela ANEEL, tem-se ainda as equações descritas pelas normas NEMA e ANSI:

$$K_i = \frac{\Delta V_i}{V_i^{AV}} \times 100 \quad (4.53)$$

$$K_i = \frac{3x(V_i^{max} - V_i^{min})}{V_i^A + V_i^B + V_i^C} \times 100 \quad (4.54)$$

onde

ΔV_i : máximo desvio da tensão média na barra i ,

V_i^{AV} : tensão média na barra i ;

V_i^{max} : valor máximo da tensão de fase na barra i ;

V_i^{min} : valor mínimo da tensão de fase na barra i ;

V_i^A : tensão de fase A na barra i ;

V_i^B : tensão de fase B na barra i ;

V_i^C : tensão de fase C na barra i .

As equações descritas são distintas, ou seja, não há um método único para se calcular o desequilíbrio de tensão, fazendo com que os resultados de cada método sejam diferentes entre si.

Por facilidade de implementação, foi escolhido o método utilizado pelo PRODIST, equação (4.50). Os desequilíbrios de tensão são limitados a um único valor designado por ***des_{max}***. Assim,

$$\frac{|\dot{V}_i^-|}{|\dot{V}_i^+|} \leq \mathbf{des}_{max} \quad i=1, \dots, nb. \quad (4.55)$$

Lembrando que (KINDERMANN, 2003):

$$\dot{V}_i^- = \frac{1}{3}(\dot{V}_i^a + a\dot{V}_i^b + a^2\dot{V}_i^c) \quad (4.56)$$

$$\dot{V}_i^+ = \frac{1}{3}(\dot{V}_i^a + a^2\dot{V}_i^b + a\dot{V}_i^c) \quad (4.57)$$

onde

\dot{V}_i^a : fasor tensão da barra i e fase a;

\dot{V}_i^b : fasor tensão da barra i e fase b;

\dot{V}_i^c : fasor tensão da barra i e fase c;

$a = 1 \angle 120^\circ$;

$a^2 = 1 \angle 240^\circ$.

Assim, o vetor de tensão negativa V^- e V^+ são calculados da seguinte forma:

$$V^- = \frac{1}{3} \langle \mathbf{BLoco_1} | \mathbf{Bloco_a^2} | \mathbf{Bloco_a} \rangle \cdot \dot{V}^{a,b,c} \quad (4.58)$$

$$V^+ = \frac{1}{3} \langle \mathbf{BLoco_1} | \mathbf{Bloco_a} | \mathbf{Bloco_a^2} \rangle \cdot \dot{V}^{a,b,c} \quad (4.59)$$

onde

\dot{V}^- : vetor contendo o fasor tensão negativa com dimensão $(nb \times 1)$;

\dot{V}^+ : vetor contendo o fasor tensão negativa com dimensão $(nb \times 1)$;

$\mathbf{BLoco_1}$: matriz identidade de dimensão $(nb \times 1)$;

$\mathbf{Bloco_a^2}$: matriz identidade multiplicada por a^2 de dimensão $(nb \times 1)$;

$\mathbf{Bloco_a}$: matriz identidade multiplicada por a de dimensão $(nb \times 1)$;

Como o fasor tensão é representado na forma retangular, os módulos da tensão de sequência positiva e negativa devem ser expressos ao quadrado.

Ou seja, similarmente ao realizado para obtenção das magnitude de tensão ao quadrado ($|\dot{V}_i^2| = \dot{V}(x) \cdot x$), também calculam-se as magnitudes de tensão de sequência positiva e negativa ao quadrado: $V^-(x) \cdot x$ e $V^+(x) \cdot x$:

$$V^-(x) \cdot x - des_{max}^2 \cdot V^+(x) \cdot x \leq 0. \quad (4.60)$$

4.1.5.6 Limites de potência aparente das GDs

Com o crescente aumento das GDs conectadas ao longo dos alimentadores, os inversores acoplados às mesmas podem ser utilizados para compensar a potência reativa localmente. Para tal, faz-se necessário limitar as combinações de potência ativa e reativa a serem injetadas pela GD segundo a potência aparente máxima especificada para os inversores de potência instalados junto e elas:

$$(Sgd_{\max}^{a,b,c})^2 \leq (Pgd^{a,b,c})^2 + (Qgd^{a,b,c})^2. \quad (4.61)$$

Esta restrição garante que o limite de potência aparente máxima da GD não será violado durante a operação.

4.1.6 Inserção do Modelo trifásico dos transformadores de distribuição

A inserção do modelo trifásico dos transformadores de distribuição pode ser feita de duas formas, através da matriz de admitância trifásica ou através da injeção de corrente nas barras onde estão conectados o primário e secundário do transformador (CHEN et al, 1991).

Para se inserir a matriz de admitância trifásica do transformador na matriz \dot{Y}_{bus}^{abc} , coloca-se uma impedância elevada entre as barras do transformador afim de se simular um circuito aberto na matriz de impedâncias primitivas, isso faz com que o número de linhas permaneça igual. Separadamente, monta-se a matriz \dot{Y}_D^{abc} conforme (3.30) ou (3.40) de acordo com o tipo de ligação do transformador.

O próximo passo é incluir a matriz \dot{Y}_D^{abc} na matriz \dot{Y}_L descrita em (3.8) nas posições respectivas as barras em que o transformador está conectado, com isto chega-se a matriz \dot{Y}_{bus}^{abc} , descrita em (3.9).

É importante salientar que o modelo de transformador trifásico, apresentado na TABELA 6 (CHEN et al, 1991) não pode ser utilizado sem um prévio tratamento para as conexões tipo: delta-estrela aterrado e delta-estrela, por causa da singularidade da matriz da \dot{Y}_D^{abc} correspondente a essas conexões.

A fim de se contornar este problema de condicionamento numérico, pode-se adotar três soluções descritas por Dugan (2003):

- inserir uma impedância de aterramento em um dos nós da conexão Delta;
- conectar um dos nós da conexão Delta diretamente à terra;
- inserir uma pequena admitância nos elementos da diagonal principal da matriz \dot{Y}_D^{abc} .

No entanto, apesar da possibilidade de se contornar os problemas de singularidade da matriz \dot{Y}_D^{abc} , optou-se por representar os transformadores através da representação por injeção de corrente (CHEN et al., 1991), cujo modelo insere os *taps* dos transformadores diretamente nas injeções de correntes deduzidas. Ou seja, os *taps* deixam de ser representados na matriz \dot{Y}_D^{abc} .

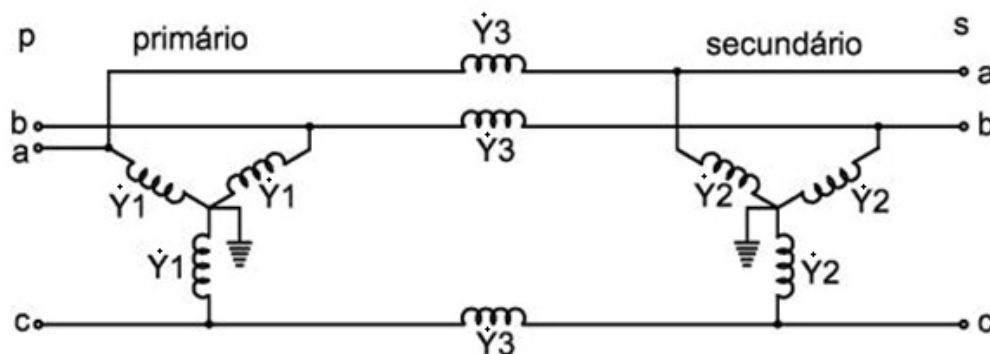
Esta estratégia facilita a obtenção das derivadas primeira e segunda que devem ser calculados quando da otimização dos *taps* (α) dos transformadores de distribuição via Método dos Pontos Interiores versão Primal-Dual (MEHROTRA, 1992).

4.1.6.1 Método da Injeção de Corrente para Transformador Estrela-aterrada Estrela-aterrada

Devido às dificuldades de se modelar os *taps* dos transformadores de distribuição na matriz \dot{Y}_{bus}^{abc} , optou-se por modelá-los utilizando o método da Injeção de Corrente descrito por Chen et al. (1991) descrito nas equações (3.34) a (3.39) e (3.44) a (3.49).

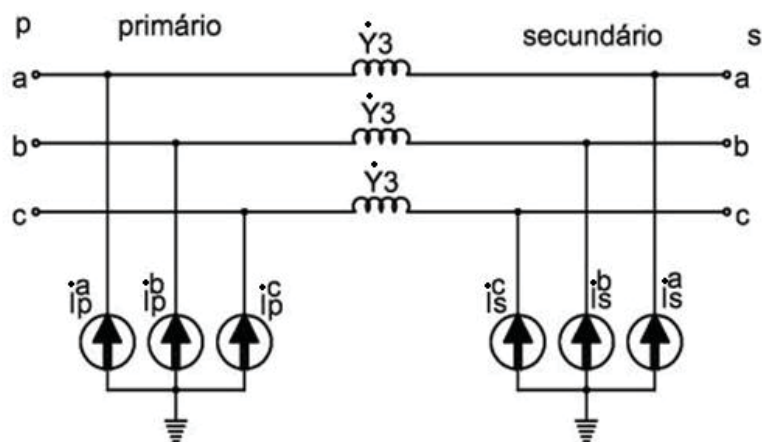
A FIGURA 9 reapresenta o circuito equivalente de um transformador com conexão estrela-aterrada estrela aterrada e a FIGURA 9 é a representação por Injeções de Corrente.

FIGURA 8 – CIRCUITO EQUIVALENTE TRANSFORMADOR TRIFÁSICO ESTRELA ATERRADO ESTRELA ATERRADO



FONTE: Adaptado de CHEN *et al.*, (1991)

FIGURA 9 – REPRESENTAÇÃO POR INJEÇÃO DE CORRENTE TRANSFORMADOR ESTRELA ATERRADO ESTRELA ATERRADO



FONTE: Adaptado de CHEN *et al.*, (1991)

Supondo a otimização apenas de α , e considerando $\beta=1$, relembra-se que as equações de injeção de corrente são segundo Chen et al. (1991):

$$\bar{I}_p^a = \frac{y_3}{\alpha} \left(\frac{1-\alpha}{\alpha} \right) \bar{V}_p^a \quad (4.62)$$

$$\bar{I}_p^b = \frac{y_3}{\alpha} \left(\frac{1-\alpha}{\alpha} \right) \bar{V}_p^b \quad (4.63)$$

$$\bar{I}_p^c = \frac{y_3}{\alpha} \left(\frac{1-\alpha}{\alpha} \right) \bar{V}_p^c \quad (4.64)$$

$$\bar{I}_s^a = \frac{y_3}{\alpha} \left(\frac{\alpha-1}{1} \right) \bar{V}_s^a \quad (4.65)$$

$$\bar{I}_s^b = \frac{y_3}{\alpha} \left(\frac{\alpha-1}{1} \right) \bar{V}_s^b \quad (4.66)$$

$$\bar{I}_s^c = \frac{\dot{y}_3}{\alpha} \left(\frac{\alpha-1}{1} \right) \bar{V}_s^c, \quad (4.67)$$

relembrando também que $\dot{y}_3 = \frac{\dot{y}_t}{\alpha} \cdot \beta$.

Como se está modelando as equações de balanço de potência ativa e reativa por injeções de potência, as injeções de corrente devem ser transformadas em injeções de potência:

$$\bar{S}_p^a = \bar{V}_p^a \left[\frac{\dot{y}_3}{\alpha} \left(\frac{1-\alpha}{\alpha} \right) \bar{V}_p^a \right]^* \quad (4.68)$$

$$\bar{S}_p^b = \bar{V}_p^b \left[\frac{\dot{y}_3}{\alpha} \left(\frac{1-\alpha}{\alpha} \right) \bar{V}_p^b \right]^* \quad (4.69)$$

$$\bar{S}_p^c = \bar{V}_p^c \left[\frac{\dot{y}_3}{\alpha} \left(\frac{1-\alpha}{\alpha} \right) \bar{V}_p^c \right]^* \quad (4.70)$$

$$\bar{S}_s^a = \bar{V}_s^a \left[\frac{\dot{y}_3}{\alpha} \left(\frac{\alpha-1}{1} \right) \bar{V}_s^a \right]^* \quad (4.71)$$

$$\bar{S}_s^b = \bar{V}_s^b \left[\frac{\dot{y}_3}{\alpha} \left(\frac{\alpha-1}{1} \right) \bar{V}_s^b \right]^* \quad (4.72)$$

$$\bar{S}_s^c = \bar{V}_s^c \left[\frac{\dot{y}_3}{\alpha} \left(\frac{\alpha-1}{1} \right) \bar{V}_s^c \right]^*. \quad (4.73)$$

Para se representar essas injeções de potência de modo genérico, deve-se montar matrizes de incidência ($IncYYp$ e $IncYYs$) cujo objetivo é indicar em que barras da rede essas injeções de potência devem ser adicionadas.

A matriz $IncYYp$ é uma matriz de 0s e 1s, cuja dimensão é $(3.nb \times 3.nb)$. Nas posições da diagonal que correspondem às barras do primário do transformador assume-se valor igual a 1:

$$IncYYp = \text{zeros}(3.nb \times 3.nb) \quad (4.74)$$

$$IncYYp_{(pp,pp)} = 1 \quad (4.75)$$

$$IncYYp_{(pp+nb,pp+nb)} = 1 \quad (4.76)$$

$$IncYYp_{(pp+2*nb,pp+2*nb)} = 1 \quad (4.77)$$

onde

$IncYYp$: matriz de incidência do primário do transformador estrela aterrado – estrela aterrado.

$IncYYp_{(pp,pp)}$: posição da matriz em que o primário do transformador está conectado na fase a.

$IncYYp_{(pp+nb,pp+nb)}$: posição da matriz em que o primário do transformador está conectado na fase b.

$IncYYp_{(pp+2*nb,pp+2*nb)}$: posição da matriz em que o primário do transformador está conectado na fase c.

pp : barra onde o primário do transformador está conectado.

A matriz $IncYYs$ é uma matriz de 0s e 1s, cuja dimensão é $(3.nb \times 3.nb)$. Nas posições da diagonal que correspondem às barras do secundário do transformador assume-se valor igual a 1:

$$IncYYs = zeros(3 * nb \times 3 * nb) \quad (4.78)$$

$$IncYYs_{(ss,ss)} = 1 \quad (4.79)$$

$$IncYYs_{(ss+nb,ss+nb)} = 1 \quad (4.80)$$

$$IncYYs_{(ss+2*nb,ss+2*nb)} = 1 \quad (4.81)$$

onde

$IncYYs$: matriz de incidência do secundário do transformador estrela aterrado – estrela aterrado.

$IncYYs_{(ss,ss)}$: posição da matriz em que o secundário do transformador está conectado na fase a.

$IncYYs_{(ss+nb,ss+nb)}$: posição da matriz em que o secundário do transformador está conectado na fase b.

$IncYYs_{(ss+2*nb,ss+2*nb)}$: posição da matriz em que o secundário do transformador está conectado na fase c.

ss : barra onde o secundário do transformador está conectado.

$$Q^{a,b,c} = Q^{a,b,c}(x, t^{a,b,c}, \alpha) \cdot x + Qtrafo^{a,b,c}(x, \alpha) \cdot x. \quad (4.92)$$

Salienta-se que os valores dos taps do transformador de distribuição α , também devem ser considerados no cálculo dos fluxos de potências.

4.1.7 Nova formulação incluindo injeções de potência dos transformadores de distribuição

O problema de otimização que representa o fluxo de potência ótimo trifásico descrito nas seções anteriores é expresso da seguinte forma:

$$f.o. = \mathbf{u}' \cdot (\mathbf{P}_{gd}^{a,b,c} + \mathbf{P}_{tf}^{a,b,c} - \mathbf{P}_d^{a,b,c}) \quad (4.93)$$

s.a

$$\mathbf{P}_{gd}^{a,b,c} + \mathbf{P}_{tf}^{a,b,c} - \mathbf{P}_d^{a,b,c} = \mathbf{P}^{a,b,c}(x, t^{a,b,c}, \alpha) \cdot x + \mathbf{Ptrafo}^{a,b,c}(x, \alpha) \cdot x \quad (4.94)$$

$$Q_{gd}^{a,b,c} + Q_{tf}^{a,b,c} - Q_d^{a,b,c} + \text{diag}(|\dot{V}^{a,b,c}|^2) \cdot c^{a,b,c} = Q^{a,b,c}(x, t^{a,b,c}, \alpha) \cdot x + Qtrafo^{a,b,c}(x, \alpha) \cdot x \quad (4.95)$$

$$\Gamma_t \cdot t^{a,b,c} = 0 \quad (4.96)$$

$$P_{tf_{min}}^{a,b,c} \leq P_{tf}^{a,b,c} \leq P_{tf_{max}}^{a,b,c} \quad (4.97)$$

$$Q_{tf_{min}}^{a,b,c} \leq Q_{tf}^{a,b,c} \leq Q_{tf_{max}}^{a,b,c} \quad (4.98)$$

$$(V_{min}^{a,b,c})^2 \leq V^{a,b,c}(x) \cdot x \leq (V_{max}^{a,b,c})^2 \quad (4.99)$$

$$-F_{max}^{a,b,c} \leq F_{cc}^{a,b,c} \leq F_{max}^{a,b,c} \quad (4.100)$$

$$c_{min}^{a,b,c} \leq c^{a,b,c} \leq c_{max}^{a,b,c} \quad (4.101)$$

$$t_{min}^{a,b,c} \leq t^{a,b,c} \leq t_{max}^{a,b,c} \quad (4.102)$$

$$\alpha_{min} \leq \alpha \leq \alpha_{max} \quad (4.103)$$

$$V^-(x) \cdot x - des_{max}^2 \cdot V^+(x) \cdot x \leq 0 \quad (4.104)$$

$$(Sgd_{\max}^{a,b,c})^2 \leq (Pgd_{\max}^{a,b,c})^2 + (Qgd_{\max}^{a,b,c})^2. \quad (4.105)$$

Para resolução desse problema de otimização (4.93-4.105), adotou-se a resolução via Método dos Pontos Interiores versão Primal-Dual (WRIGHT, 1997). Esse método obtém a melhor solução, mantendo a busca dentro da região factível de solução. Para isso, transforma as inequações em equações de igualdade, através da introdução de variáveis de folga cuja não-negatividade é mantida pela adição de uma função de barreira logarítmica à função objetivo. Este método foi selecionado devido ao seu bom desempenho obtido para resolver FPO tradicionais (GRANVILLE, 1996).

Esse problema que tem a mesma estrutura da proposta em Baran (2012), apresenta o diferencial de que as equações de balanço de potência ativa e reativa (equação (4.94) e (4.95)) incluem o modelo dos transformadores de distribuição via injeções de potência (ao invés das injeções de corrente proposto em Chen et al. (1991); inclusão das restrições (equação (4.103)) referentes aos limites dos taps dos TDs; inclusão da equação (4.104), referente ao monitoramento do desequilíbrio de tensão entre fases e equação (4.105), referente ao controle de potência aparente das fontes GD.

Salienta-se que o fasor tensão na saída da subestação, ou seja, na barra onde estão conectados os transformadores de potência, são fixados com ângulos iguais a 0° , 120° e 240° graus.

Salienta-se também que essa formulação de FPOT monopériodo otimiza a rede para apenas um ponto operacional e para diferentes instantes de tempo ela deve ser executada novamente.

Para cada execução individual, são obtidas diferentes alocações de taps dos TDs. A questão primordial é que as posições de taps de TDs permanecem fixas ao longo da operação da rede e elas devem ser escolhidos de modo a satisfazer simultaneamente todos os período que abrangem diferentes níveis de carga e geração de PVs (vários perfis de radiação solar), entre outros parâmetros que mudam ao longo do dia.

Portanto, essa tese propõe estender a versão descrita anteriormente para um uma versão multiperíodo do FPOT, designada por FPOTM, que considera

simultaneamente vários cenários de carga e incidência solar ao longo do 1 dia típico. O objetivo é encontrar posições de taps de TDs ideais para toda uma operação diária típica.

Esse FPOTM é descrito na próxima seção.

4.2 FLUXO DE POTÊNCIA ÓTIMO MULTIPERÍODO

Esta seção apresenta a formulação matemática do Fluxo de Potência Ótimo Trifásico Multiperíodo proposto nessa tese, cuja função objetivo é a minimização de perdas elétricas e que tem como diferencial o ajuste dos taps dos TDs, considerando np períodos ao mesmo tempo.

Nessa formulação, o fasor de tensão nodal, $\dot{V}^{a,b,c,y}$, é representado pela forma retangular como:

$$\dot{V}^{a,b,c,t} = e + j \cdot f \quad t=1,\dots,np \quad (4.106)$$

onde

e : componente real da tensão fasorial com dimensões $(3.nb.np \times 1)$;

f : componente imaginário da tensão fasorial com dimensões $(3.nb.np \times 1)$.

np : número de períodos.

Os componentes reais e imaginários da tensão fasorial nodal são expressos pelo vetor **x**:

$$\mathbf{x} = [\mathbf{e}^T \quad \mathbf{f}^T]^T \quad (4.107)$$

onde

x: representação do fasor tensão na forma retangular com dimensão $(6.nb.np \times 1)$.

A formulação geral do problema é:

$$\mathbf{f} \cdot \mathbf{o} = \mathbf{u}' \cdot (\mathbf{P}_{gd}^{a,b,c,t} + \mathbf{P}_{tf}^{a,b,c,t} - \mathbf{P}_d^{a,b,c,t}) \quad (4.108)$$

s.a

$$\mathbf{P}_{gd}^{a,b,c,t} + \mathbf{P}_{tf}^{a,b,c,t} - \mathbf{P}_d^{a,b,c,t} = \mathbf{P}^{a,b,c,t}(x, t^{a,b,c}, \alpha) \cdot x + \mathbf{Ptrafo}^{a,b,c,t}(x, \alpha) \cdot x \quad (4.109)$$

$$Q_{gd}^{a,b,c,t} + Q_{tf}^{a,b,c,t} - Qd^{a,b,c,t} + \text{diag}(|\dot{V}^{a,b,c,t}|^2) \cdot c^{a,b,c,t} = Q^{a,b,c,t}(x, t^{a,b,c,t}, \alpha) \cdot x + Qtrafo^{a,b,c,t}(x, \alpha) \cdot x \quad (4.110)$$

$$\Gamma_t \cdot t^{a,b,c,t} = 0 \quad (4.111)$$

$$Ptf_{min}^{a,b,c,t} \leq P_{tf}^{a,b,c,t} \leq Ptf_{max}^{a,b,c,t} \quad (4.112)$$

$$Qtf_{min}^{a,b,c,t} \leq Q_{tf}^{a,b,c,t} \leq Qtf_{max}^{a,b,c,t} \quad (4.113)$$

$$(V_{min}^{a,b,c,t})^2 \leq V^{a,b,c,t}(x) \cdot x \leq (V_{max}^{a,b,c,t})^2 \quad (4.114)$$

$$t_{min}^{a,b,c,t} \leq t^{a,b,c,t} \leq t_{max}^{a,b,c,t} \quad (4.115)$$

$$\alpha_{min} \leq \alpha \leq \alpha_{max} \quad (4.116)$$

$$t = 1, \dots, np$$

onde

$Ptf^{a,b,c,t}$: vetor de potência ativa fornecida pela subestação, para cada fase a, b, c e período t com dimensão $(3 \cdot nb \cdot np \times 1)$;

$Qtf^{a,b,c,t}$: vetor de potência reativa fornecida pela subestação, para cada fase a, b, c e período t com dimensão $(3 \cdot nb \cdot np \times 1)$;

$Ptrafo^{a,b,c,t}(x, \alpha) \cdot x$ e $Qtrafo^{a,b,c,t}(x, \alpha) \cdot x$: funções que representam as injeções de potência ativa e reativa dos transformadores de distribuição, respectivamente para cada fase a, b, c e período t ;

$Pd^{a,b,c,t}$: vetor de carga ativa para cada fase a, b, c e período t com dimensão $(3 \cdot nb \cdot np \times 1)$;

$Qd^{a,b,c,t}$: vetor de carga reativa para cada fase a, b, c e período t com dimensão $(3 \cdot nb \cdot np \times 1)$;

$Pgd^{a,b,c,t}$: vetor de potência ativa fornecida pelas GDs para cada fase a, b, c e período t com dimensão $(3 \cdot nb \cdot np \times 1)$;

$Qgd^{a,b,c,t}$: vetor de potência reativa fornecida pelas GDs para cada fase a, b, c e período t com dimensão $(3 \cdot nb \cdot np \times 1)$;

$t^{a,b,c,t}$: vetor de relação de magnitudes de tensão dos reguladores de tensão para cada fase a, b, c e período t com dimensão $(3 \cdot nreg \cdot np \times 1)$;

$nreg$: número de reguladores de tensão;

$t_{\min}^{a,b,c,t}, t_{\max}^{a,b,c,t}$: limites mínimos e máximos de relação de magnitudes de tensão dos reguladores de tensão para cada fase a, b, c e período t com dimensão $(3.n_{reg}.n_p \times 1)$;

$c^{a,b,c,t}$: vetor de susceptância capacitiva de n_c banco de capacitores para cada fase a, b, c e período t com dimensão $(3.n_b.n_p \times 1)$;

$Ptf_{\min}^{a,b,c,t}$ e $Ptf_{\max}^{a,b,c,t}$: limites mínimo e máximo de geração de potência ativa injetada pela subestação com dimensão $(3.n_b.n_p \times 1)$;

$Qtf_{\min}^{a,b,c,t}$ e $Qtf_{\max}^{a,b,c,t}$: limites mínimo e máximo de geração de potência reativa injetada pela subestação para cada fase a, b, c e período t com dimensão $(3.n_b.n_p \times 1)$;

$V_{\min}^{a,b,c,t}, V_{\max}^{a,b,c,t}$: limites mínimos e máximos de magnitudes de tensão das fases para cada fase a, b, c e período t com dimensão $(3.n_b.n_p \times 1)$;

α : vetor de taps de TDs com dimensão $(ndt \times 1)$;

ndt : número de transformadores de distribuição;

$\alpha_{\min}, \alpha_{\max}$: limites mínimos e máximos de taps de TDs com dimensão $(ndt \times 1)$.

Para ilustrar as estruturas dos vetores, considere o vetor $\mathbf{Pd}^{a,b,c,t}$ e $\mathbf{Qd}^{a,b,c,t}$:

$$\mathbf{Pd}^{a,b,c,t} = [Pd_1^{a,1} \dots Pd_{nb}^{a,1} Pd_1^{b,1} \dots Pd_{nb}^{b,1} Pd_1^{c,1} \dots Pd_{nb}^{c,1} \dots Pd_1^{a,np} \dots Pd_{nb}^{a,np} Pd_1^{b,np} \dots Pd_{nb}^{b,np} Pd_1^{c,np} \dots Pd_{nb}^{c,np}]^T \quad (4.117)$$

$$\mathbf{Qd}^{a,b,c,t} = [Qd_1^{a,1} \dots Qd_{nb}^{a,1} Qd_1^{b,1} \dots Qd_{nb}^{b,1} Qd_1^{c,1} \dots Qd_{nb}^{c,1} \dots Qd_1^{a,np} \dots Qd_{nb}^{a,np} Qd_1^{b,np} \dots Qd_{nb}^{b,np} Qd_1^{c,np} \dots Qd_{nb}^{c,np}]^T ; t=1,\dots,np \quad (4.118)$$

onde

$Pd_i^{k,t}$: carga ativa conectada na barra i , fase k e período t ;

$Qd_i^{k,t}$: carga reativa conectada na barra i , fase k e período t .

O vetor de tensão nodal tem a seguinte estrutura:

$$\dot{V}^{a,b,c,t}(\mathbf{x}) = [\dot{V}_1^{a,1} \dots \dot{V}_{nb}^{a,1} \dot{V}_1^{b,1} \dots \dot{V}_{nb}^{b,1} \dot{V}_1^{c,1} \dots \dot{V}_{nb}^{c,1} \dots$$

$$\dot{V}_1^{a,np} \dots \dot{V}_{nb}^{a,np} \dot{V}_1^{b,np} \dots \dot{V}_{nb}^{b,np} \dot{V}_1^{c,np} \dots \dot{V}_{nb}^{c,np}]^T ; \quad t=1,\dots,np. \quad (4.119)$$

Todos os outros vetores declarados obedecem à mesma linha de formação.

As variáveis de otimização do FPOTM são: \mathbf{x} (tensões nodais na forma retangular e representada pela função $V^{a,b,c,t}(\mathbf{x})$); $\mathbf{Ptf}^{a,b,c,t}$ e $\mathbf{Qtf}^{a,b,c,t}$ (valores de injeção de potência ativa e reativa injetadas pelas subestações); $\mathbf{t}^{a,b,c,t}$ (taps dos reguladores de tensão) e α (taps dos TDs).

O FPOTM, formulado pelas equações (4.108) a (4.116), é resolvido pelo Método dos Pontos Interiores versão Primal-Dual.

A grande vantagem dessa formulação que contempla vários períodos é a obtenção de uma configuração de taps de TDs que satisfaça todas as restrições operacionais não apenas por um determinado instante, mas para uma variedade de cenários possíveis que podem ocorrer.

Normalmente, um TD possui cinco taps com passos de 2,5%. Por exemplo, os taps disponíveis para seleção são 1; 0,975; 0,95; 0,925 e 0,9.

No entanto, as formulações do FPOT monoperíodo e FPOTM propostos nessa tese consideram os taps dos TDs como variáveis contínuas, as quais, após o processo de otimização concluído, devem ser discretizadas a fim de se ajustar os taps nas posições disponíveis mais aderentes aos valores otimizados. Esta aproximação não garante a melhor condição, porém é capaz de fornecer um ajuste dos taps dos TDs de forma que satisfaça todas as condições operativas e com resultados melhores do que com o ajuste na posição nominal.

A técnica de discretização usada nessa tese é baseada na proposta formulada em Dahlke et al. (2012) que opera bancos de capacitores em redes de distribuição.

Portanto, os valores de taps contínuos otimizados, α_i , precisam ser discretizados (α_{disc_i}). Eles podem assumir dois valores: uma posição de tap imediatamente acima do tap contínuo (Tap_{min_i}) ou uma posição de tap imediatamente abaixo do tap contínuo (Tap_{max_i}). Adota-se a heurística de ser selecionar o valor de tpa discreto, α_{disc_i} , como sendo o valor mais próximo do tap contínuo otimizado:

$$\alpha_{disc_i} = \min \left([(\alpha_i - Tap_{min_i}), (Tap_{max_i} - \alpha_i)] \right) \quad (4.120)$$

Salienta-se que apenas os taps dos transformadores de distribuição são discretizados. Os taps dos reguladores de tensão não sofrem nenhum tipo de transformação pois seus passos são separados a cada 5/8%, ou seja, os valores contínuos assumem valores muito próximos aos valores discretos.

4.3 FLUXO DE POTÊNCIA ÓTIMA PARAMETRIZADO

Uma vez executado FPOTM, que ajusta os taps dos TDs, questões relacionadas a ações operacionais, tais como controle de desequilíbrio de tensão e controle vot-var (como por exemplo, injeção de potência reativa das GDs e manutenção de perfil de tensão), podem ser realizadas por execuções sequenciais de FPOT monopéridos. Essa estratégia é formulada como um Fluxo de Potência Ótimo Trifásico Parametrizado (FPOTP) que acompanha a evolução da carga e incidência solar de um dia típico, por exemplo. Além disso, O FPOTP também pode ser usado para validar os resultados obtidos pelo FPOTM (a ser apresentado na seção de resultados).

O problema de otimização formado pelas equações (4.32-4.33) é adaptado de maneira que o mesmo é executado repetida e separadamente para cada período do dia, através de uma função homotopia que permite a variação da carga e da incidência solar ao longo de np períodos pela variação do índice de parametrização ε ($\varepsilon = 0, \dots, np$).

A função homotopia proposta é:

$$Pd^{a,b,c} = Pd_{\varepsilon=0}^{a,b,c} + \Delta Pd_{\varepsilon}^{a,b,c} \quad (4.121)$$

$$Qd^{a,b,c} = Qd_{\varepsilon=0}^{a,b,c} + \Delta Qd_{\varepsilon}^{a,b,c} \quad (4.122)$$

$$Pgd^{a,b,c} = Pgd_{\varepsilon=0}^{a,b,c} + \Delta Pgd_{\varepsilon}^{a,b,c} \quad (4.123)$$

$$\varepsilon = 0, \dots, np$$

onde cada $\Delta Pd_{\varepsilon}^{a,b,c}$, $\Delta Qd_{\varepsilon}^{a,b,c}$ e $\Delta Pgd_{\varepsilon}^{a,b,c}$ são valores que fornecem ajustes de carga e geração fotovoltaica ativa durante ao longo de np períodos.

Se o período de operação for um dia, o valor de np pode ser igual a 24 ou igual a um valor que caracteriza os patamares de carga e incidências solares, como por exemplo, np igual a 9 períodos (valor a ser utilizado e descrito na seção de resultados).

Assim, o TOPF é executado sequencialmente np vezes, obtendo-se pontos de operação ótimo para a rede ativa trifásica de distribuição.

Caso o TOPFP seja utilizado para também se ajustar os taps dos TDs (a fim de confrontar e validar com os obtidos pelo FPOTM), os valores dos taps de cada TD também são otimizados juntamente com as outras variáveis de otimização.

Diferentemente do que acontece com os resultados do FPOTM, que fornece uma posição de tap para cada TD e que atende a todos os períodos simultaneamente, neste caso, após o processo de parametrização, são obtidos diferentes taps de TDs para cada período,

Portanto, após a execução do FPOTP, deve ser encontrada uma posição de tap única para cada TD, a qual deve ser fixada na operação.

Assim, para discretizar os taps contínuos, α_e^i , de cada TD i e cada e , foi utilizada a seguinte equação, assumindo um horizonte de estudo de np período:

$$\alpha_{min}^i = \min(\alpha_e^i) \quad (4.124)$$

$$\alpha_{disc_i} = \min([(a_{min}^i - Tap_{min_i})(Tap_{max_i} - a_{min}^i)]). \quad (4.125)$$

Após a obtenção de cada α_{disc_i} , eles são fixados e o FPOTP pode ser recalculado para verificar se há violações dos limites de tensão.

4.4 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este capítulo teve como objetivo descrever formulação matemática básica FPOT Monoperíodo (BARAN, 2012), ao qual foram incorporados:

- modelo do TD por injeção de potência e de *taps* de transformadores de distribuição com conexão estrela aterrado - estrela aterrado;
- restrições que monitoram desequilíbrio de tensão entre fases e,
- restrições que controlam potência aparente de GDs.

Adicionalmente, foi também proposta e descrita a formulação de um FPOT MultiPeríodo que estende a formulação do FPOT Monoperíodo de modo que os ajustes dos taps do TDs passam atender vários períodos simultaneamente, os quais são discretizados.

Pela complexidade do modelo, no FPOTM não foram consideradas as restrições que monitoram desequilíbrio de tensão entre fases e restrições que controlam potência aparente de GDs, sendo que elas o foram apenas para o FPOTP.

A vantagem de se resolver vários períodos, tanto de carga como de geração distribuída é a obtenção de ajustes dos equipamentos (principalmente dos taps dos transformadores de distribuição) que satisfaça todas as condições de carga e GD.

Finalmente, também é proposta e descrita um FPOT Parametrizado que pode ser usado para confrontar e validar os resultados obtidos pelo FPOTM e ou ser utilizado em conjunto com o FPOTM para o planejamento da rede (por exemplo, o ajuste e operação dos BC, otimização do desequilíbrio de tensão, despacho de reativo pelo GD).

5 RESULTADOS

Neste capítulo são apresentados os resultados advindos da aplicação das formulações propostas utilizando sistemas de 90 barras (LACHOVICZ, 2018) e IEEE-123 barras.

Primeiramente, apresentam-se os resultados referentes ao impacto do ajuste dos taps dos TDs no perfil de tensão considerando diferentes níveis de carga e inserção de GD, obtidos pelo Fluxo de Potência Ótimo Trifásico Multiperíodo, seguido de validação da formulação proposta.

Em seguida, estudos semelhantes são realizados utilizando-se o Fluxo de Potência Ótimo Trifásico Parametrizado (FPOTP), cujos resultados são confrontados com a formulação multiperíodo.

Salienta-se que os resultados focam na apresentação do perfil de tensão, pois o ajuste dos taps dos TDs se norteia no sentido de manter os limites das magnitudes de tensão satisfeitos.

Finalmente, alguns resultados sobre os níveis de desequilíbrio de tensão entre fases, controle de fator de potência da geração fotovoltaica e ajuste de banco de capacitores também são apresentados.

5.1 FLUXO DE POTÊNCIA ÓTIMO TRIFÁSICO MULTIPERÍODO

O Fluxo de Potência Ótimo Trifásico Multiperíodo (FPOTM) é utilizado para resolver múltiplos cenários típicos de carga e geração simultaneamente com diversas variações de parâmetros (cargas, geração PV etc.).

Para analisar a formulação proposta, foram realizados testes nos sistemas 90 barras e 123 barras utilizando-se nove períodos que representam diferentes configurações de cargas e geração PV tais como apresentadas na TABELA 7.

O valor gerado %PV equivale à porcentagem da potência nominal da fonte PV instalada, e ele simula diferentes níveis de irradiação solar diários. O valor %Carga é a porcentagem da carga padrão conectada e esse valor representa diferentes níveis de carga diários.

TABELA 7 – RELAÇÃO CARGA, GERAÇÃO PV E PERÍODOS

%Carga \ %PV		0	52,84	96,15
		Período		
(leve) 81,10	Período	1	2	3
(média) 95,90		4	5	6
(pesado) 110,70		7	8	9

FONTE: O autor (2020)

De acordo com a TABELA 7, há três níveis de carga (81,10%, 95,90% e 110,70%) e três fatores de insolação (0%, 52,84% e 96,15%), que foram repetidos três vezes para cada nível de carga. Por exemplo, para os períodos 1, 2 e 3, o nível de carga foi de 81,10% com fatores de insolação de 0%, 52,84% e 96,16%, respectivamente.

Os níveis de carga utilizados foram obtidos em ONS (2018) para uma curva típica de outono (dia 15 de maio de 2018). Cabe lembrar que há comportamentos diferentes das curvas para outras estações (por exemplo, no dia 17 de janeiro de 2018, o pico de consumo foi às quinze horas). Assim, esses valores percentuais procuraram retratar nove possibilidades de combinações de carga e insolação a que uma rede elétrica está sujeita ao longo de um dia típico.

Além disso, também foram consideradas diferentes porcentagens de penetração de PV: 0%, 20% e 70% em relação à carga ativa pesada. Esses valores de penetração são percentuais de %PV. Assim, tanto para o sistema de 90 barras quanto de 123 barras, serão apresentados resultados referentes aos seguintes quatro casos:

- Sem Geração PV
- Sistema com 20% de Penetração de PV
- Sistema com 40% de Penetração de PV
- Sistema com 70% de Penetração de PV.

Essa porcentagem é referente ao valor total da potência ativa demandada. E, para cada um desses casos, simularam-se nove períodos conforme a TABELA 7.

Para cada patamar específico de carga utilizaram-se os mesmos ajustes de tensão na barra de saída da subestação (barra 1) que são de 0,9928 p.u., 0,9978 p.u. e 1 p.u. respectivamente para as cargas leve, média e pesada.

Como a otimização do TAP é feito de modo contínuo, fizeram-se também testes confrontando valores de TAPs contínuos e discretizados, tomando como base os valores encontrados no modo contínuo. Ou seja, após a discretização dos TAPS, o FPOTM é simulado novamente, mantendo os TAPS discretos fixados a fim de verificar a viabilidade dos resultados.

Todos os testes foram realizados em um computador operando com o sistema Windows 10, com a seguinte configuração: processador Intel I5-8400, placa-mãe Gigabyte B360M AORUS G3, capacidade de memória 2x 8gb 2400 Mhz (trabalhando no modo de canal duplo), Samsung SSD 500GB 850EVO sata3, VGA Sapphire Radeon R9 270X 2GB tóxico.

A convergência do problema de otimização formulada pelo método dos pontos interiores depende do ajuste de alguns parâmetros intrínsecos do Método dos Pontos Interiores, como o parâmetro de barreira inicial, o fator de aceleração do gap de dualidade e a inicialização variável.

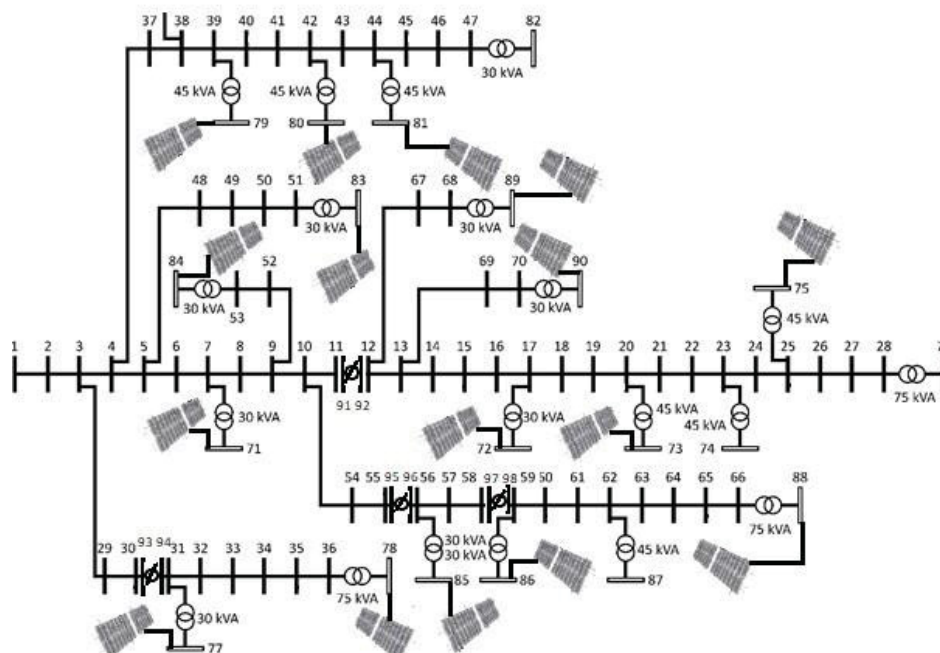
Uma vez que esses parâmetros estejam bem ajustados, o desempenho computacional depende ainda das características do sistema, de características do computador, como operações de ponto flutuante por segundo (*flops*) de cada núcleo da CPU e memória suficiente para abranger todo o código e dados.

5.1.1 FPOTM - Sistema 90 Barras

O sistema de 90 barras, baseado no sistema de 69 barras de Baran e Wu (1989), foi adaptado por Godoi (2009) e Lachovicz (2018) que adicionaram 20 barras (71 a 90) de baixa tensão (GODOI, 2009), 16 geradores solares distribuídos ao longo das barras 7, 15, 20, 25, 30, 35, 38, 40, 45, 51, 53, 55, 60, 65, 68 e 4 reguladores de tensão (LACHOVICZ, 2018) instalados ao longo do sistema conforme a

FIGURA 10.

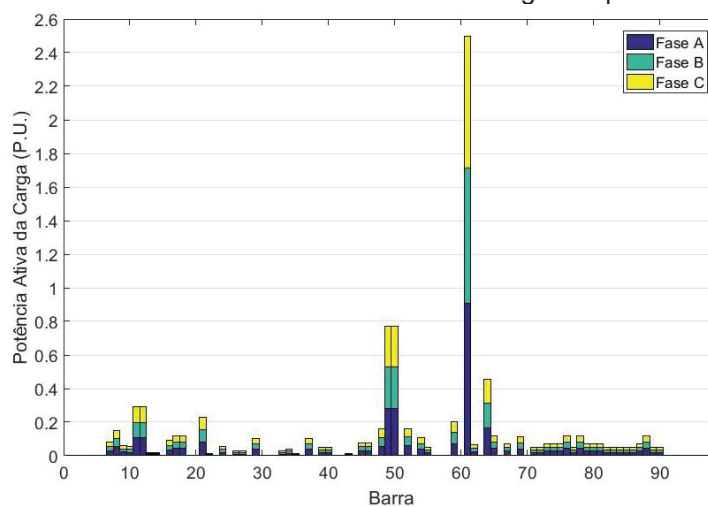
FIGURA 10 – SISTEMA 90



FONTE: Lachovicz (2018)

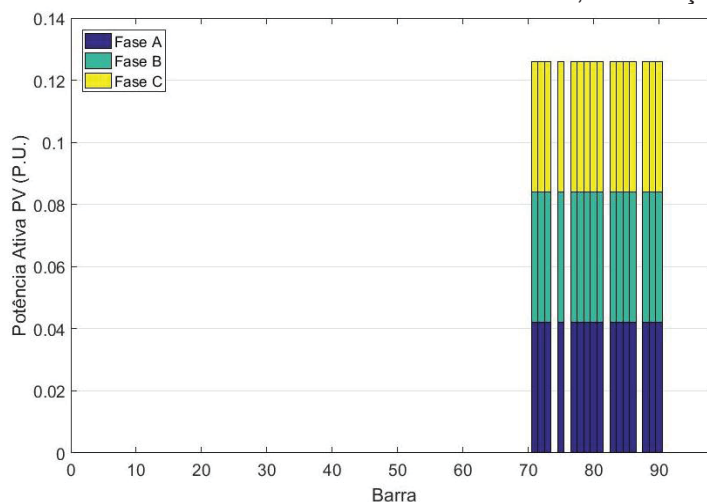
Para obter valores de PV para diferentes níveis de penetração, foram utilizadas cargas dos períodos 7, 8 e 9, que são as maiores do sistema (carga pesada), as quais estão apresentadas na FIGURA 11. As gerações de PV correspondentes para o nível de 20% e 70 % de penetração estão apresentadas nas FIGURA 12 e FIGURA 13, respectivamente. Nenhuma penetração de 0% é mostrada porque não há geração fotovoltaica nessa condição.

FIGURA 11 – Sistema 90 barras – Carga Adaptada



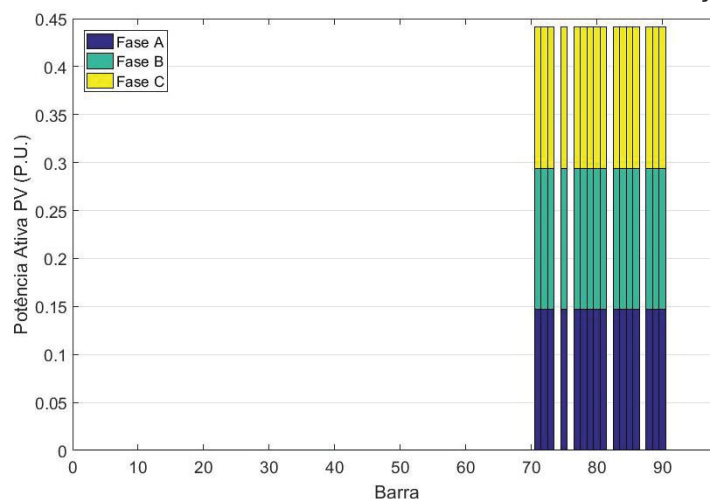
FONTE: O autor (2020)

FIGURA 12 – Sistema 90 barras – Máxima Potência PV Ativa, Penetração de 20% PV.



FONTE: O autor (2020)

FIGURA 13 – Sistema 90 barras – Máxima Potência PV Ativa, Penetração de 70% PV



FONTE: O autor (2020)

Assim, a carga pesada total do sistema de 90 barras é de 10,0780 p.u., com 3,6708 p.u. na fase A, 3,2370 p.u. na fase B e 3,1702 p.u. na fase C. Para 20% de penetração, a geração total de PV é de 2,0156 p.u., sendo 0,67187 p.u. para cada fase. Para uma penetração de 70%, a geração total de PV é de 7,0546 p.u., sendo 2,3515 p.u. para cada uma das fases.

A base adotada é de 1 MVA, 13,8 kV, com tolerância de 1×10^{-4} .

Os transformadores de distribuição, que são objeto de ajuste nesse trabalho, possuem em geral cinco posições. Por exemplo, para TD de 13,8 kV tem os seguintes TAPs: 13800 (1 p.u.), 13200 (0,9565 p.u.), 12600 (0,9130 p.u.), 12000 (0,8695 p.u.), 11400 (0,8260 p.u.), e para TD de 23,1 kV tem os TAPs: 24200

(1,0476 p.u.), 23100 (1 p.u.), 22000 (0,9523 p.u.), 20900 (0,9047 p.u.) e 19800 (0,8571 p.u.), que uma vez selecionados permanecem fixos ao longo de toda operação, sem possibilidade de controle remoto.

Já que o sistema de 90 barras possui 20 TDs (cada um com cinco posições de TAPs), uma busca exaustiva para se encontrar os ajustes ideais de TAPS que atendam cada um dos nove cenários de operação implica numa explosão combinatória.

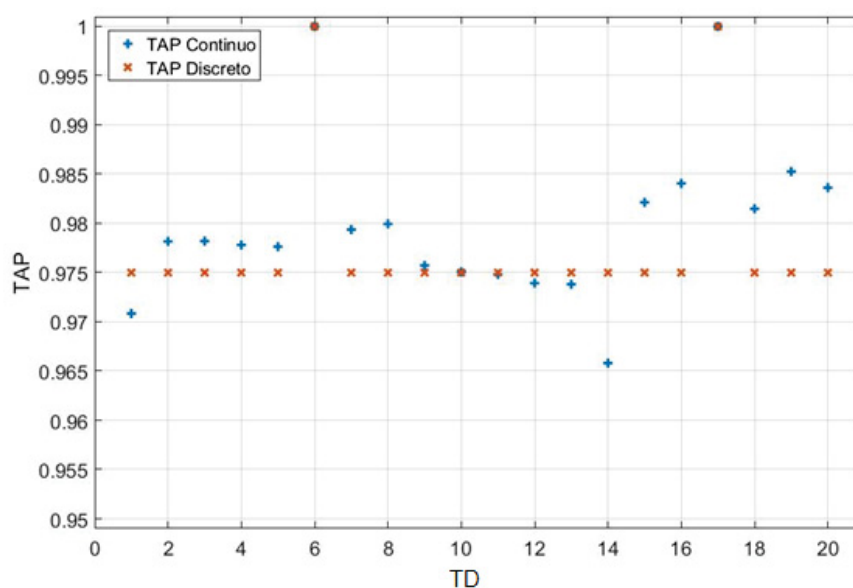
No entanto, a formulação desenvolvida consegue numa única simulação encontrar as posições ótimas contínuas que pode ser facilmente discretizadas como descrito na seção 4.8, obtendo-se pontos operacionais factíveis.

A seguir, são apresentados os ajustes de TAPs obtidos para diferentes níveis de penetração de PV (0%, 20%, 40% e 70%), bem com os perfis de tensão para cada um dos 9 cenários representados.

5.1.1.1 FPOTM - Sem Geração PV – 90 barras

Para o sistema sem geração PV, os TAPs no modo contínuo e discreto são apresentados na FIGURA 14. Nota-se que apenas dois transformadores tiveram o seu TAP ajustado na posição unitária, sendo que o restante ficou na posição 0,975.

FIGURA 14 – FPOTM - Sistema 90 barras – TAPs com ajuste contínuo e discreto, sem PV



FONTE: O autor (2020)

Utilizaram-se apenas três períodos neste caso, pois como não há geração PV, os fatores de insolação não alteram os resultados do período, portanto neste caso, somente se levou em conta os patamares de carga, resultando em apenas três períodos simulados que foram os: 1, 4 e 7 da TABELA 7.

As magnitudes de tensões das fases A, B e C no modo contínuo e discreto estão apresentadas nas FIGURA 15 a FIGURA 20, respectivamente.

Todos os gráficos de magnitude de tensão (FIGURA 15 a FIGURA 20) usam um dispositivo pseudo-colorido para permitir a representação de uma ampla gama de dados gerados. Os valores do eixo X representam os barramentos do sistema, as barras do eixo Y representam os períodos e as cores de cada coordenada (x, y) são definidas pela matriz dos valores de magnitude de tensão de cada barra e cada período. A cor de cada segmento depende dos valores assumidos em cada um dos seus quatro vértices. A cor corresponde ao valor do primeiro vértice e há uma interpolação entre os vértices de cada segmento para suavizar a representação da cor.

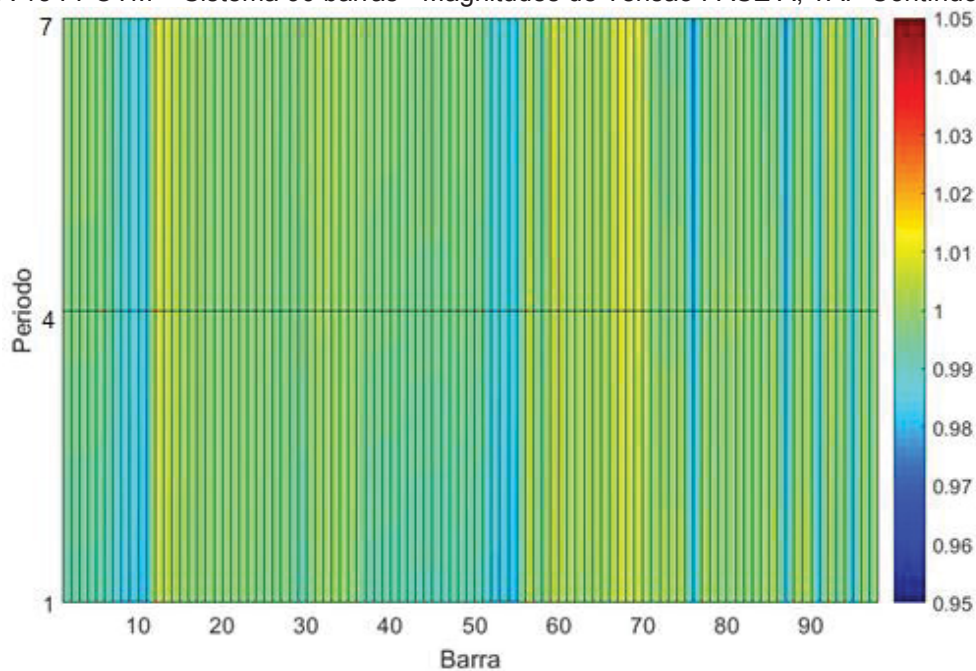
Entre as barras 91 e 92, 93 e 94, 95 e 96 e 97 e 98 estão alocados os reguladores de tensão, e é possível ver a elevação de tensão nessas barras, assim como nas barras 12, 31, 56 e 59, que são respectivamente as barras adjacentes aos reguladores de tensão.

Nota-se também que no período 1, em que a carga é mais leve, as tensões foram mais baixas na barra 1 que é da subestação, pois a tensão na subestação está fixada conforme a carga seja leve, média e pesada: 0,9928 p.u., 0,9978 p.u. e 1 p.u., respectivamente (SZUVOVIVSKI, 2008). Porém mais ao final da rede elétrica é possível notar a inversão destes valores, sendo que na carga pesada têm-se tensões inferiores às da carga leve e média, principalmente nas barras vizinhas às barras 80 e 90.

Segundo as Figuras 18 a 23, observa-se como esperado, que os valores das magnitudes da tensão são ligeiramente diferentes entre os dois modos de ajuste (discreto e contínuo). Houve diferenças mais significativas apenas nas barras referentes ao secundário dos TDs que tiveram um maior passo entre o TAP contínuo e o TAP discreto.

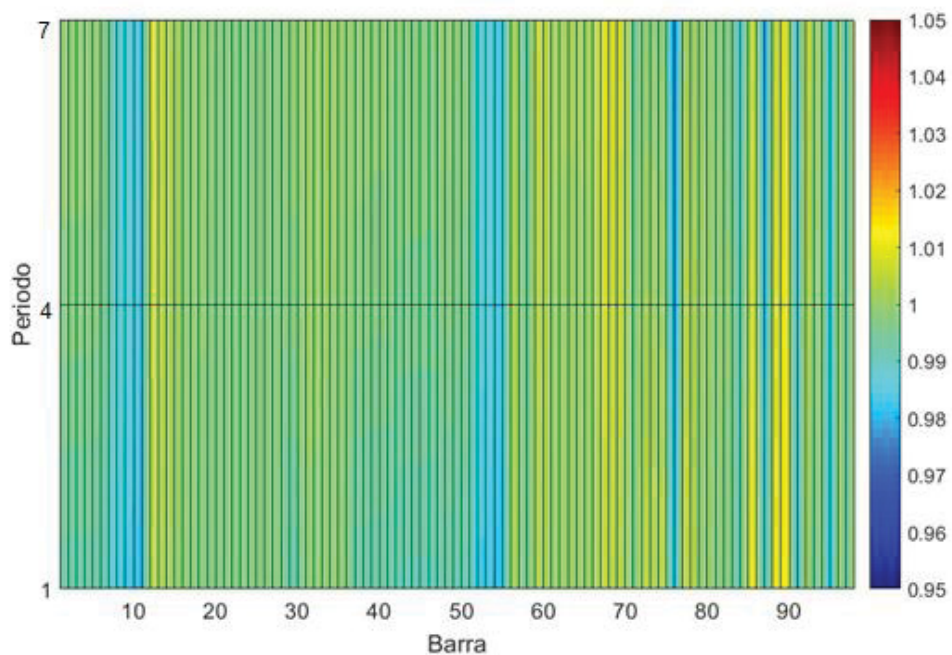
Na comparação das magnitudes de tensões entre as fases, é possível notar um leve desequilíbrio entre elas, principalmente ao final do alimentador quando em carga pesada. Um ponto onde é possível notar essa diferença é justamente nas barras adjacentes às 70 e 90.

FIGURA 15 FPOTM – Sistema 90 barras - Magnitudes de Tensão FASE A, TAP Contínuo, sem PV



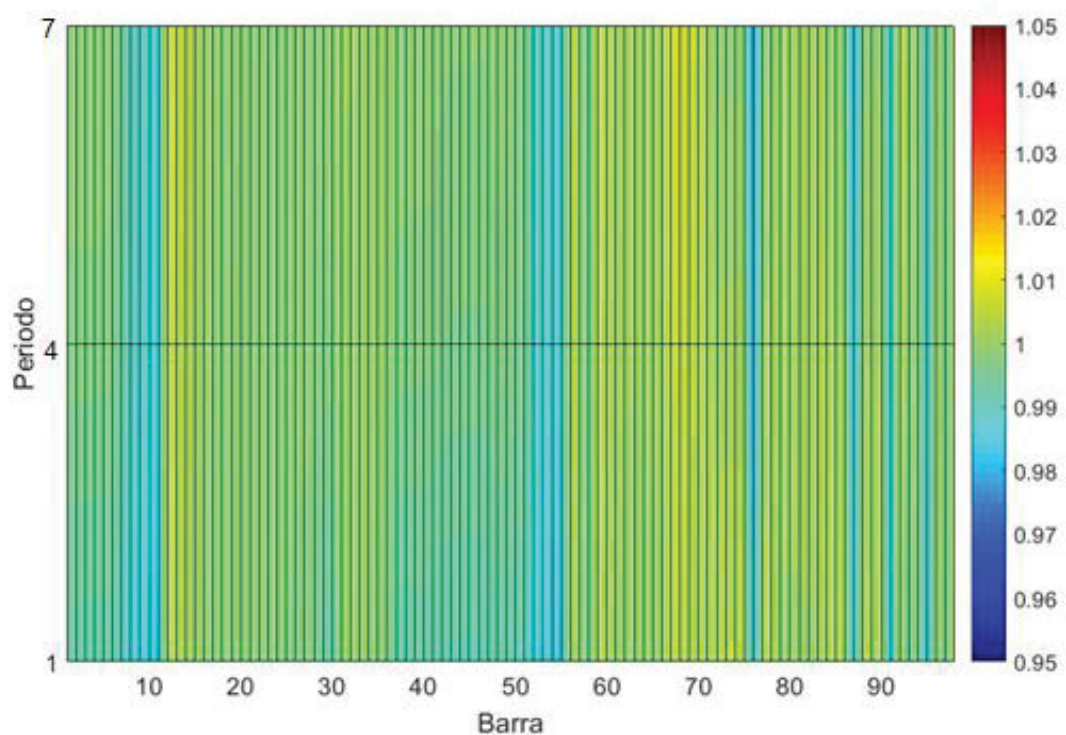
FONTE: O autor (2020)

FIGURA 16 FPOTM – Sistema 90 barras - Magnitudes de Tensão FASE A, TAP Discreto, sem PV



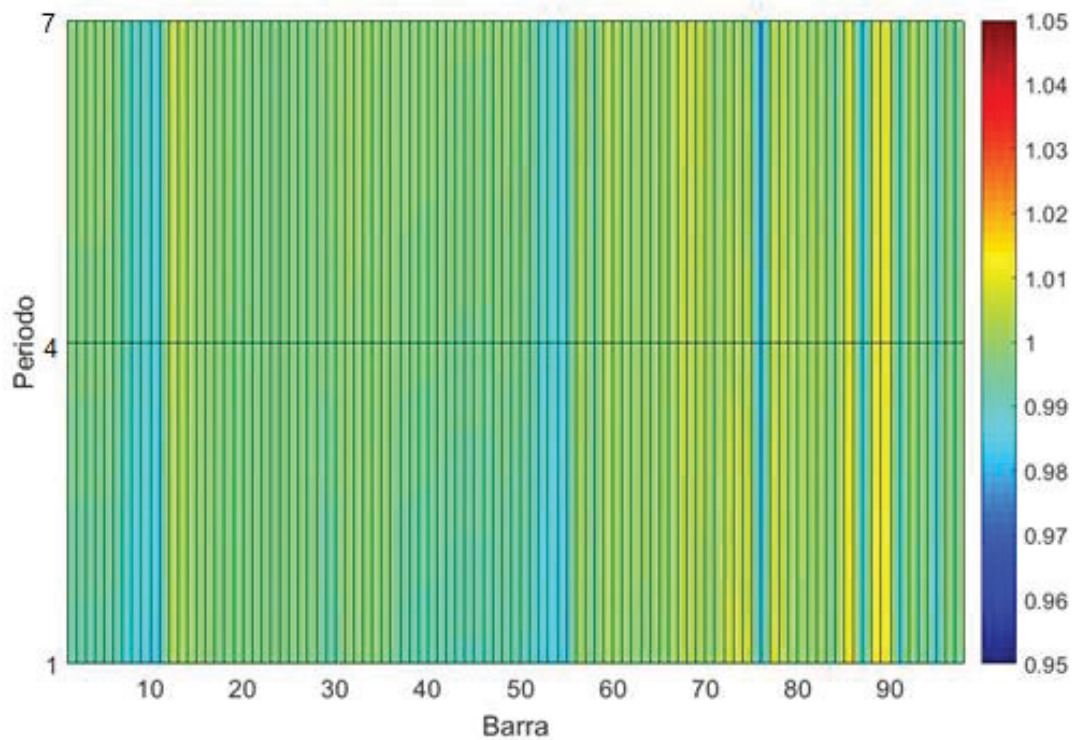
FONTE: O autor (2020)

FIGURA 17 FPOTM – Sistema 90 barras - Magnitudes de Tensão FASE B, TAP Contínuo, sem PV



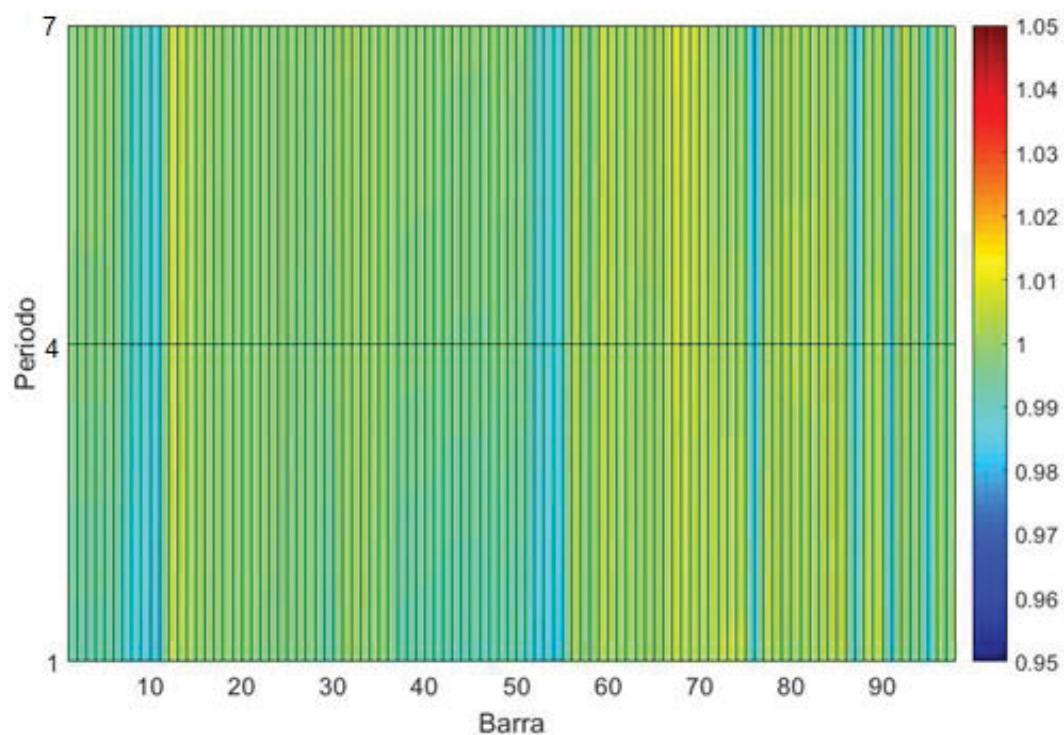
FONTE: O autor (2020)

FIGURA 18 FPOTM - Sistema 90 barras - Magnitudes de Tensão FASE B, TAP Discreto, sem PV



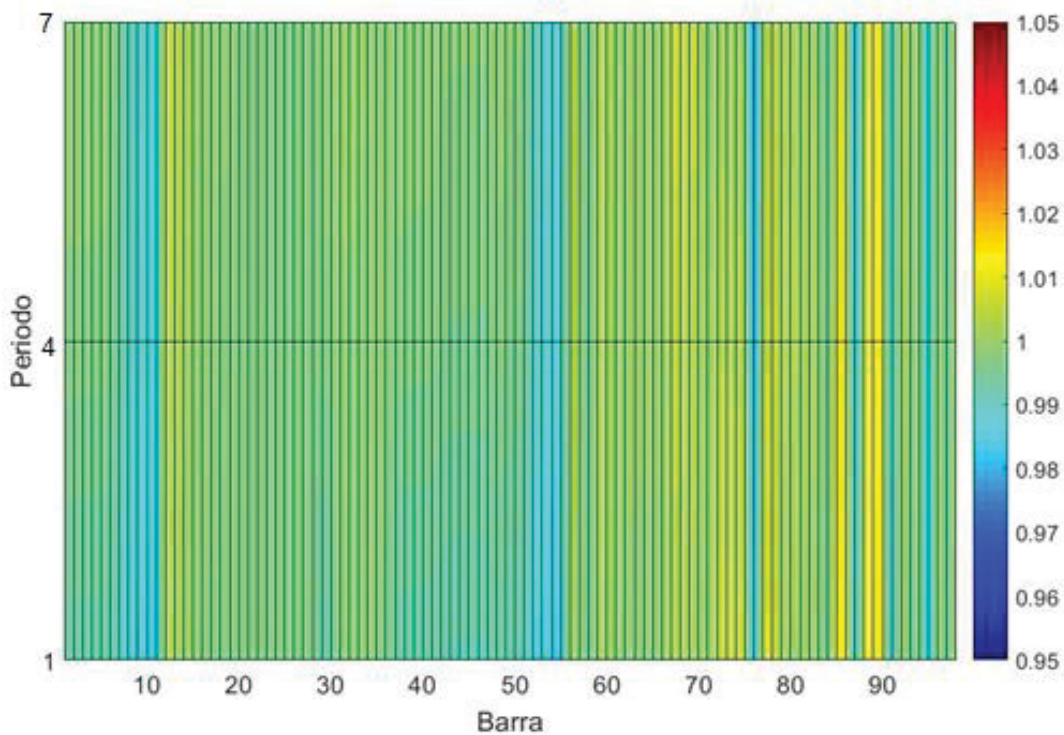
FONTE: O autor (2020)

FIGURA 19 FPOTM - Sistema 90 barras - Magnitudes de Tensão FASE C, TAP Contínuo, sem PV



FONTE: O autor (2020)

FIGURA 20 FPOTM - Sistema 90 barras - Magnitudes de Tensão FASE C, TAP Discreto, sem PV

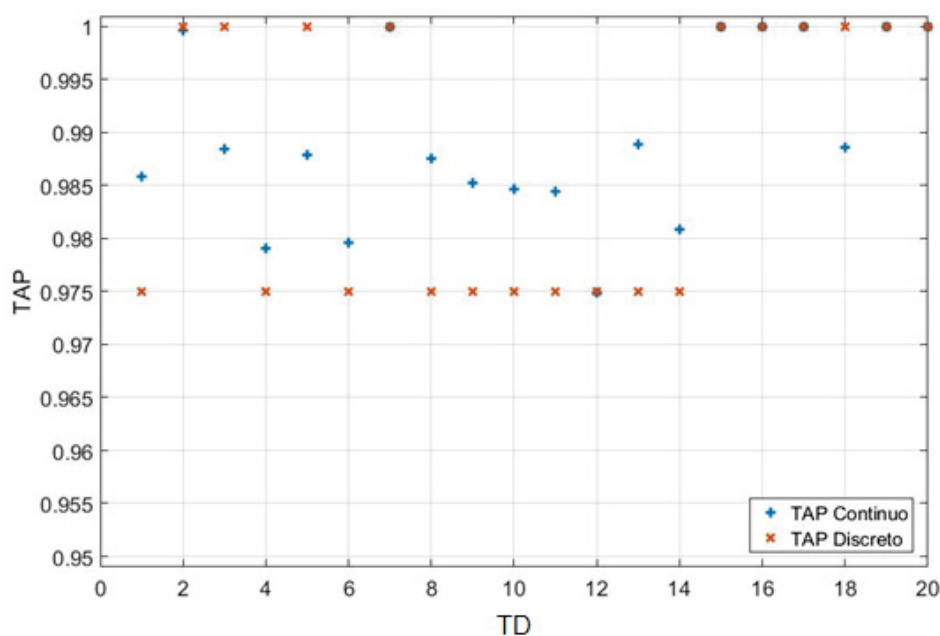


FONTE: O autor (2020)

5.1.1.2 FPOTM - Sistema com 20% de Penetração de PV – 90 barras

As fontes PV foram alocadas nas barras 71 a 90 e suas gerações foram limitadas a 20% da potência ativa demandada. Os TAPs no modo contínuo e discreto estão apresentados na FIGURA 21. Diferentemente do caso anterior, onde apenas dois transformadores tiveram seus TAPs ajustados ao valor nominal, neste caso houve um salto para nove transformadores, sendo que o restante continuou sendo ajustado na posição 0,975.

FIGURA 21 FPOTM - Sistema 90 barras - TAPs no modo Contínuo e Discreto, 20%PV



FONTE: O autor (2020)

As magnitudes de tensões das fases A, B e C no modo contínuo e discreto estão apresentadas nas

FIGURA 22 a FIGURA 27, respectivamente.

Nas barras onde estão alocados os reguladores de tensão, é possível notar a elevação de tensão nas barras de saída dos mesmos (barras 12, 31, 56 e 59, que são barras adjacentes aos reguladores de tensão).

Comparando-se o perfil de tensão dos períodos 2, 5, 6 (com 20% de inserção de PV) com os períodos 1, 4 e 7 (sem geração PV), observa-se diminuição da magnitude de tensão conforme há aumento da carga. Porém, se a comparação

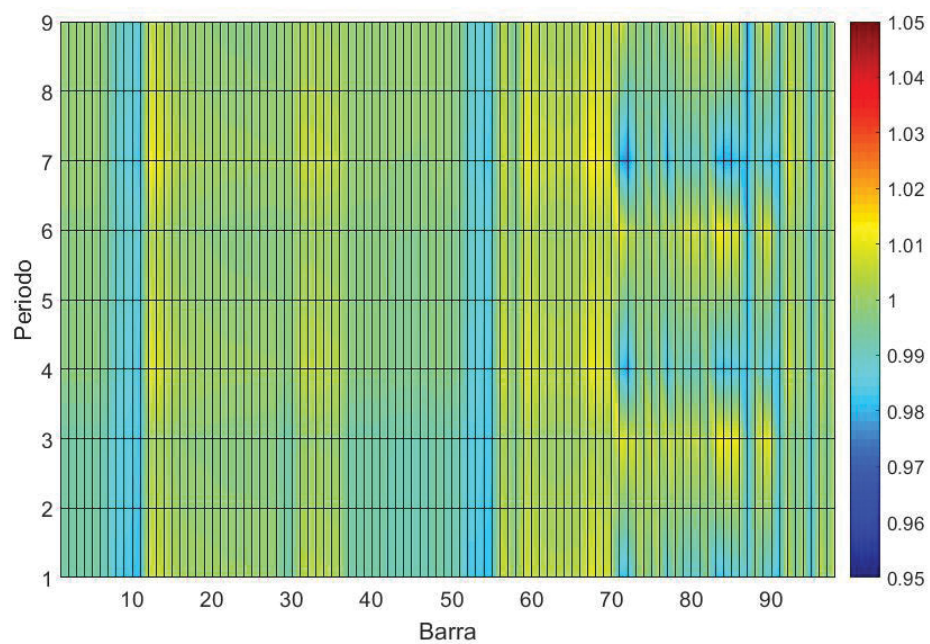
for entre os períodos com aumento de geração PV (1, 2 e 3 ou 4, 5 e 6 ou 7, 8 e 9) percebe-se que o perfil de tensão se eleva conforme se eleva o nível de insolação da geração PV. Sendo que se esta análise for estendida a todos os períodos, a magnitude de tensão nos períodos com PV diminui conforme o aumento da carga.

Utilizaram-se os mesmos ajustes de tensão na barra de saída da subestação (barra 1), de 0,9928 p.u., 0,9978 p.u. e 1 p.u. respectivamente para as cargas leve, média e pesada.

Ao se comparar os perfis de tensão do sistema obtidos via TAPs contínuos e via TAPs discretos, observa-se que, para esse caso com inserção de 20 % de PV, houve diferenças mais significativas do que no caso anterior. Isso é devido ao fato de que houve mais passos ajustados entre o modo TAP contínuo e TAP discreto. Essa diferença mais significativa é quanto à inserção de PV propriamente dita. Ela pode ser notada comparando as magnitudes de tensão dos períodos 1, 4 e 7 (0 % de PV) cujos valores via TAPs contínuos e discretos são praticamente iguais com as dos períodos 2, 5 e 6 (com 20 % de PV) cujas diferenças de tensões entre o sistema via TAPs contínuos e discretos são mais relevantes.

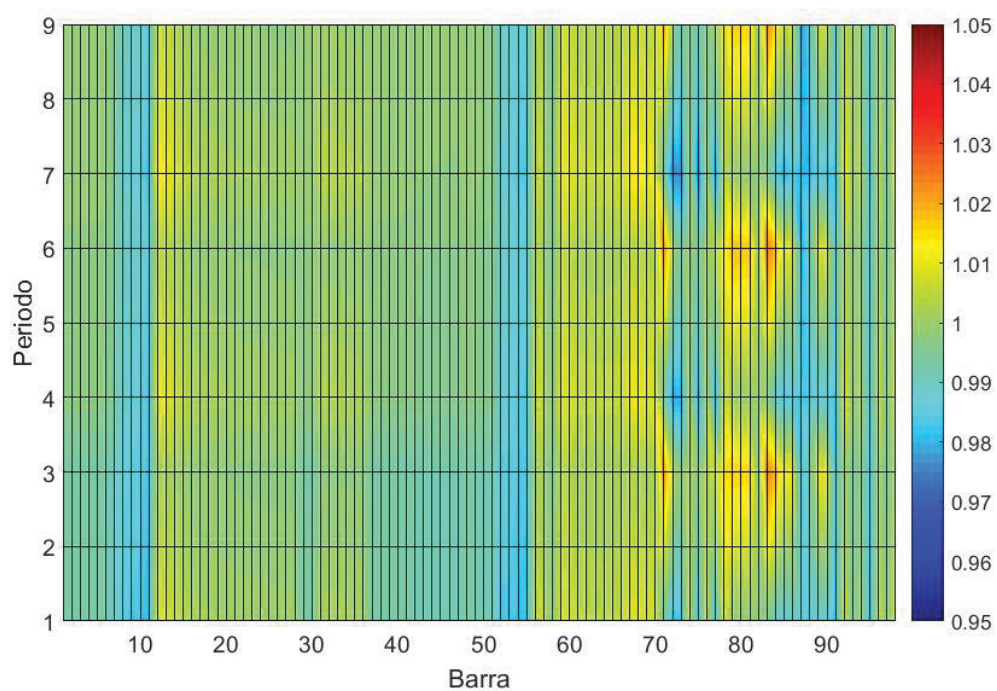
Na comparação das magnitudes de tensão entre as fases, o comportamento é igual ao caso anterior, pois não houve alteração nas cargas, apenas nas injeções de potência.

FIGURA 22 FPOTM - Sistema 90 barras - Magnitudes de Tensão FASE A, TAP Contínuo, 20 % PV



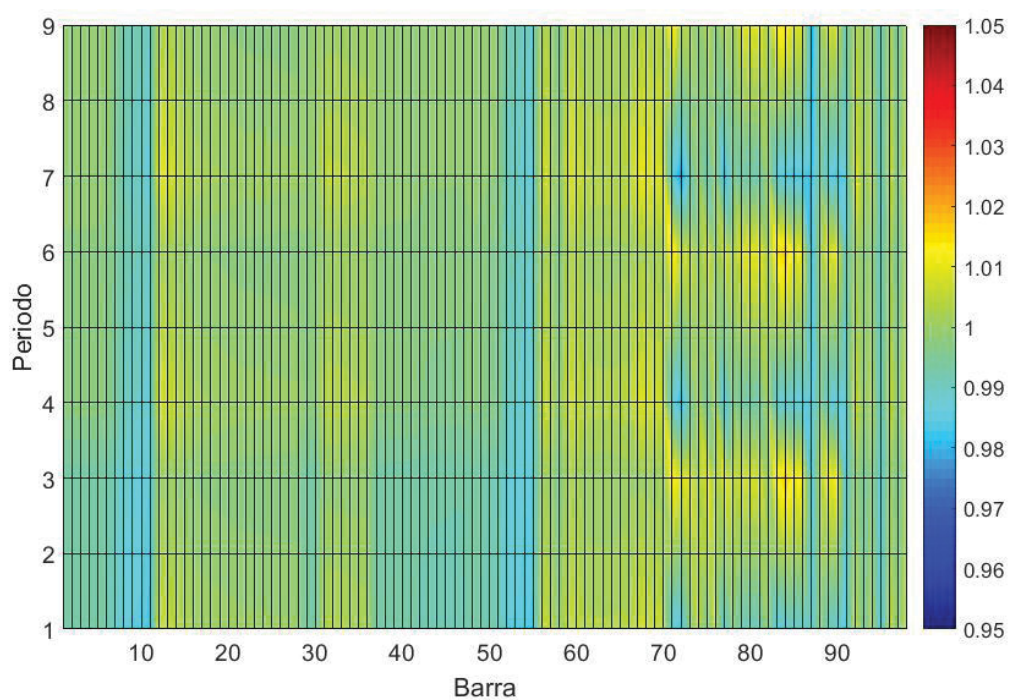
FONTE: O autor (2020)

FIGURA 23 FPOTM - Sistema 90 barras - Magnitudes de Tensão FASE A, TAP Discreto, 20 % PV



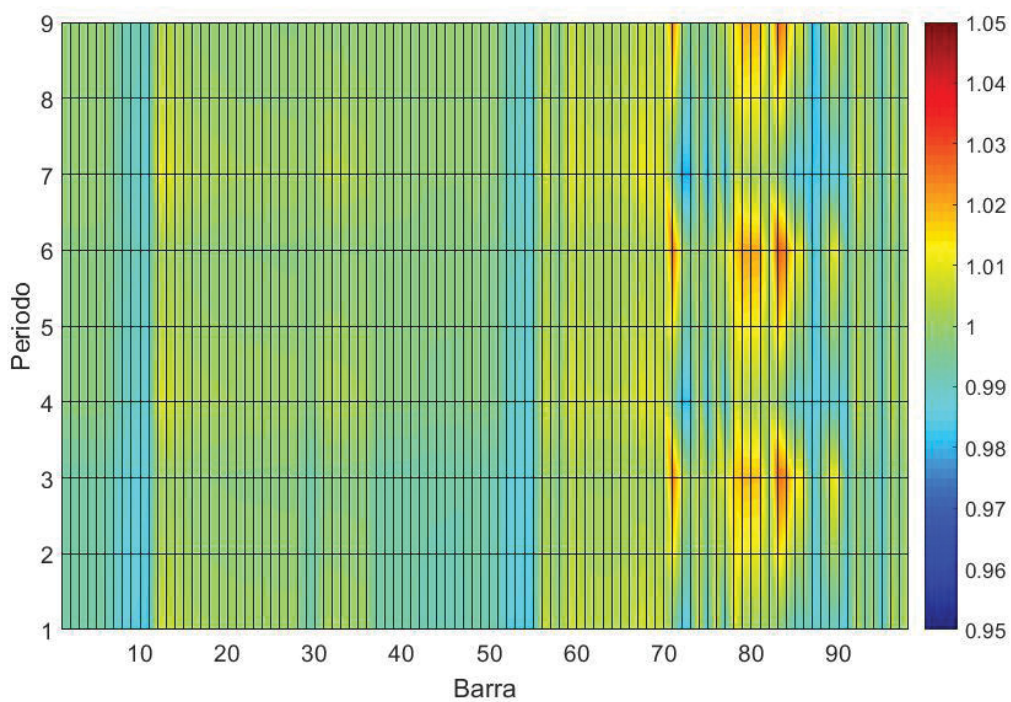
FONTE: O autor (2020)

FIGURA 24 FPOTM – Sistema 90 barras - Magnitudes de Tensão FASE B, TAP Contínuo, 20 % PV



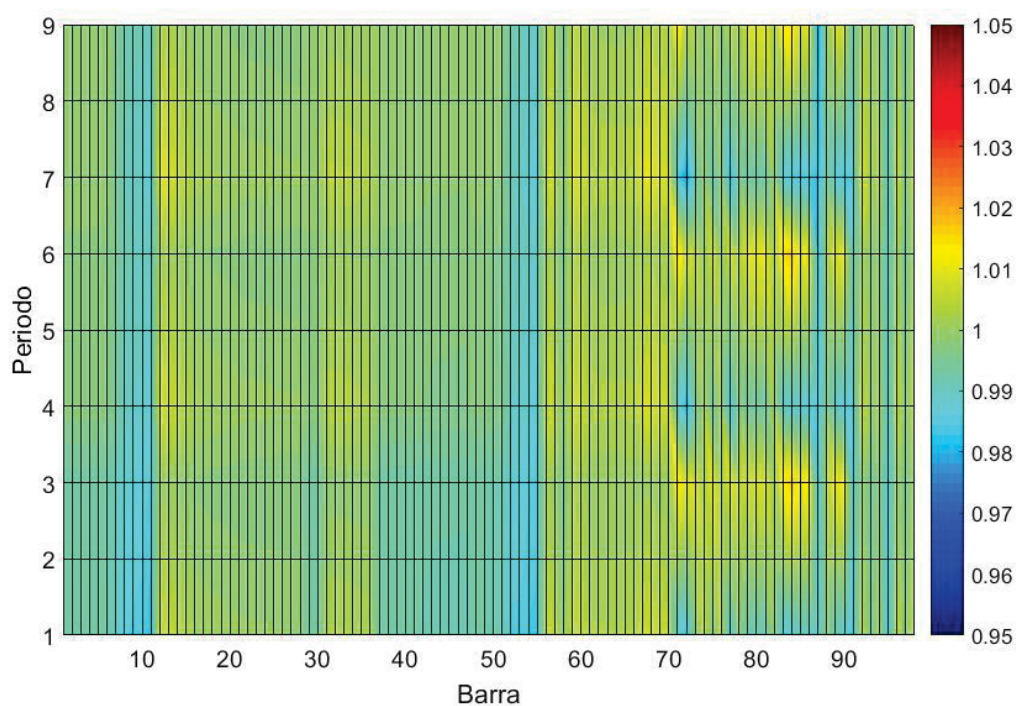
FONTE: O autor (2020)

FIGURA 25 FPOTM - Sistema 90 barras - Magnitudes de Tensão FASE B, TAP Discreto, 20 % PV



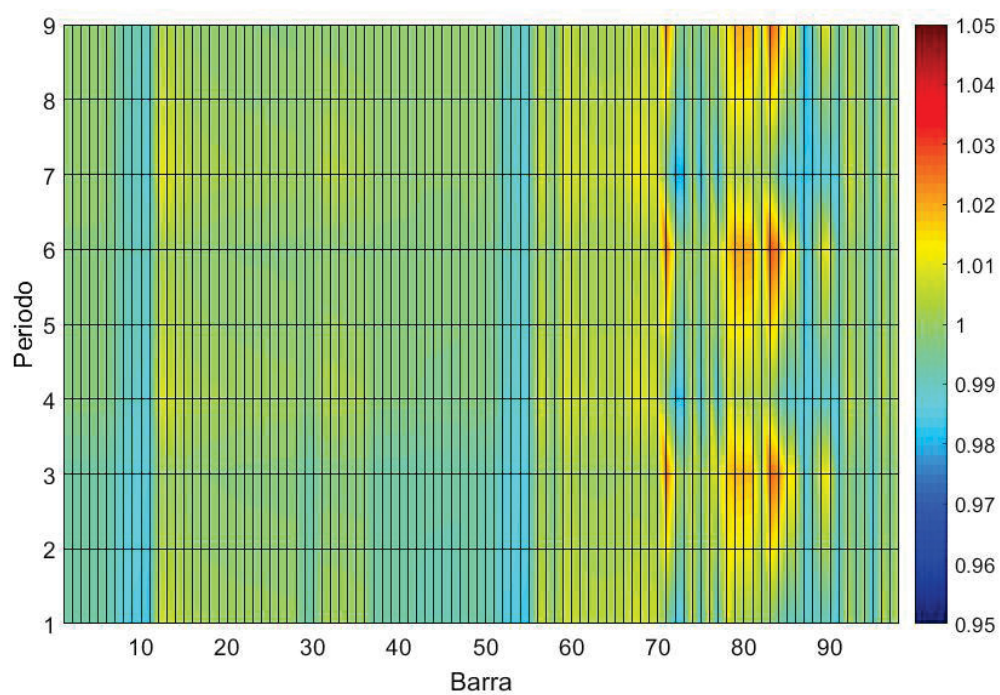
FONTE: O autor (2020)

FIGURA 26 FPOTM – Sistema 90 barras - Magnitudes de Tensão FASE C, TAP Contínuo, 20 % PV



FONTE: O autor (2020)

FIGURA 27 FPOTM - Sistema 90 barras - Magnitudes de Tensão FASE C, TAP Discreto, 20 % PV



FONTE: O autor (2020)

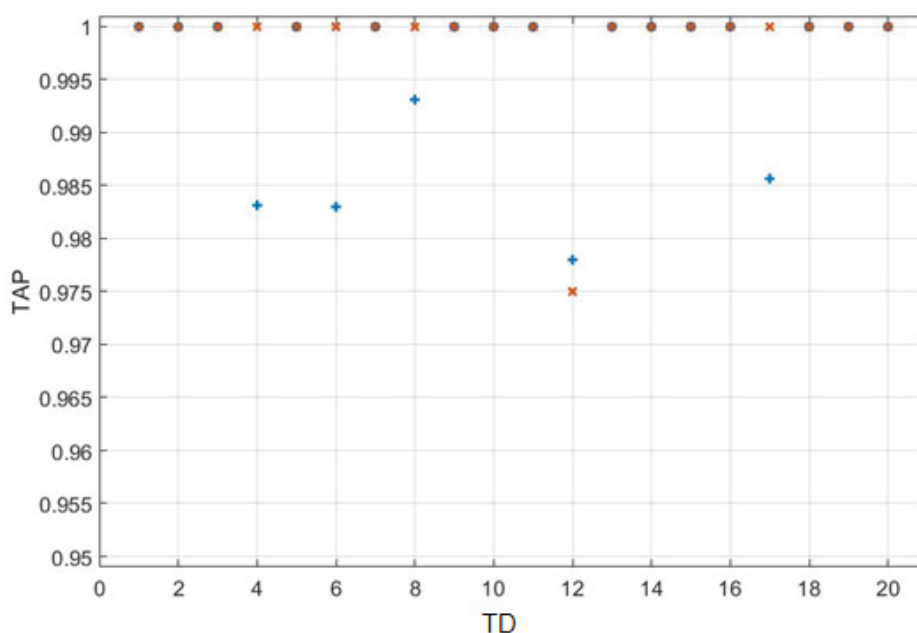
5.1.1.3 FPOTM - Sistema com 40% de Penetração de PV — 90 barras

Neste teste a geração PV foi limitada a 40% da potência ativa demandada, e os TAPs obtidos via modo contínuo e discreto estão apresentados na

FIGURA 28.

Nesse caso, apenas um transformador teve seu TAP ajustado fora da posição nominal (0,975). Há três transformadores cujos TAPs estavam próximos da posição 0,975, mas que foram ajustados na posição 1, para que não houvesse violação dos limites máximos de tensão. Esta estratégia de ajuste foi feita como proposto no Capítulo 5, eq. (4.120).

FIGURA 28 – FPOTM -Sistema 90 barras - TAPs no modo Contínuo e Discreto, 40% penetração de PV



FONTE: O autor (2020)

As magnitudes de tensões das fases A, B e C no modo contínuo e discreto estão apresentadas nas FIGURA 29 a

FIGURA 34, respectivamente.

Nas barras onde estão alocados os reguladores de tensão, é possível notar a elevação de tensão na barra de saída do regulador (barras 12, 31, 56 e 59, que são as barras adjacentes aos reguladores de tensão).

Comparando-se o perfil de tensão entre os períodos 1, 4 e 7, que são os períodos sem a geração PV, observa-se diminuição da magnitude de tensão conforme a carga se eleva, porém se a comparação for entre os períodos de geração PV (1, 2 e 3, ou 4, 5 e 6 ou 7, 8 e 9) a tensão eleva-se de forma mais significativa conforme aumenta o nível de insolação da geração PV.

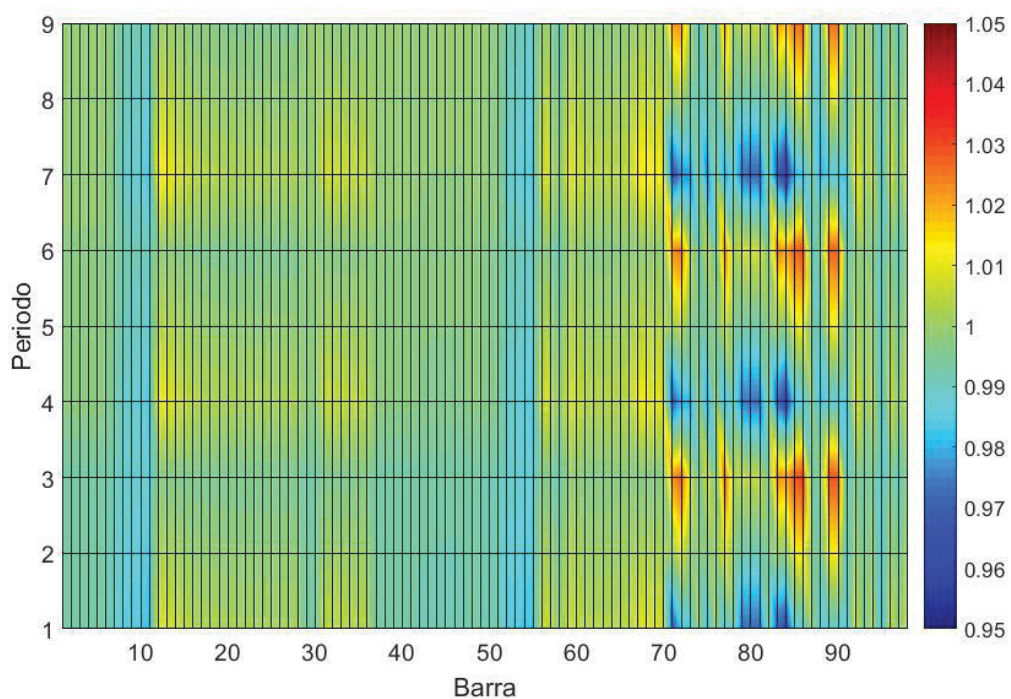
Utilizaram-se os mesmos ajustes de tensão na barra de saída da subestação (barra 1), de 0,9928 p.u., 0,9978 p.u. e 1 p.u. respectivamente para as cargas leve, média e pesada.

Ao se comparar o perfil de tensão do sistema com os TAPs contínuos e com os TAPs discretos, nesse caso com 40% de PV, houve diferenças mais significativas somente nos transformadores onde ocorreu um maior passo entre o TAP contínuo e

o TAP discreto (similarmente ao caso com 20 % de PV). Nos períodos em que a PV está ativa as diferenças de tensões entre o sistema com TAPs contínuos e discretos são mais relevantes.

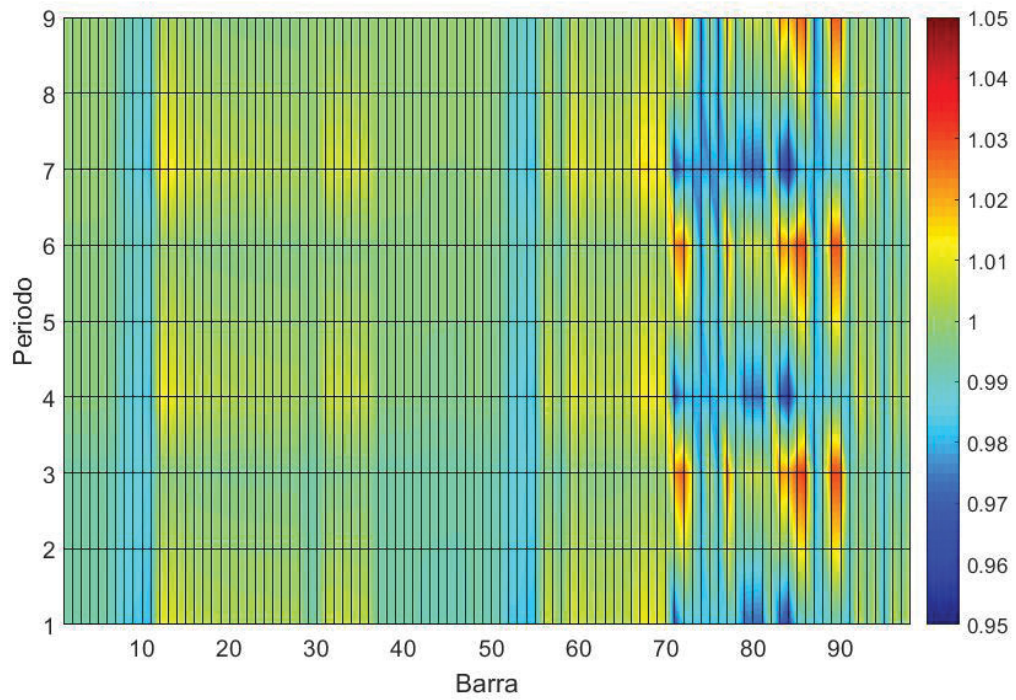
Na comparação das magnitudes de tensão entre as fases, o comportamento é igual aos casos anteriores, pois não houve alteração nas cargas, apenas nas injeções de potência.

FIGURA 29 FPOTM - Sistema 90 barras - Magnitudes de Tensão FASE A, TAP Contínuo, 40 % PV



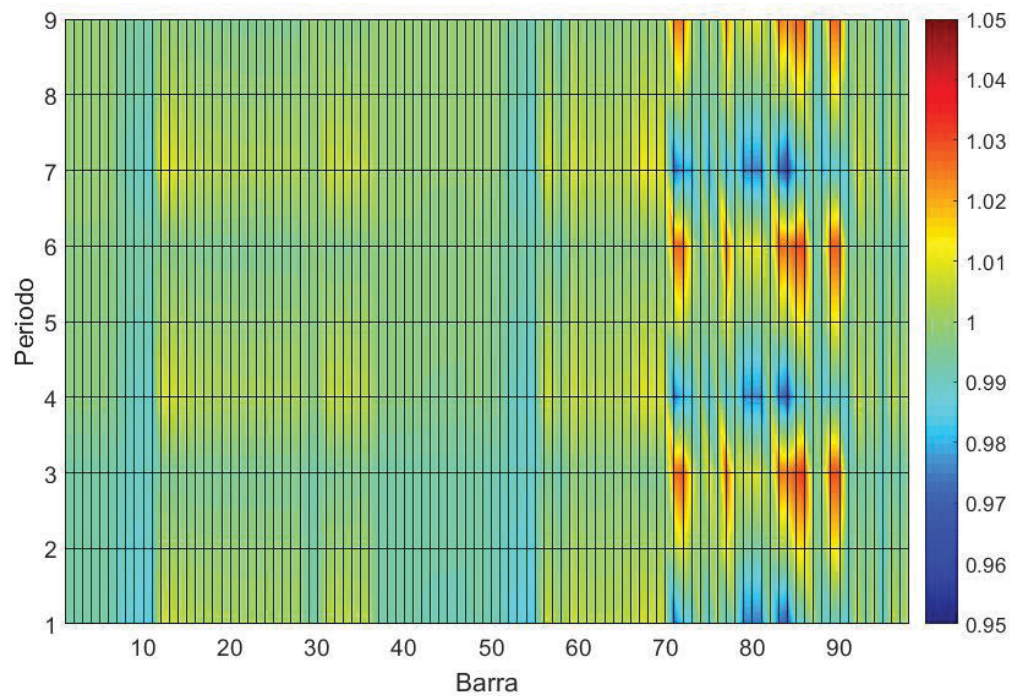
FONTE: O autor (2020)

FIGURA 30 FPOTM - Sistema 90 barras - Magnitudes de Tensão FASE A, TAP Discreto, 40 % PV



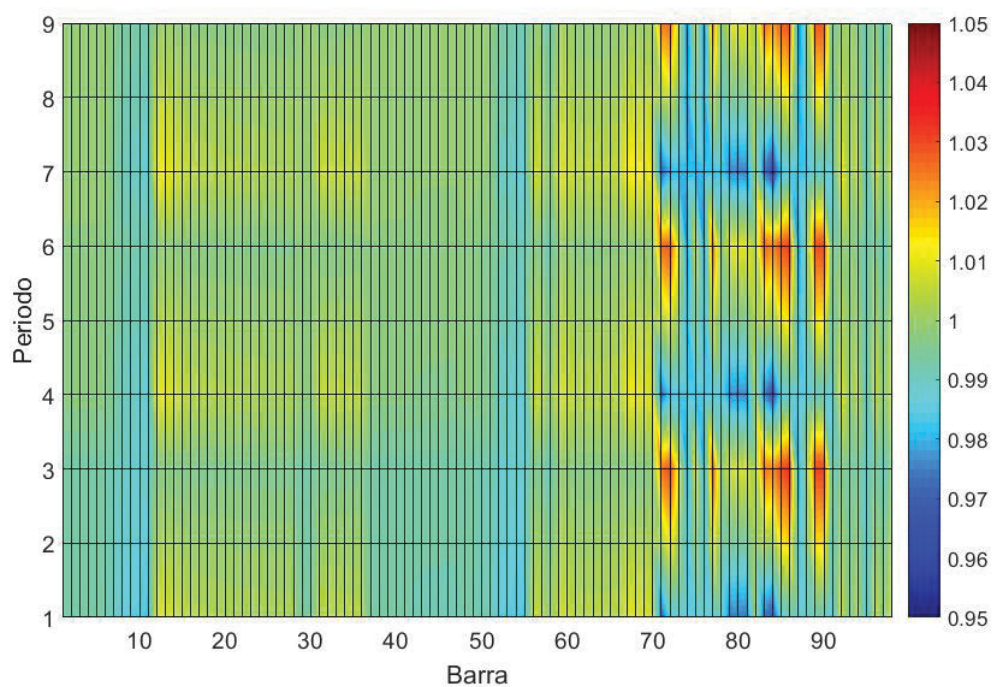
FONTE: O autor (2020)

FIGURA 31 FPOTM - Sistema 90 barras - Magnitudes de Tensão FASE B, TAP Contínuo, 40 % PV



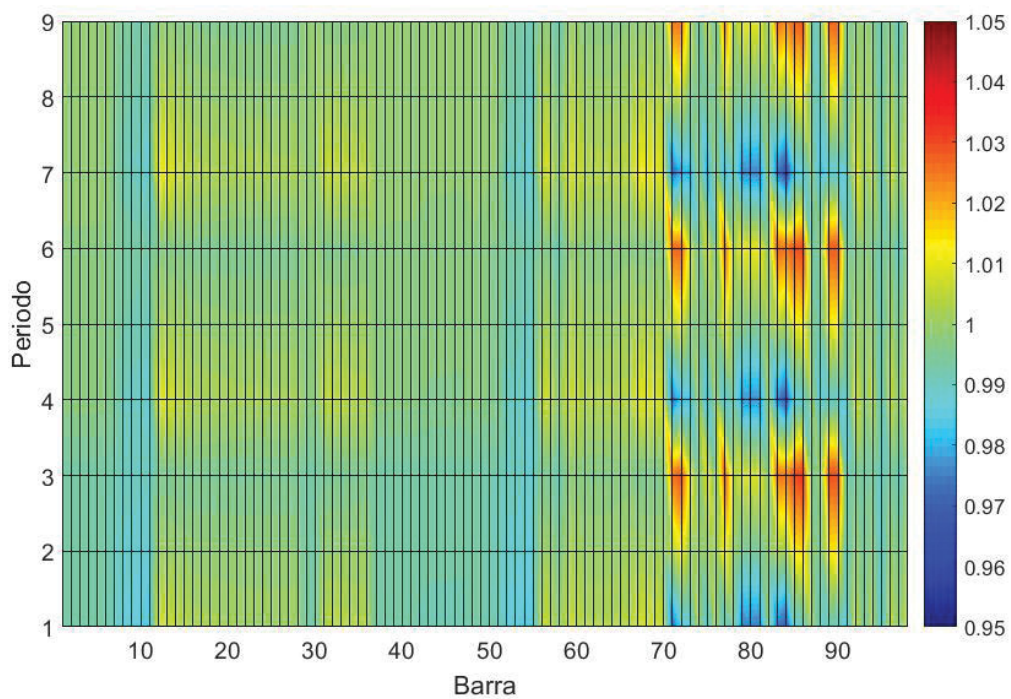
FONTE: O autor (2020)

FIGURA 32 FPOTM - Sistema 90 barras - Magnitudes de Tensão FASE B, TAP Discreto, 40 % PV



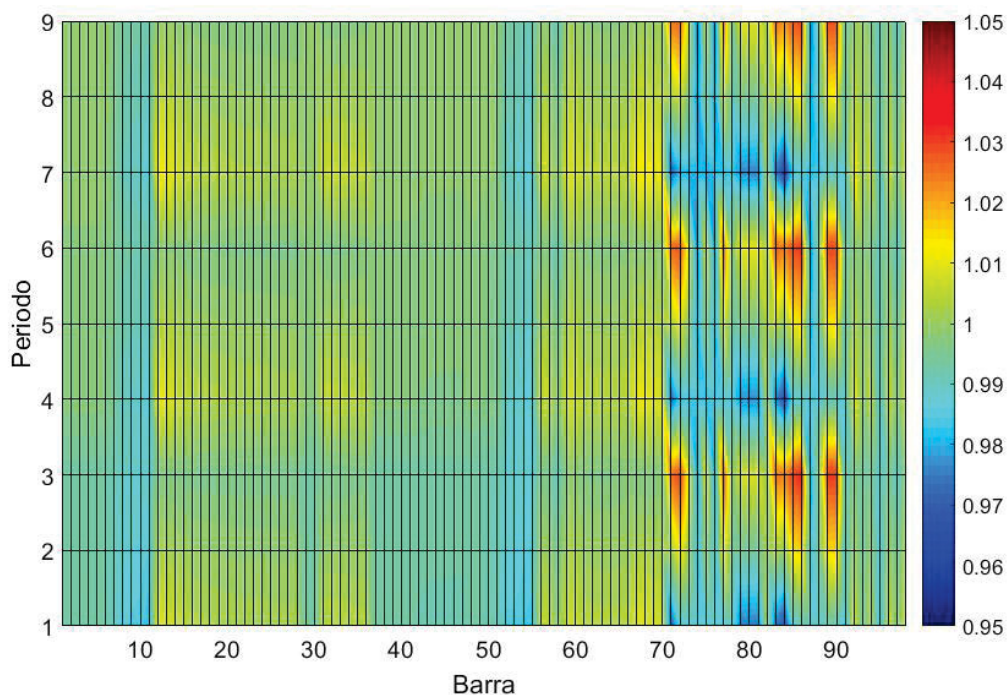
FONTE: O autor (2020)

FIGURA 33 FPOTM - Sistema 90 barras - Magnitudes de Tensão FASE C, TAP Contínuo, 40 % PV



FONTE: O autor (2020)

FIGURA 34 FPOTM - Sistema 90 barras - Magnitudes de Tensão FASE C, TAP Discreto, 40 % PV



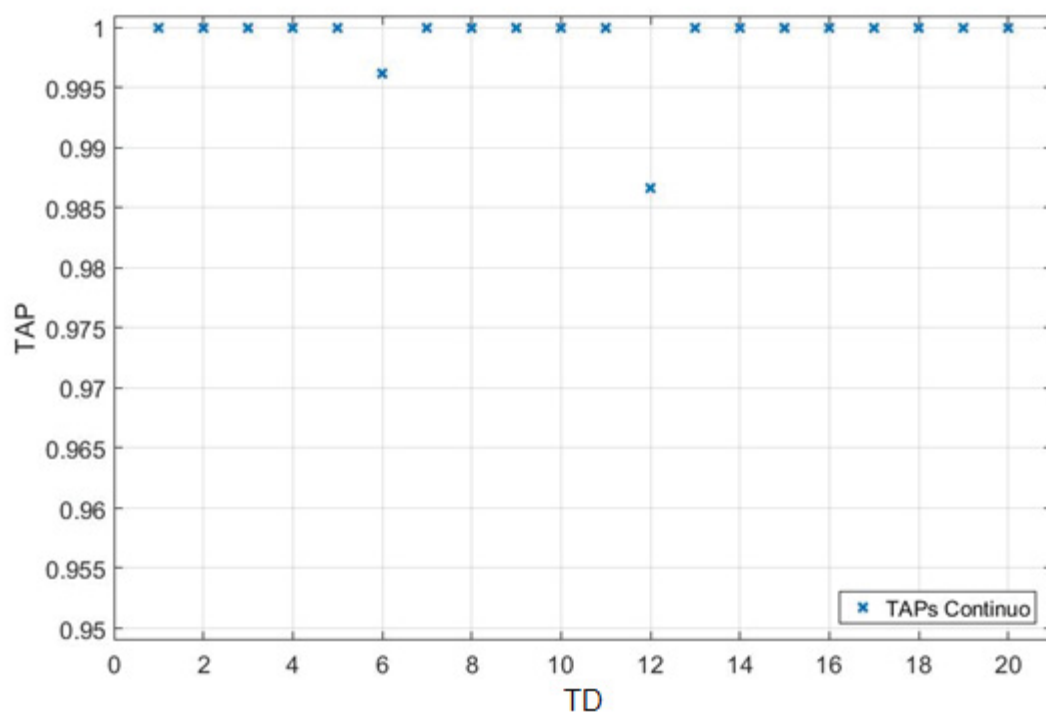
FONTE: O autor (2020)

5.1.1.4 FPOTM - Sistema com 70% de Penetração de PV – 90 barras

Neste teste, limitou-se a geração PV em 70% da potência ativa demandada, sendo que as gerações PV foram alocadas nas mesmas barras dos casos anteriores. Para se obter a convergência, os limites de tensão tiveram que ser relaxados para 0,93 p.u. e 1,07 p.u. (limites mínimos e máximos, respectivamente). Não houve convergência do problema quando os valores dos TAPs foram ajustados no modo discreto, mesmo com os limites relaxados. A convergência no modo contínuo só foi possível pois neste caso, pode-se realizar um ajuste fino no valor do tap, que não é possível ser captado pela discretização. Ou seja, para valores discretos de TAPs, os limites de tensão, que já estavam relaxados, não puderam ser atendidos.

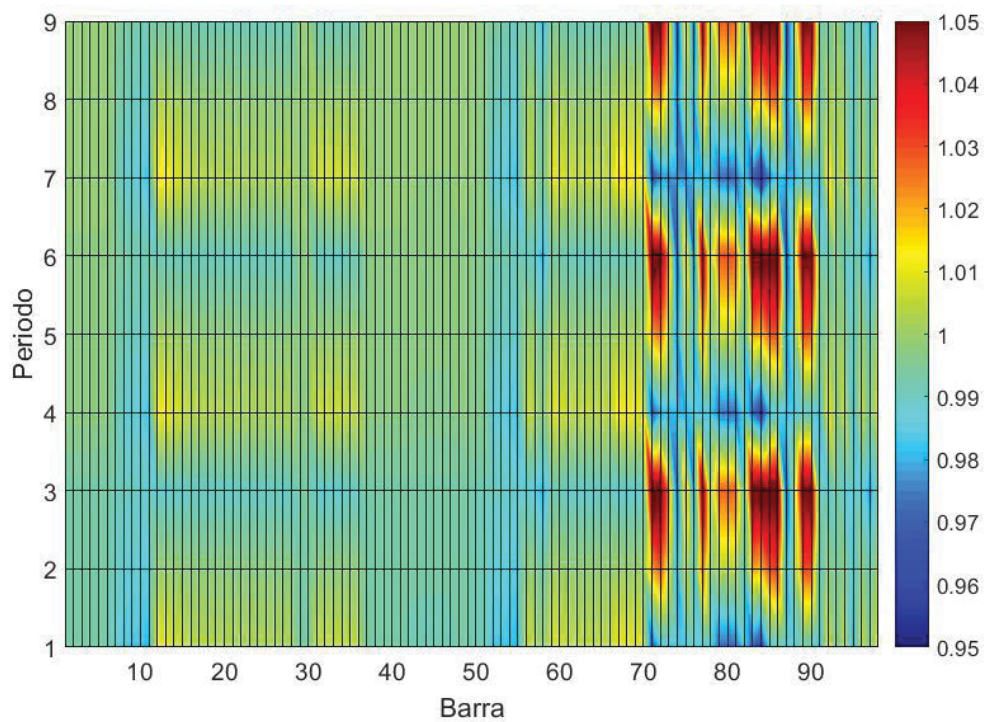
Os TAPs no modo contínuo estão apresentados na FIGURA 35. Assim como as magnitudes de tensão das fases A, B e C no modo contínuo são apresentados nas FIGURA 36 a FIGURA 38, respectivamente.

FIGURA 35 FPOTM - Sistema 90 barras - TAPs no modo Contínuo e Discreto, 70% penetração de PV



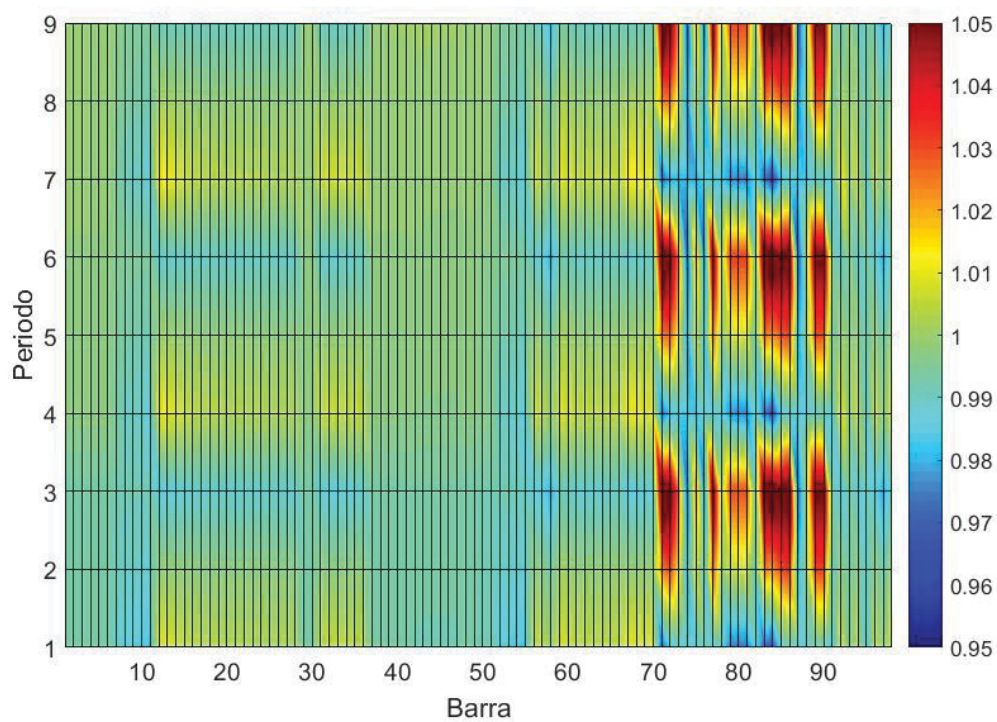
FONTE: O autor (2020)

FIGURA 36 FPOTM – Sistema 90 barras - Magnitudes de Tensão FASE A, TAP Contínuo, 70 % PV



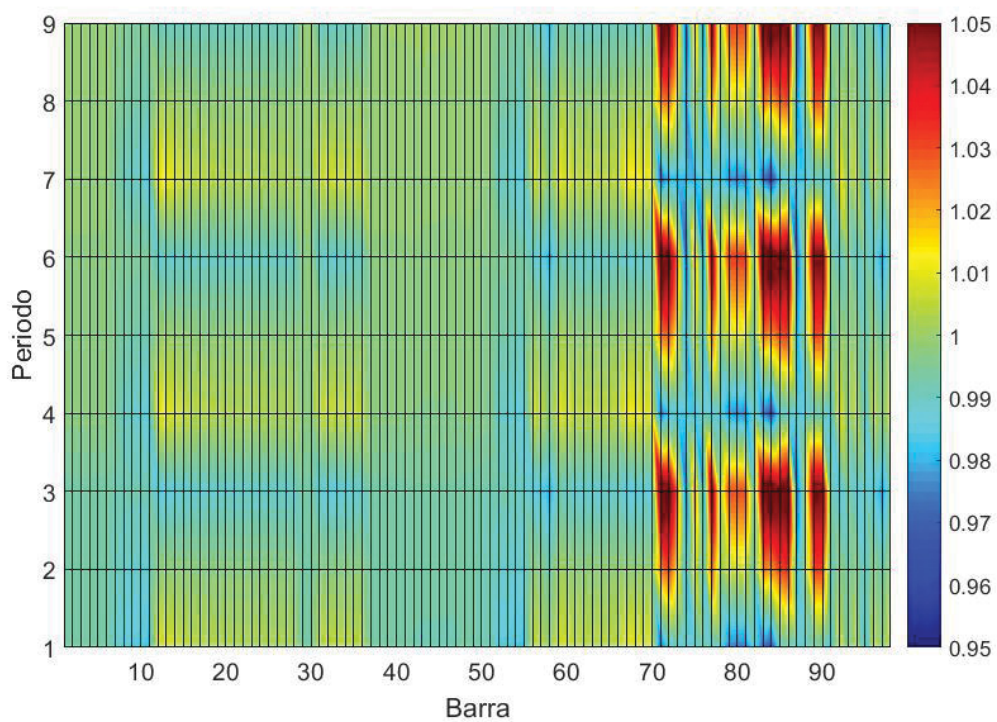
FONTE: O autor (2020)

FIGURA 37 FPOTM - Sistema 90 barras - Magnitudes de Tensão FASE B, TAP Contínuo, 70 % PV



FONTE: O autor (2020)

FIGURA 38 FPOTM - Sistema 90 barras - Magnitudes de Tensão FASE C, TAP Contínuo, 70 % PV



FONTE: O autor (2020)

Com a geração PV suprindo até 70% da demanda de potência ativa, apenas dois transformadores tiveram seu TAP ajustado fora do valor nominal, porém quando os mesmos foram discretizados, o programa não convergiu, pois foram violados os limites de tensão, cuja tendência pode ser verificada nas FIGURA 36 a FIGURA 38. Entre as barras 70 e 90, nas quais estão alocadas a geração PV, com o TAP continuo as tensões já atingiram patamares elevados, isto demonstra a importância de se ajustar os TAPs e quando nem isto é o suficiente, deve-se adotar outras medidas, como por exemplo a instalação de reguladores de tensão no lado de baixa tensão dos transformadores, haja visto que os TAPs dos transformadores são para se elevar as tensões no secundário. Quando se instala uma geração PV no secundário de um transformador, a tensão no primário pode ser elevada de tal forma que viola os limites operacionais.

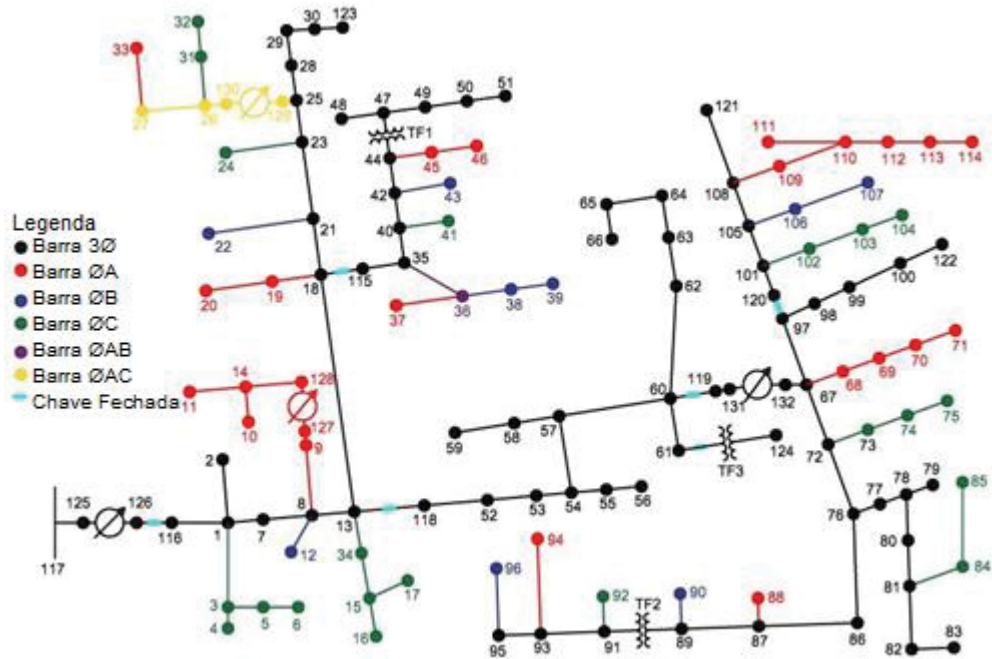
5.1.2 FPOTM - Sistema IEEE 123 Barras

O sistema IEEE 123 barras (**Erro! Fonte de referência não encontrada.**) foi adaptado do sistema IEEE original, ao qual foram adicionados 9 barras (124 a 132) para os reguladores de tensão; adicionados 9 geradores solares equivalentes distribuídos, alocados nas barras 47, 48, 49, 50, 51, 91, 93, 95 e 124, incluídos mais dois transformadores entre as barras 44 e 47 e na barras 89 e 91 (e consequentemente transformando as barras posteriores em baixa tensão) e por último foram alteradas as cargas a fim de se forçar uma carga maior nos transformadores.

Para obter valores de PV para diferentes níveis de penetração, foram utilizadas cargas dos períodos 7, 8 e 9, que são as maiores cargas do sistema (carga pesada), as quais estão representadas na FIGURA 40. As gerações de PV correspondentes para o nível de 20% e 70 % de penetração são mostrados nas

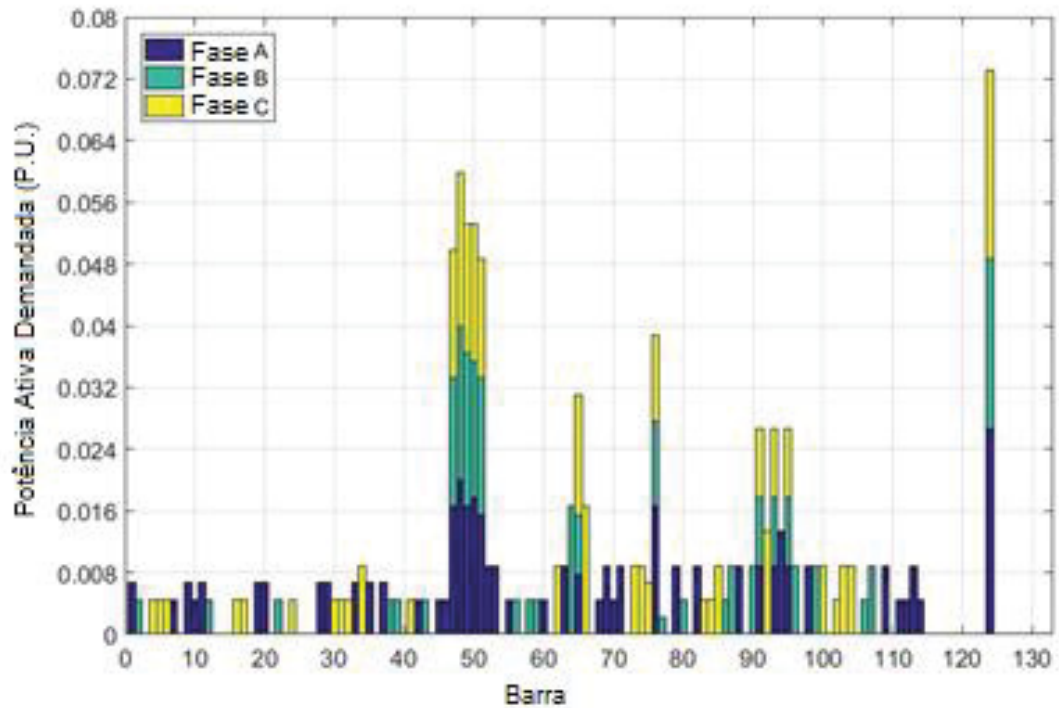
FIGURA 41 e FIGURA 42, respectivamente. Nenhuma penetração de 0% é mostrada porque não há geração fotovoltaica nessa condição.

FIGURA 39 – SISTEMA IEEE -123 BARRAS



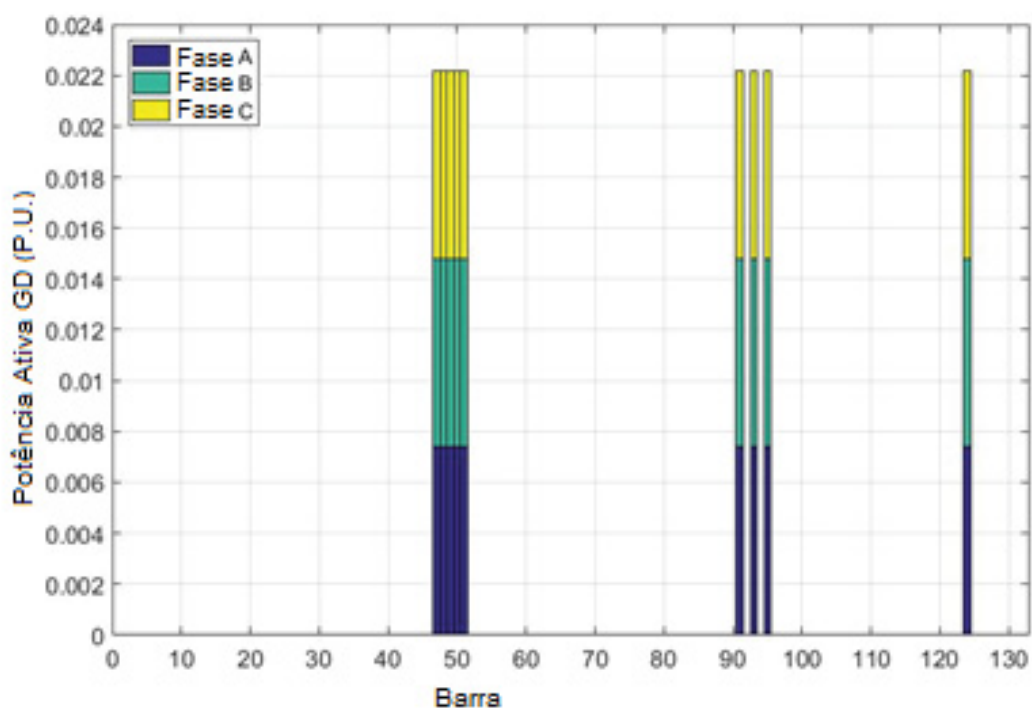
FONTE: IEEE 123 barras adaptado pelo autor

FIGURA 40 – IEEE 123-barras – Carga Adaptada



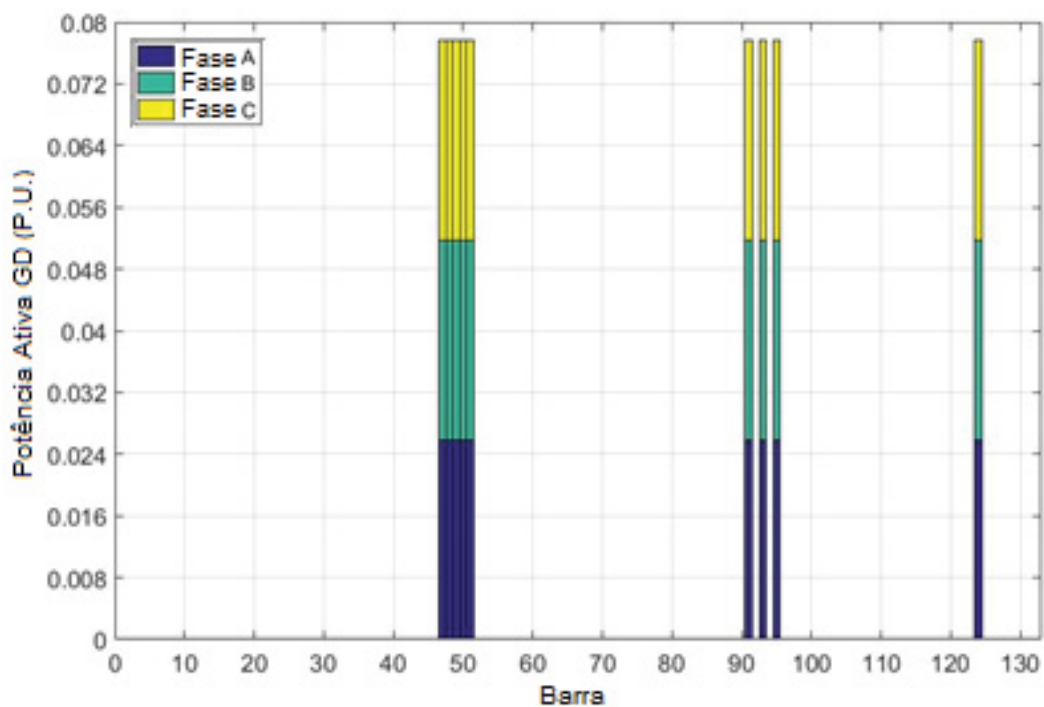
FONTE: O autor (2020)

FIGURA 41 – IEEE 123-barras – Máxima Potência PV Ativa, Penetração de 20% PV



FONTE: O autor (2020)

FIGURA 42 – IEEE 123-barras – Máxima Potência PV Ativa, Penetração de 70% PV



FONTE: O autor (2020)

A carga pesada total é 0,9985 p.u., com 0,3941 p.u. na fase A, 0,2756 p.u. na fase B e 0,3288 p.u. na fase C. Para 20% de penetração, a geração total de PV foi de 0,1997 p.u., sendo 0,0666 p.u. para cada fase. Para uma penetração de 70%, a geração total de PV foi de 0,6990 p.u., sendo 0,2330 p.u. para cada uma das fases.

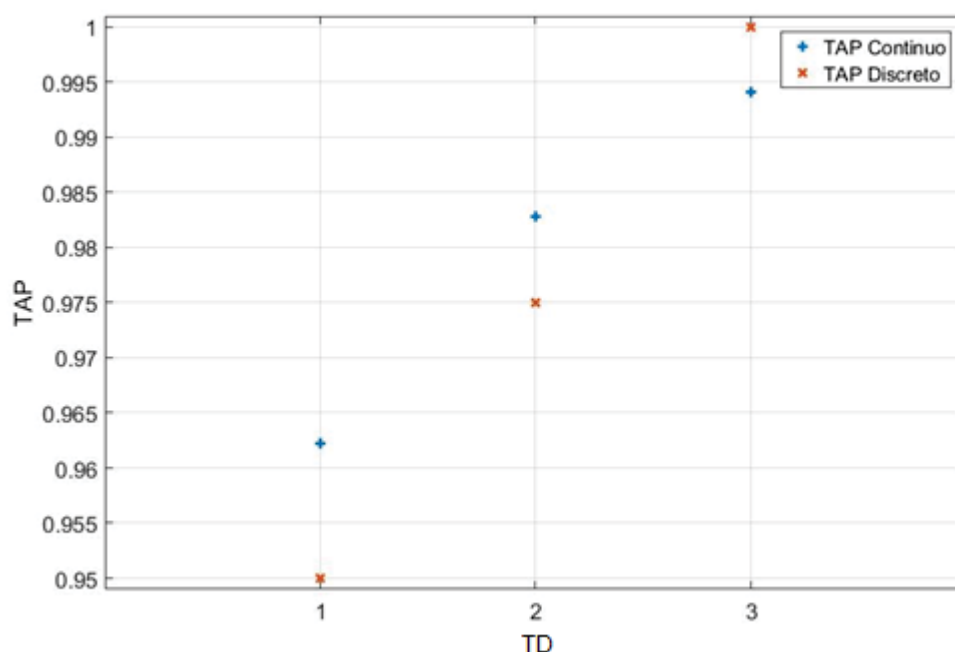
A base adotada é de 5 MVA, 4,16 kV, com tolerância de 1×10^{-4} .

5.1.2.1 FPOTM - Sem Geração PV– 123 barras

A seguir, são apresentados resultados referentes ao sistema de 123 barras (com 3 cenários de penetração iguais a zero e três patamares de carga), analisando-se os mesmos cenários da TABELA 7.

Para o sistema sem geração PV, os TAPs no modo contínuo e discreto estão apresentados na FIGURA 43, nota-se que os TAPs discretos foram ajustados em 0,95, 0,975 e 1 para os TDs 1, 2 e 3 respectivamente.

FIGURA 43 – Sistema 123 barras - TAPs no modo Contínuo e Discreto, sem PV



FONTE: O autor (2020)

Utilizaram-se apenas três períodos neste caso, pois como não há geração PV, os fatores de insolação não alteram os resultados do período, portanto neste caso, somente se levou em conta os patamares de carga, portanto os períodos simulados foram o 1, 4 e 7 da TABELA 7.

As magnitudes de tensões das fases A, B e C no modo contínuo e discreto estão apresentados nas FIGURA 44 a FIGURA 49, respectivamente. Entre as barras 127 e 128, 129 e 130, 131 e 132 e 125 e 126 estão alocados os reguladores de tensão, sendo que foi possível observar uma alteração significativa das tensões via modo discreto e contínuo, assim como nas barras 14, 26, 67 e 116, que são respectivamente as barras adjacentes aos reguladores de tensão.

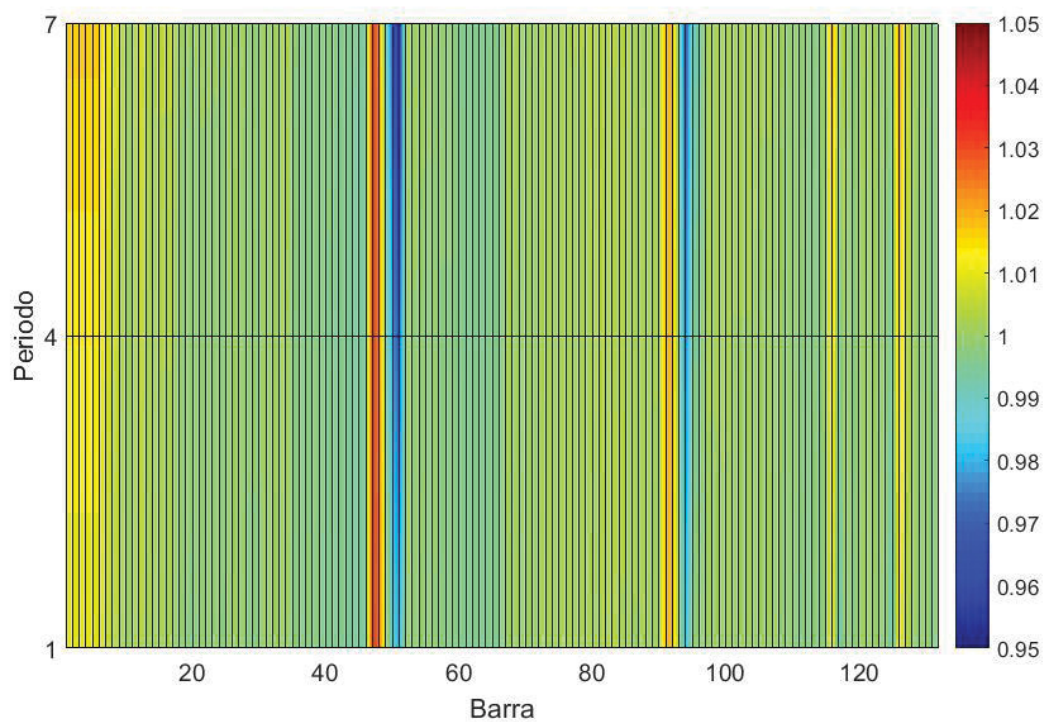
Nota-se também que no período 1, em que a carga é mais leve, as magnitudes de tensão são mais baixas na barra 1 que é da subestação, pois a tensão na subestação está variando conforme a carga, 0,9883 p.u., 0,9928 p.u. e 1 p.u. respectivamente para as cargas leve, média e pesada. Porém, nas barras após o secundário do TD é possível notar que conforme mais ao final do ramal, menor é a magnitude de tensão, principalmente no TD 1 (cujas barras após secundário vão de 47 até 51) e TD 2 (cujas barras após o secundário vão de 91 até 96).

Quando se compara o perfil de tensão do sistema com os TAPs contínuos com os TAPs discretos, neste caso de 123 barras sem PV, houve diferenças significativas observadas nas barras do secundário dos transformadores que tiveram um maior ajuste de TAP entre o valor contínuo e o discreto.

Na comparação das magnitudes de tensões entre as fases, é possível notar uma variação de tensão entre as fases mais acentuada do que no caso de 90 barras, e em praticamente todo o sistema, o que indica que o sistema possui mais cargas desequilibradas.

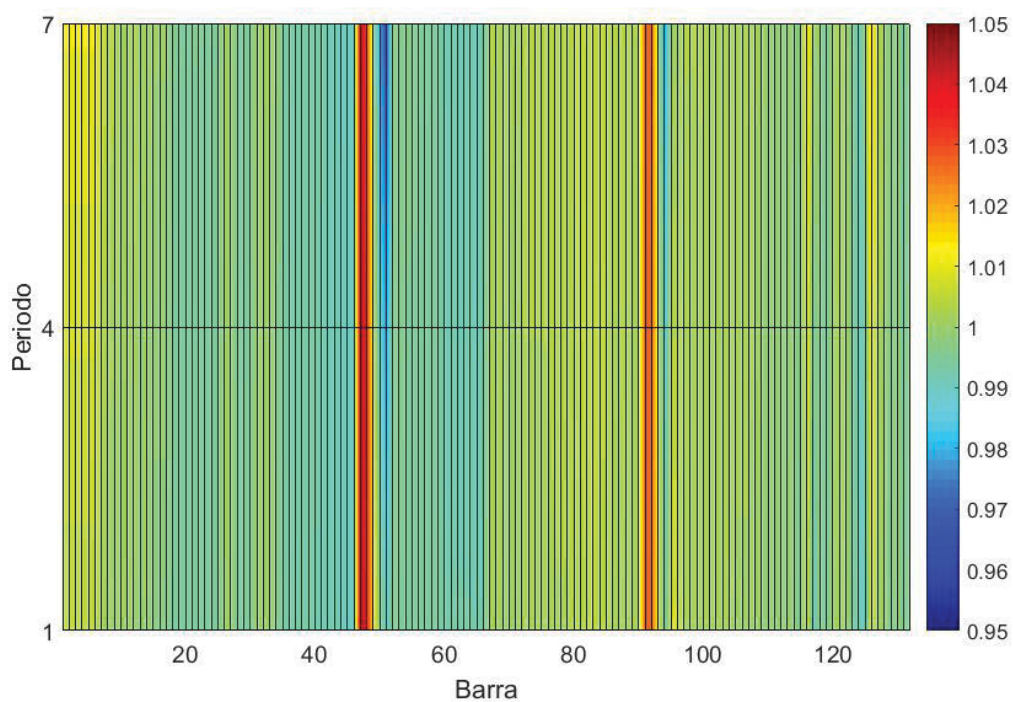
Apesar de não se otimizar os TAPs, após fixá-los em valores discretos, existem outras variáveis do sistema que continuam livres para otimização, como por exemplo o TAP dos reguladores, e isto é visível nas FIGURA 44 a FIGURA 49, quando se comparam as magnitudes de tensão de uma mesma fase via TAPs contínuos e discretos, principalmente entre as FIGURA 48 e FIGURA 49, nas barras 24 e 25 (primário e secundário do regulador de tensão, respectivamente).

FIGURA 44 FPOTM - Sistema 123 barras - Magnitudes de Tensão FASE A, TAP Contínuo, sem PV



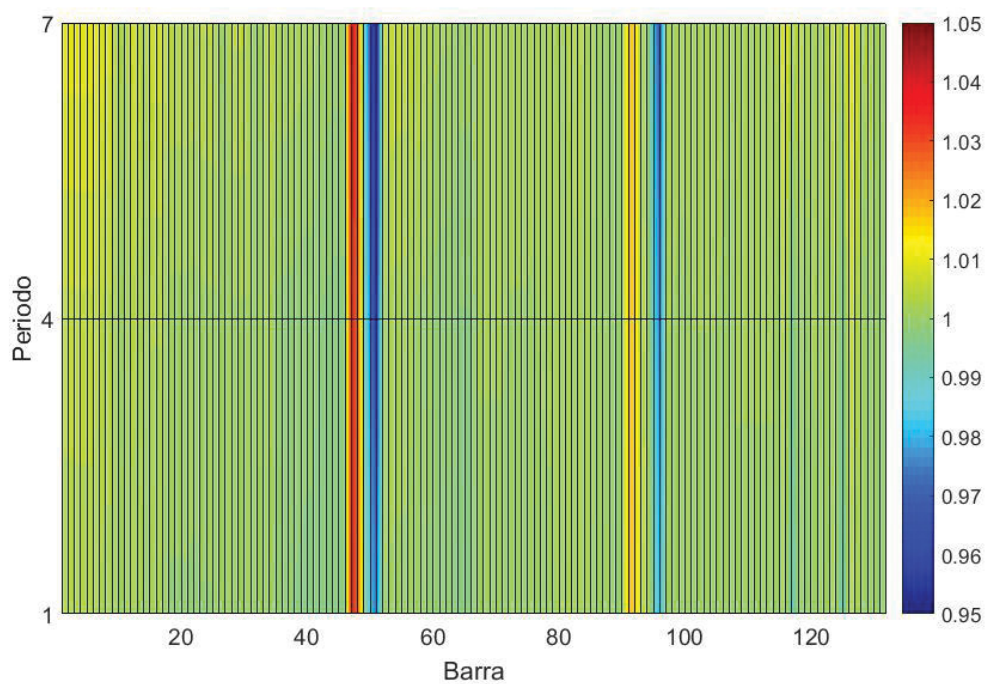
FONTE: O autor (2020)

FIGURA 45 FPOTM – Sistema 123 barras - Magnitudes de Tensão FASE A, TAP Discreto, sem PV



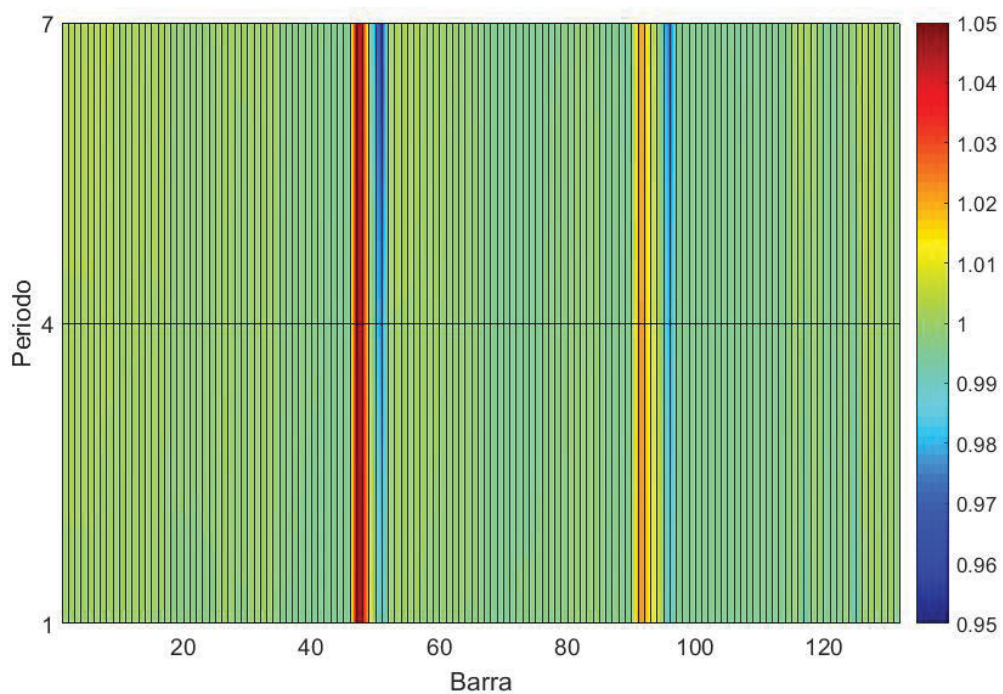
FONTE: O autor (2020)

FIGURA 46 FPOTM – Sistema 123 barras - Magnitudes de Tensão FASE B, TAP Contínuo, sem PV



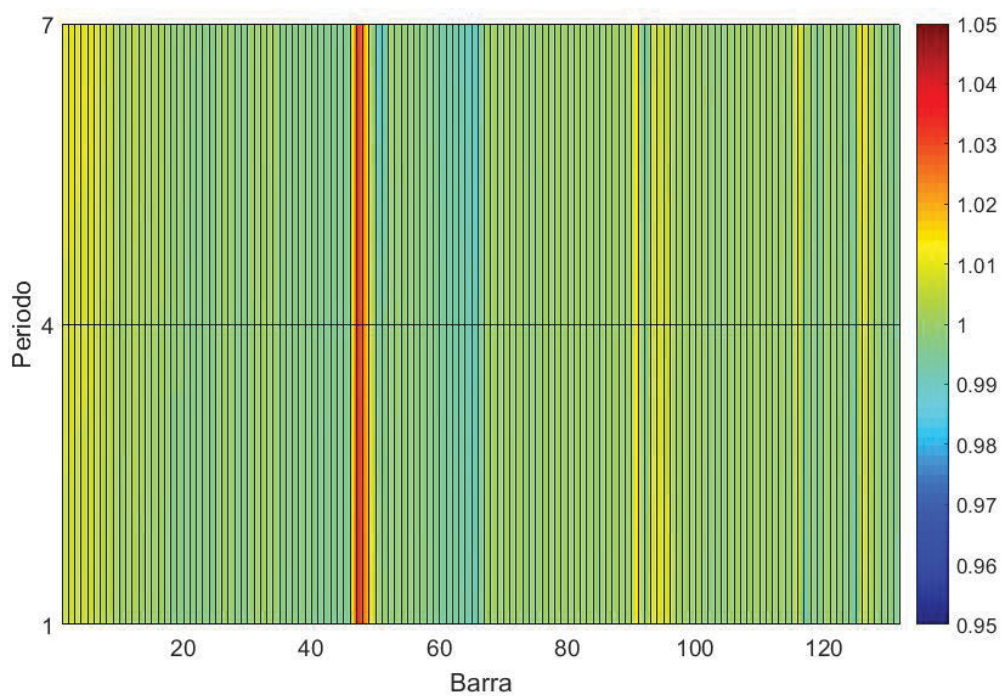
FONTE: O autor (2020)

FIGURA 47 FPOTM - Sistema 123 barras - Magnitudes de Tensão FASE B, TAP Discreto, sem PV



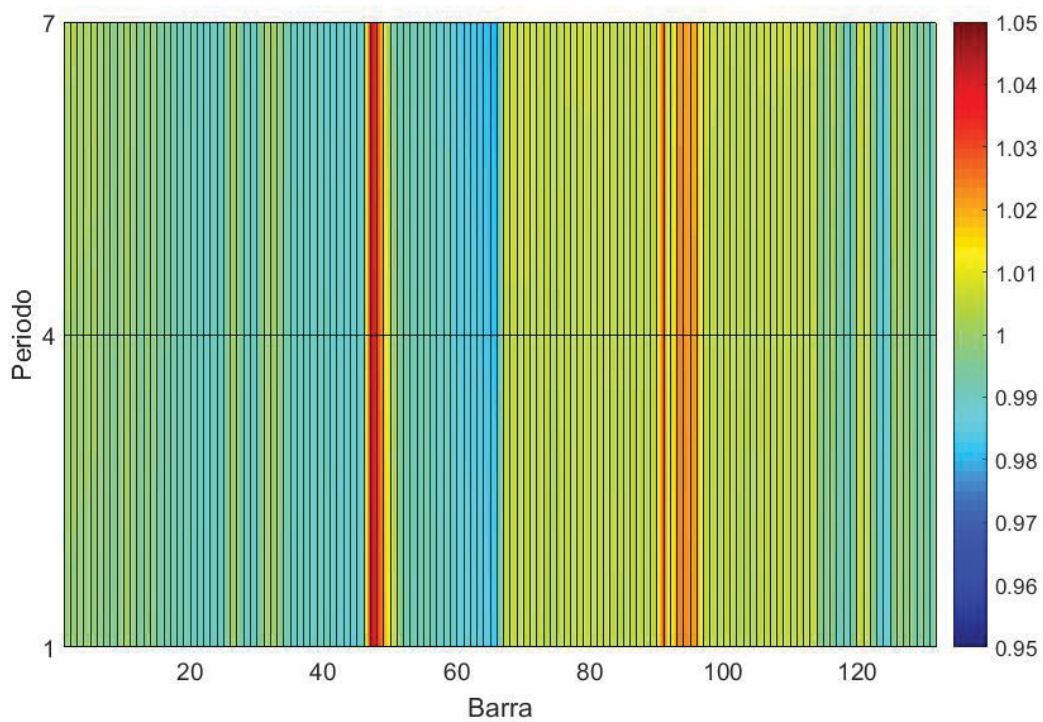
FONTE: O autor (2020)

FIGURA 48 FPOTM – Sistema 123 barras - Magnitudes de Tensão FASE C, TAP Contínuo, sem PV



FONTE: O autor (2020)

FIGURA 49 FPOTM – Sistema 123 barras - Magnitudes de Tensão FASE C, TAP Discreto, sem PV



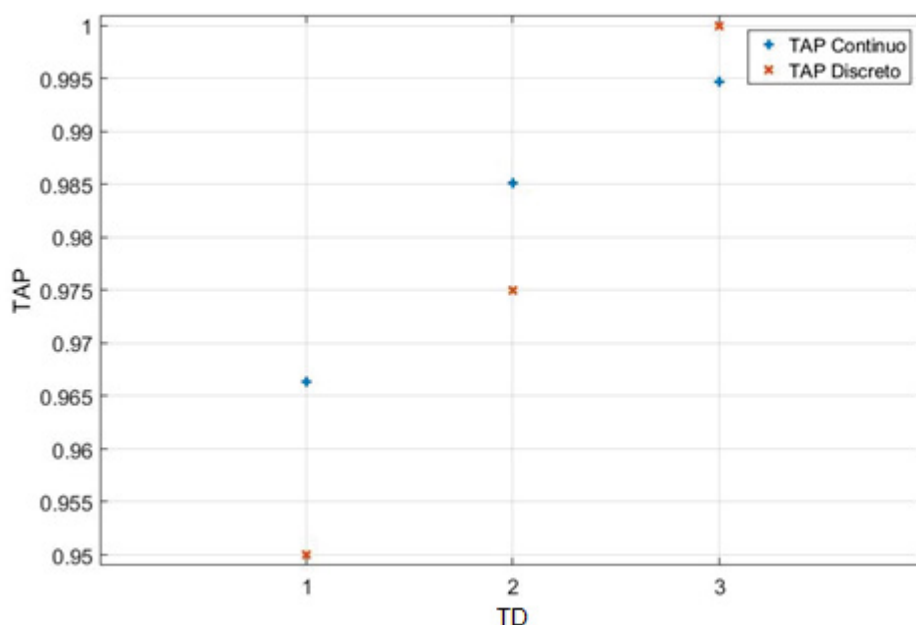
FONTE: O autor (2020)

5.1.2.2 FPOTM - Sistema com 20% de Penetração de PV – 123 barras

As gerações PV (alocadas nas barras 47, 48, 49, 50, 51, 91, 93, 95 e 124) foram limitadas a 20% da potência ativa demandada, os TAPs no modo contínuo e discreto estão apresentados na FIGURA 50.

Mesmo com a inclusão da geração PV, os TAPs continuam com os mesmos ajustes discretos que no caso sem geração PV, e é importante notar que o TAP do TD 1, pelo critério adotado, deveria ter sido ajustado em 0,975, porém adotou-se 0,95 a fim de se evitar a violação do limite mínimo de tensão no sistema.

FIGURA 50 FPOTM – Sistema 123 barras - TAPs no modo Contínuo e Discreto, 20 % PV



FONTE: O autor (2020)

As magnitudes de tensões das fases A, B e C no modo contínuo e discreto estão apresentados nas FIGURA 51 a FIGURA 56, respectivamente.

Entre as barras 127 e 128, 129 e 130, 131 e 132 e 125 e 126 estão alocados os reguladores de tensão, sendo que não foi possível observar uma alteração significativa das tensões, assim como nas barras 14, 26, 67 e 116, que são respectivamente as barras adjacentes aos reguladores de tensão.

Nota-se também no período 1, em que a carga é mais leve, as magnitudes de tensão foram mais baixas na barra 1 que é da subestação, pois a tensão na subestação varia conforme o patamar de carga (0,9883 p.u., 0,9928 p.u. e 1 p.u.

respectivamente para as cargas leve, média e pesada). Porém, nas barras após o secundário do TD é possível notar que quanto mais a jusante do ramal, menor é a magnitude de tensão, principalmente no TD 1 (cujas barras após secundário vão de 47 até 51) e TD 2 (cujas barras após o secundário vão de 91 até 96).

Quando se compara os perfis de tensão do sistema com os TAPs contínuos com os TAPs discretos, nesse caso de 123 barras e 20 % PV, houve diferenças significativas principalmente nas barras após o TD 1. Aqui nota-se porque o TAP do TD 1 foi fixado em 0,95 e não 0,975, pois com o TAP contínuo em aproximadamente 0,967, as magnitudes de tensão nas barras após esse TD estão com valores já próximos a 0,95 p.u.. Caso fosse adotado o TAP 0,975, a magnitude de tensão do secundário seria menor que a tensão com TAP de 0,967, portanto nas barras mais afastadas pelo TD a tensão ficaria abaixo do limite de 0,95 p.u.

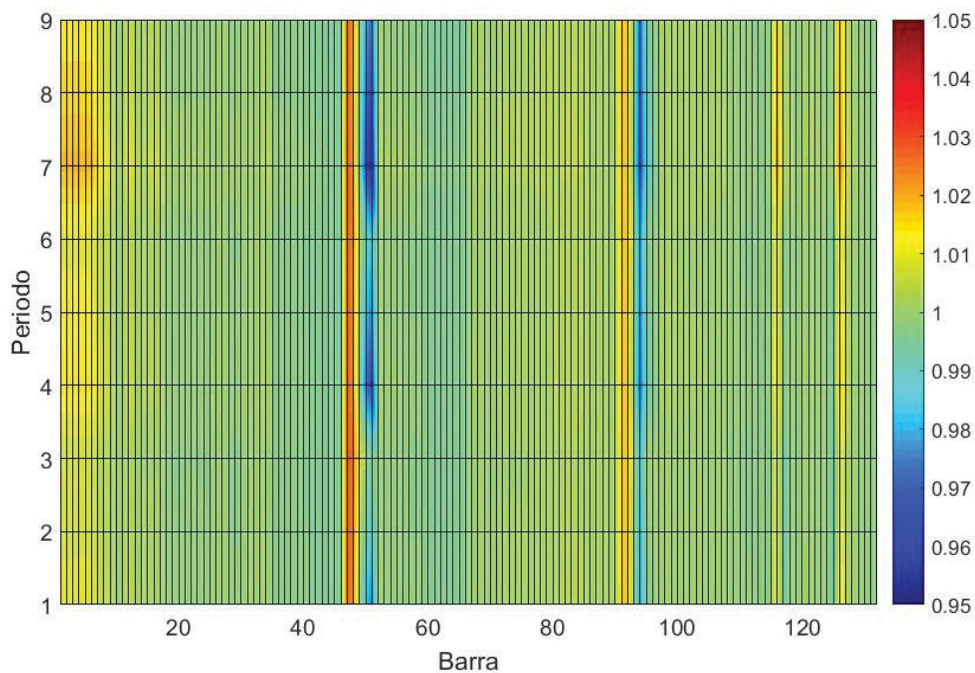
Esses resultados podem ser visualizados ao se focar a Fase A representada na FIGURA 51 (com TAPs contínuos), por exemplo, onde se observa que a representação das magnitudes de tensão referente ao período 7 e barras 50 e 51 (barras secundárias a jusante do DT1) foram representados por tons azuis muito próximos ao valor de 0,95 p.u.. Assim, como comentado, se o TAP do TD 1 fosse ajustado para 0,975 p.u., essa magnitude de tensão seria ainda mais reduzida, violando assim o limite mínimo de tensão. Outro fato importante é que no barramento 47, que corresponde ao barramento secundário do DT 1, a magnitude da tensão é representada por um tom vermelho próximo a 1,03 p.u., o que possibilita a redução do valor do TAP discreto e que causou um aumento na magnitude de tensão.

O aumento no perfil de tensão gerado pela discretização dos TAPs pode ser visto na FIGURA 52. Na barra 47, a cor assumiu um vermelho mais forte, indicando que as magnitudes de tensão estão mais próximas de 1,05 p.u.. As magnitudes de tensão na barra 51 para cada período teve um aumento significativo e, durante o período 7, surgiu um tom de azul mais claro do que o mostrado na FIGURA 51.

Outra diferença importante entre as FIGURA 51 e FIGURA 52 é que houve uma redução na magnitude da tensão em vários barramentos. Na FIGURA 51, há muitos pontos em que as magnitudes de tensão são representadas pelas cores verde e amarelo (1 a 1,02 p.u.). Na FIGURA 52, os mesmos barramentos são representados pelas cores azul-piscina e verde (0,98 a 1 p.u.).

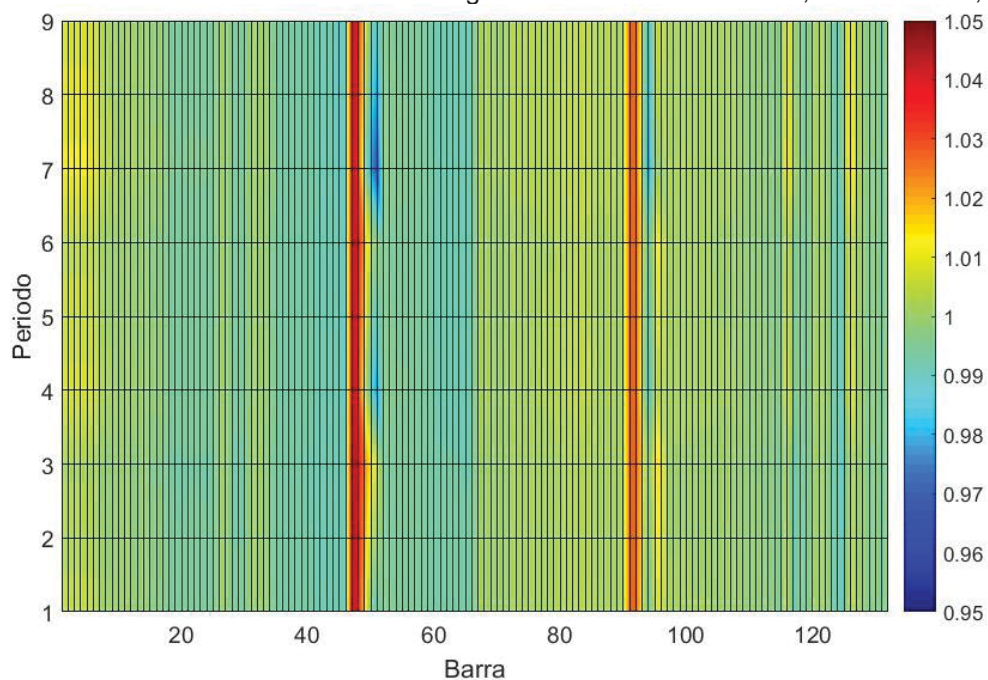
Na comparação das magnitudes de tensões entre as fases, como não houve alteração nas cargas, verifica-se o mesmo comportamento das magnitudes de tensão, indicando desequilíbrio de cargas no sistema.

FIGURA 51 FPOTM - Sistema 123 barras - Magnitudes de Tensão FASE A, TAP Contínuo, 20 % PV



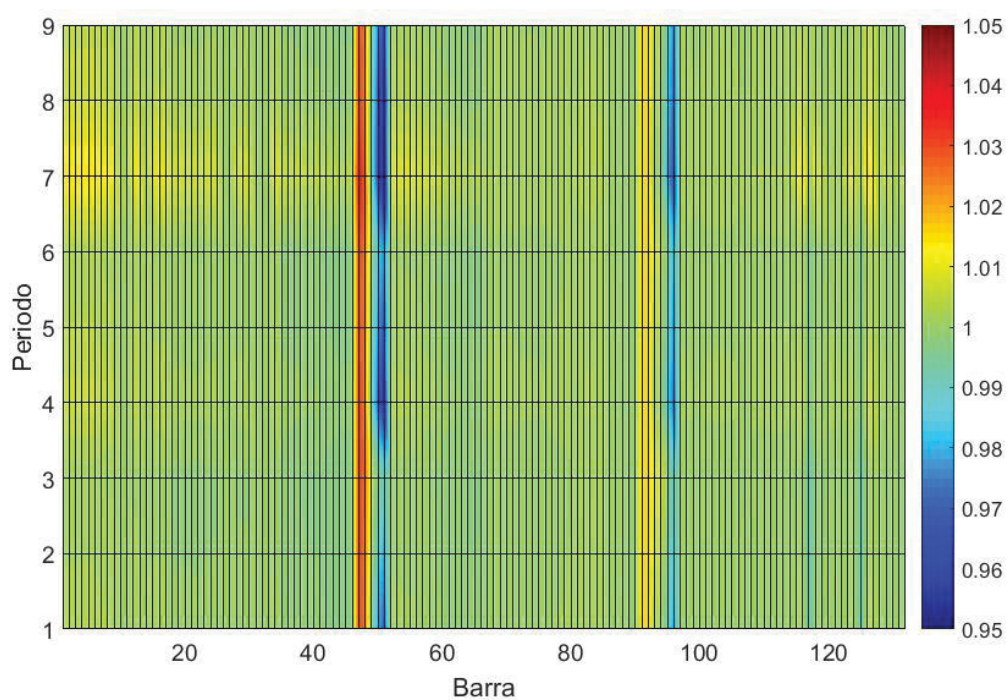
FONTE: O autor (2020)

FIGURA 52 FPOTM - Sistema 123 barras - Magnitudes de Tensão FASE A, TAP Discreto, 20 % PV



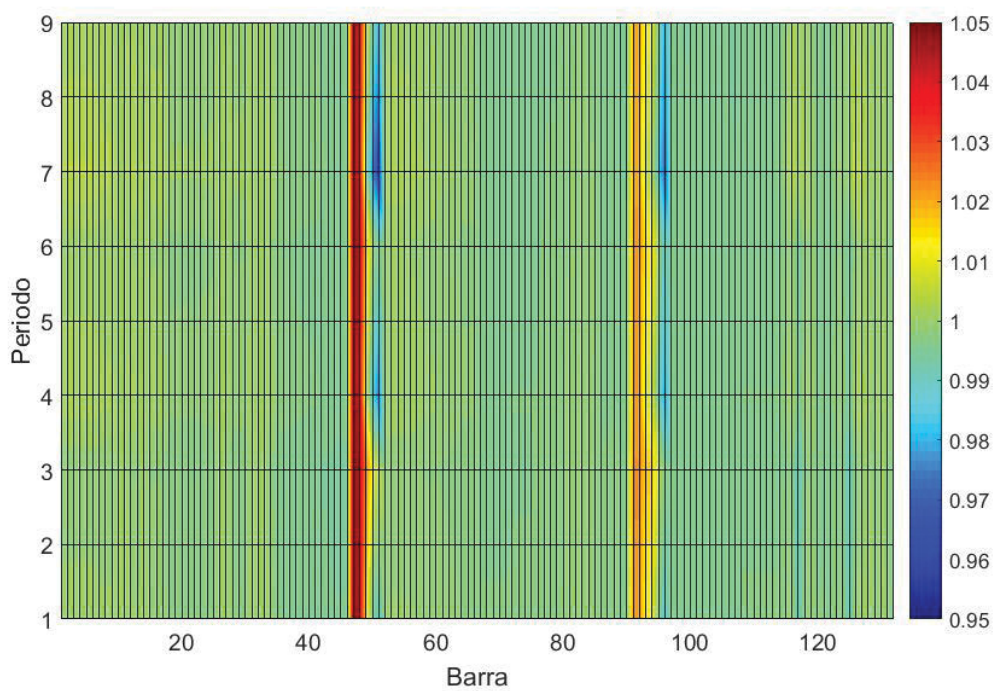
FONTE: O autor (2020)

FIGURA 53 FPOTM – Sistema 123 barras - Magnitudes de Tensão FASE B, TAP Contínuo, 20 % PV



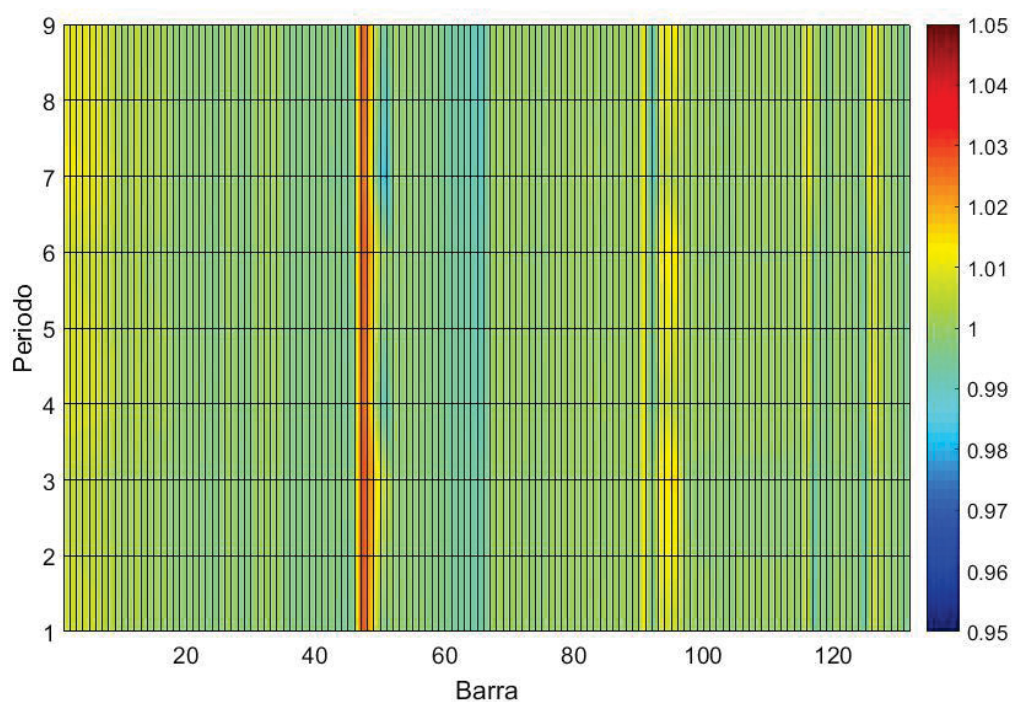
FONTE: O autor (2020)

FIGURA 54 FPOTM - Sistema 123 barras - Magnitudes de Tensão FASE C, TAP Discreto, 20 % PV



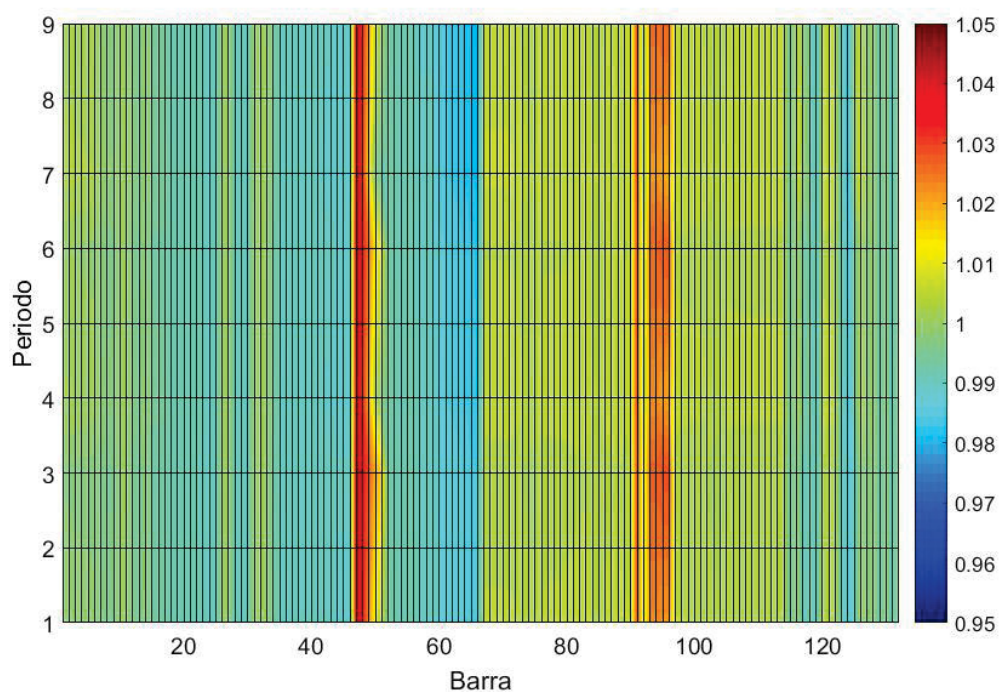
FONTE: O autor (2020)

FIGURA 55 FPOTM – Sistema 123 barras - Magnitudes de Tensão FASE C, TAP Contínuo, 20 % PV



FONTE: O autor (2020)

FIGURA 56 FPOTM - Sistema 123 barras - Magnitudes de Tensão FASE C, TAP Discreto, 20 % PV



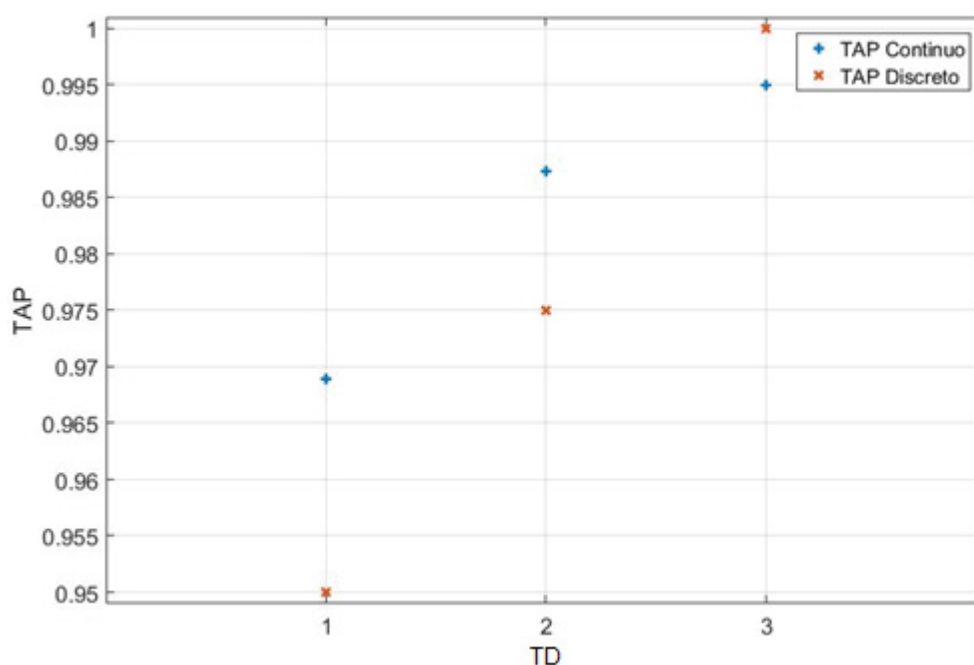
FONTE: O autor (2020)

5.1.2.3 FPOTM - Sistema com 40% de Penetração de PV – 123 barras

Neste teste, a geração PV foi limitada a 40% da potência ativa demandada, sendo que as gerações PV foram alocadas nas mesmas barras do caso anterior. Os TAPs no modo contínuo e discreto são apresentados na FIGURA 57.

Mesmo com o aumento da geração PV, os TAPs continuam com os mesmos ajustes discretos que no caso sem geração PV, é importante notar que o TAP do TD 1, pelo critério adotado, deveria ter sido ajustado em 0,975, porém adotou-se 0,95 a fim de se evitar a violação do limite mínimo de tensão no sistema.

FIGURA 57 FPOTM – Sistema 123 barras - TAPs no modo Contínuo e Discreto, 40 % PV



FONTE: O autor (2020)

As magnitudes de tensões das fases A, B e C no modo contínuo e discreto são apresentados nas FIGURA 58 a

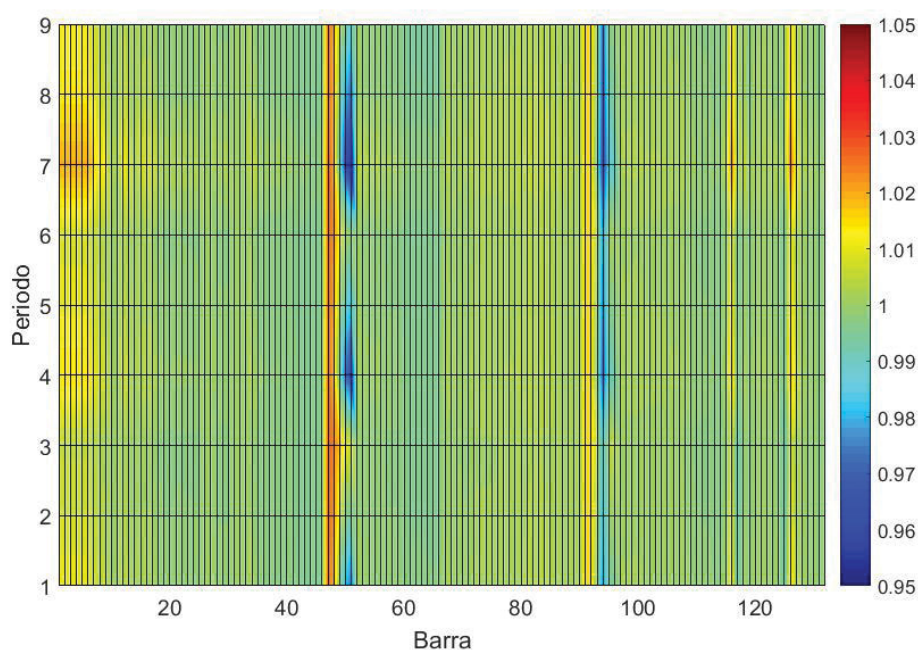
FIGURA 63, respectivamente.

Entre as barras 127 e 128, 129 e 130, 131 e 132 e 125 e 126 estão alocados os reguladores de tensão, sendo que não é possível observar uma alteração significativa das magnitudes de tensão, assim como nas barras 14, 26, 67 e 116, que são respectivamente as barras adjacentes aos reguladores de tensão.

Nota-se também que no período 1, em que a carga é mais leve, as magnitudes de tensão são mais baixas na barra 1 que é da subestação, pois a tensão na subestação está variando conforme a carga (0,9883 p.u., 0,9928 p.u. e 1 p.u. respectivamente para as cargas leve, média e pesada). Porém nas barras após os secundários dos TDs é possível notar que quanto mais ao final do ramal, menor é a magnitude de tensão, principalmente no TD 1 (cujas barras após secundário vão de 47 até 51) e TD 2 (cujas barras após o secundário vão de 91 até 96).

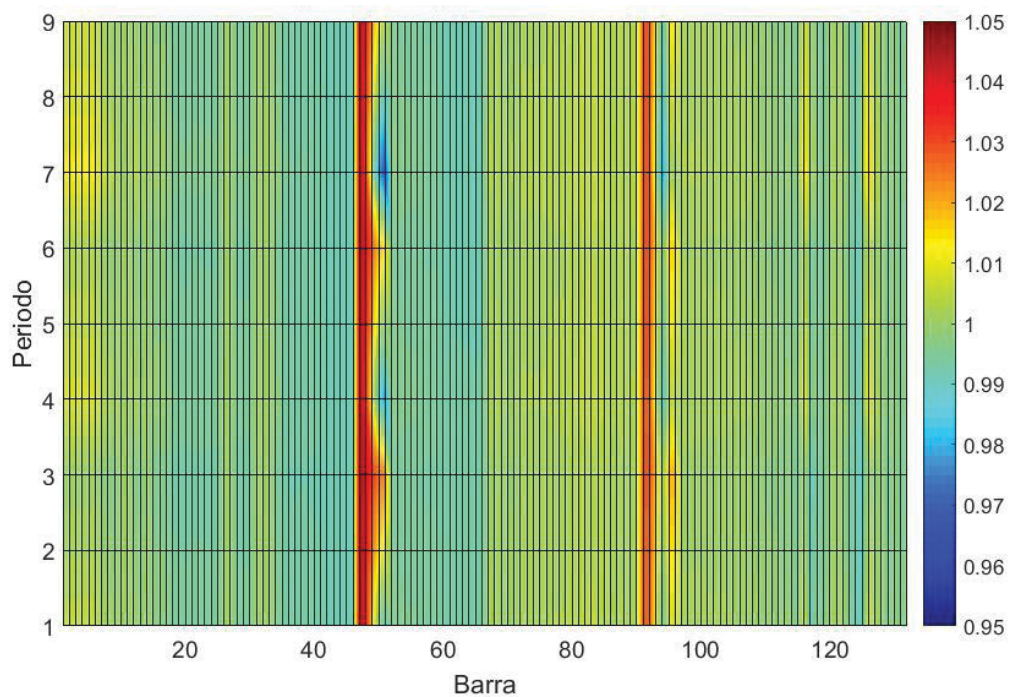
Ao comparar o perfil de tensão do sistema utilizando TAPs contínuos e TAPs discretos, neste caso, aconteceram diferenças significativas principalmente nas barras após o TD 1. Aqui nota-se porque o TAP do TD 1 foi fixado em 0,95 e não 0,975, pois com o TAP contínuo em aproximadamente 0,969, as magnitudes de tensão nas barras após o TD 1, estão com valores próximos a 0,95 p.u.. Caso fosse adotado TAP igual a 0,975, a tensão do secundário seria menor que a tensão com TAP de 0,969, portanto nas barras mais afastadas do TD a magnitude de tensão ficaria abaixo do limite de 0,95 p.u.

FIGURA 58 FPOTM – Sistema 123 barras - Magnitudes de Tensão FASE A, TAP Contínuo, 40 % PV



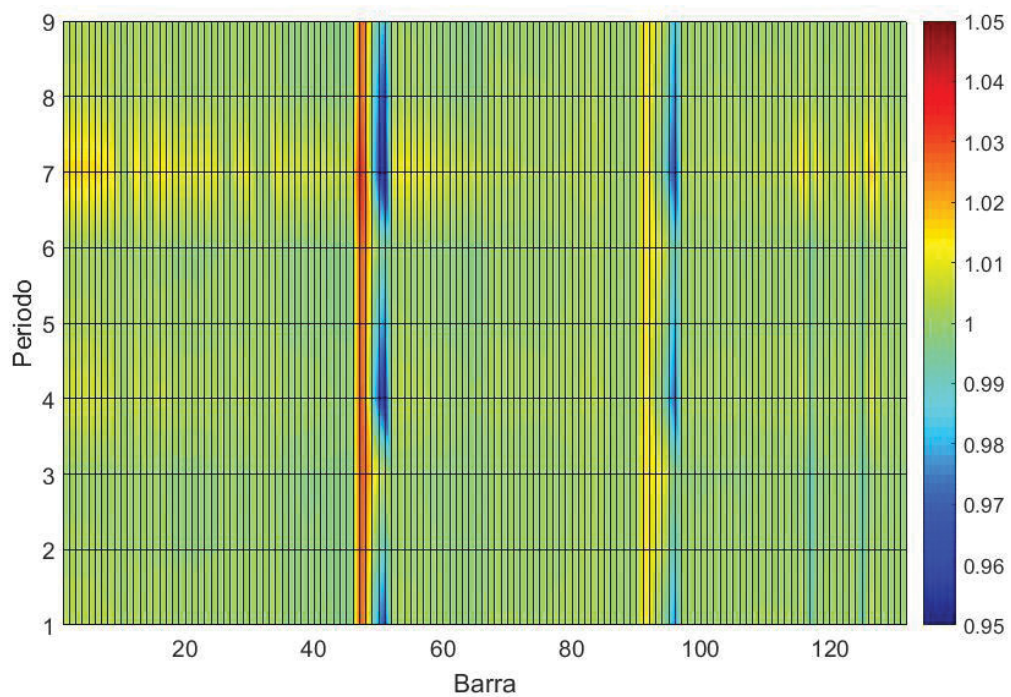
FONTE: O autor (2020)

FIGURA 59 FPOTM - Sistema 123 barras - Magnitudes de Tensão FASE A, TAP Discreto, 40 % PV



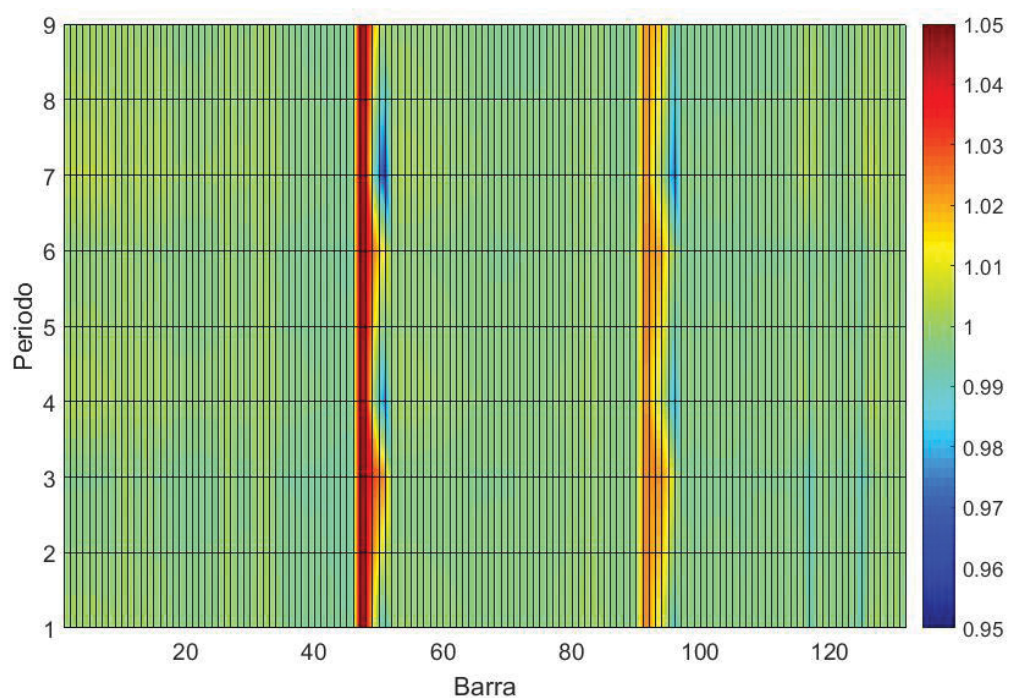
FONTE: O autor (2020)

FIGURA 60 FPOTM – Sistema 123 barras - Magnitudes de Tensão FASE B, TAP Contínuo, 40 % PV



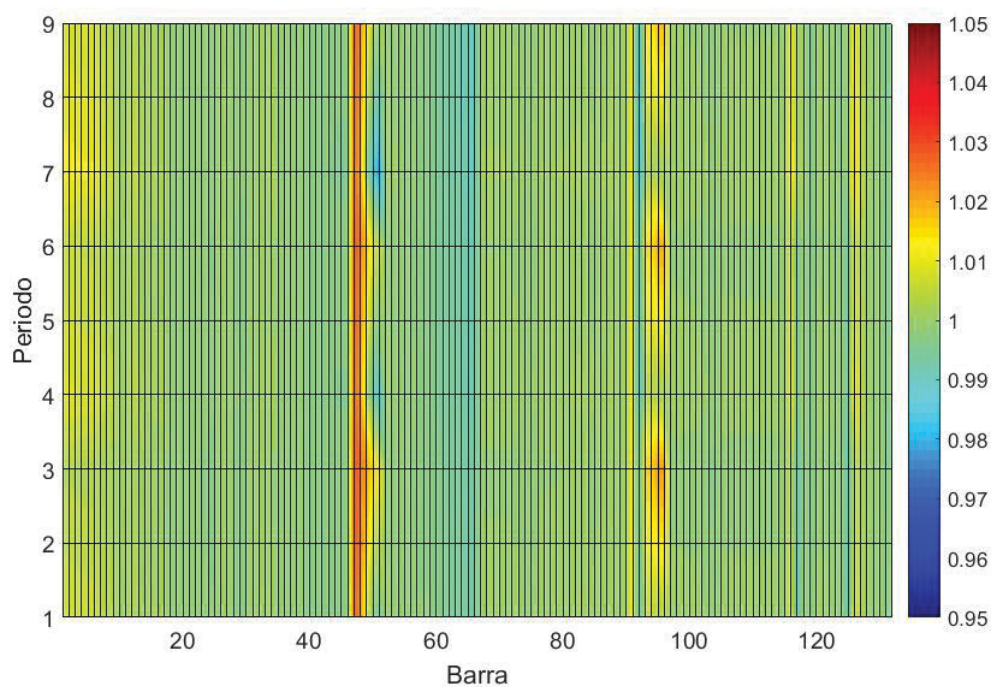
FONTE: O autor (2020)

FIGURA 61 FPOTM - Sistema 123 barras - Magnitudes de Tensão FASE B, TAP Discreto, 40 % PV



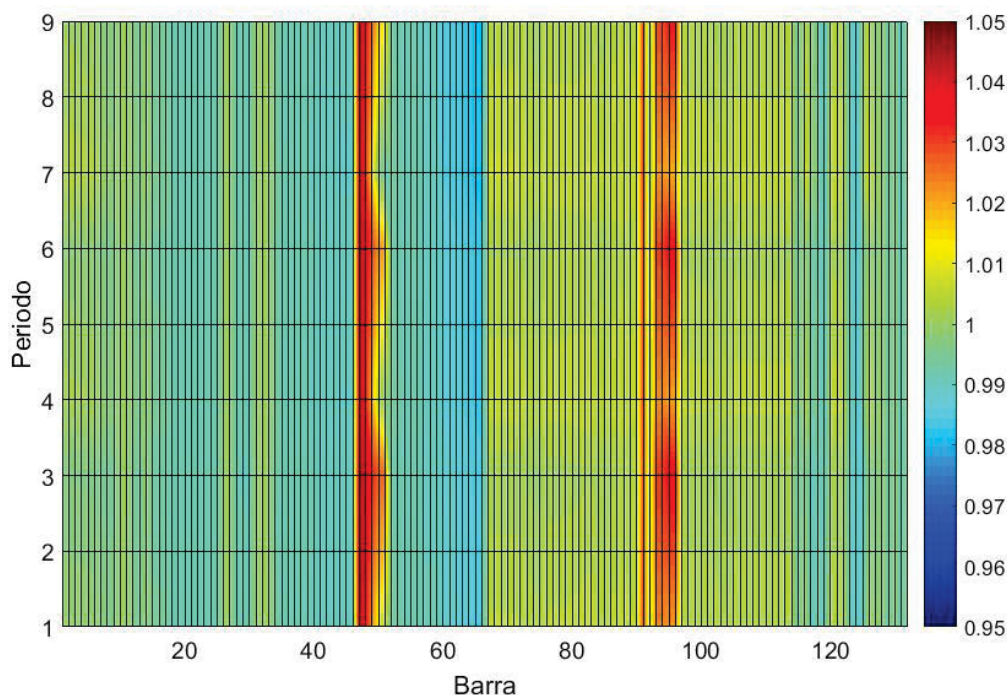
FONTE: O autor (2020)

FIGURA 62 FPOTM – Sistema 123 barras - Magnitudes de Tensão FASE C, TAP Contínuo, 40 % PV



FONTE: O autor (2020)

FIGURA 63 FPOTM - Sistema 123 barras - Magnitudes de Tensão FASE C, TAP Discreto, 40 % PV



FONTE: O autor (2020)

5.1.2.4 FPOTM - Sistema com 70% de Penetração de PV – 123 barras

Neste teste a geração PV foi limitada em 70% da potência ativa demandada, sendo que as gerações PV foram alocadas nas mesmas barras do caso anterior. Diferentemente do que ocorreu no sistema 90 barras, no IEEE-123 barras foi possível obter convergência com a geração PV em 70% de penetração. Os TAPs no modo contínuo e discreto são apresentados na FIGURA 64 e as magnitudes de tensões das fases A, B e C no modo contínuo e discreto são apresentados nas FIGURA 65 a

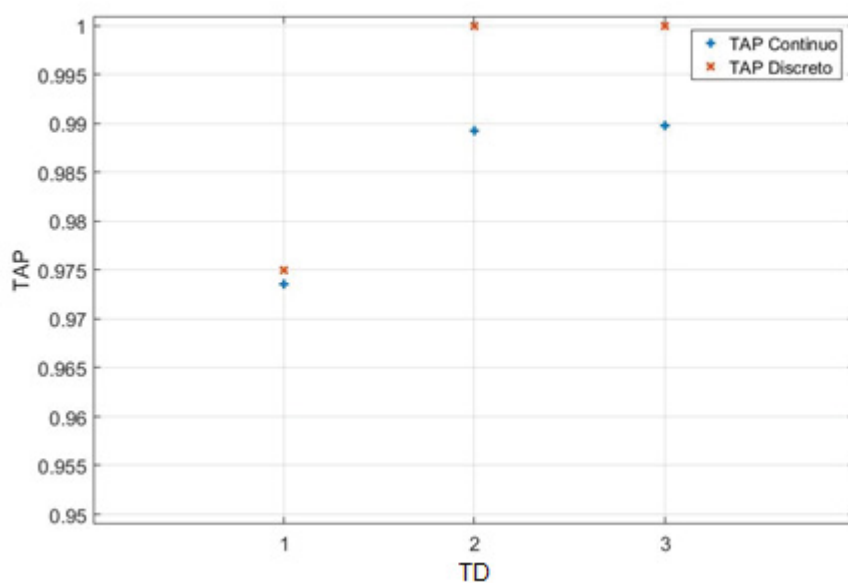
FIGURA 70, respectivamente.

Analisando a FIGURA 64, pode-se observar que os ajustes discretos do TAPs estão próximos aos dos valores contínuos. No entanto, todos os TAPs discretos foram configurados para valores acima do contínuo. Isso implica uma redução do perfil de tensão nos barramentos secundários dos TDs, como pode ser visto ao comparar as FIGURA 65 e FIGURA 66. Na FIGURA 65, as barras 50 e 51 (TD 1 secundário) e as barras 93 e 96 (TD 2 secundário) apresentam cores

tendendo a um azul mais escuro, indicando valores de magnitudes mais baixos, especialmente no período 7 (com carga pesada e sem geração fotovoltaica).

Neste caso, diferentemente dos anteriores, os TAPs foram ajustados em 0,975, 1 e 1, para os TDs 1, 2 e 3 respectivamente, sem que houvesse violação dos limites máximos e mínimos de tensão. Por isso, o TAP do TD 2 pode passar de 0,975 para 1, o que permitiu uma elevação de tensão na saída dos reguladores de tensão.

FIGURA 64 FPOTM – Sistema 123 barras - TAPs no modo Contínuo e Discreto, 70 % PV



FONTE: O autor (2020)

Semelhantemente ao caso com 20% de PV, por exemplo, durante os períodos em que a fonte PV foi ativada (2, 5 e 8 com valores intermediários de geração e cenários 3, 6 e 9 com valores máximos de geração), a magnitude da tensão nas barras onde os PVs estão conectados aumentou, principalmente na carga leve e média. As diferenças de comportamento nos perfis de tensão de cada fase se devem ao desbalanceamento da carga que existe ao longo do alimentador.

Observando as

FIGURA 68 e FIGURA 69 (Fase B), é possível em um primeiro momento estranhar o comportamento que parece um ruído, entre as barras 50 e 120. Porém, este efeito se deve à forma como os gráficos foram construídos. Inicialmente cada quadrado de cada período e cada barra é preenchido com a sua cor correspondente

ao valor, porém para se suavizar esta transição de cor entre um período e outro e entre uma barra e outra, utiliza-se uma interpolação das cores. O segundo aspecto que se observa é que na

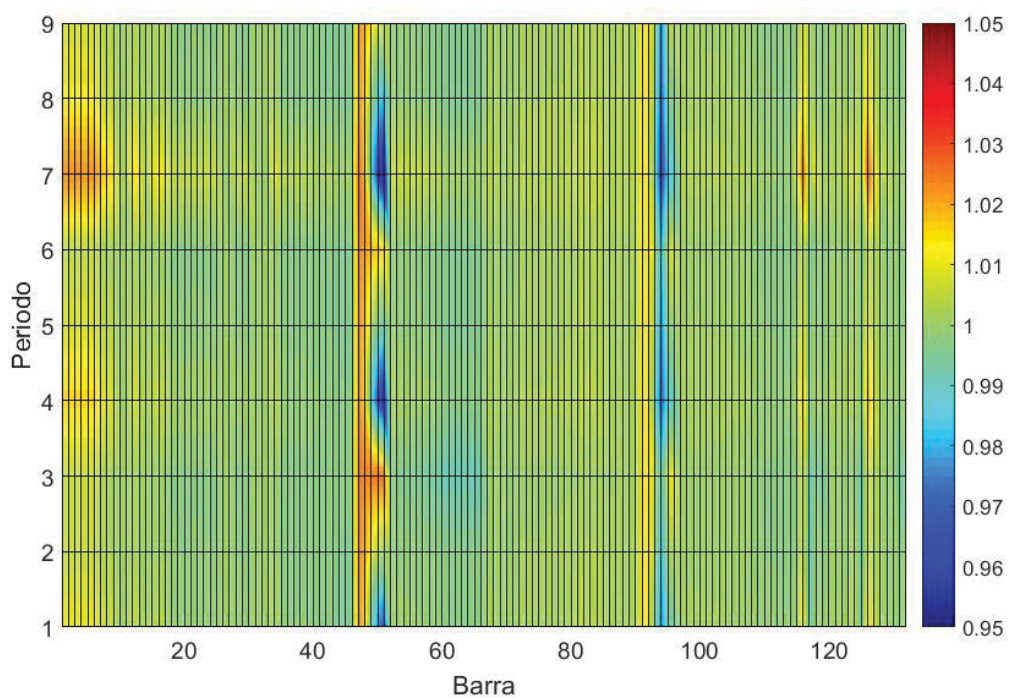
FIGURA 68 esse comportamento começa em vermelho, indicando uma maior tensão, e termina em azul, indicando uma menor tensão, o que se inverte na FIGURA 69, onde inicia-se em azul e termina em vermelho. Isto acontece devido à atuação dos reguladores de tensão. A TABELA 8 fornece os valores dos TAPs para o período 3 na fase B, para cada regulador, nas condições de TAP contínuo dos TDs e TAP discreto dos TDs. Como pode ser notado, há uma inversão do comportamento dos TAPs dos reguladores, entre o sistema simulado com os TAPs contínuos e com os TAPs discretos, e que podem ser estendidos para todas as fases.

TABELA 8 – AJUSTE DOS TAPs DOS REGULADORES PERIODO 3, FASE B

Ajuste do TAP dos RTs		Simulação com TAPs dos TDs	
		Contínuos	Discretos
RT	Período 3 fase B		
1		0,9884	1,0327
2		0,9859	1,0332
3		0,9770	1,0237
4		1,0126	0,9780

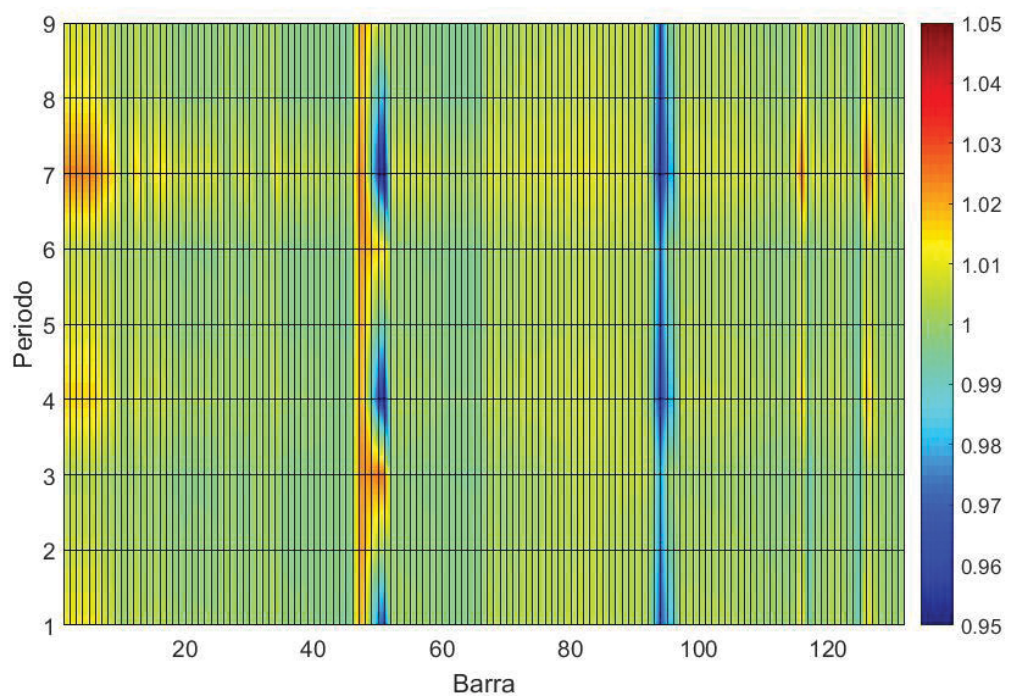
FONTE: O autor (2020)

FIGURA 65 FPOTM – Sistema 123 barras - Magnitudes de Tensão FASE A, TAP Contínuo, 70 % PV



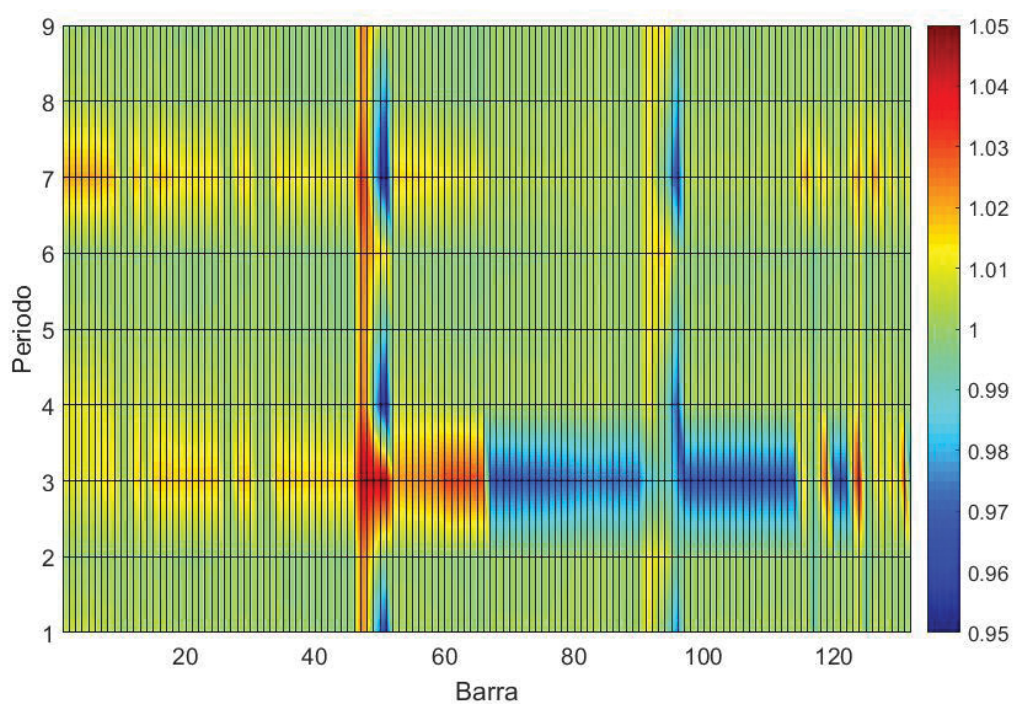
FONTE: O autor (2020)

FIGURA 66 FPOTM - Sistema 123 barras - Magnitudes de Tensão FASE A, TAP Discreto, 70 % PV



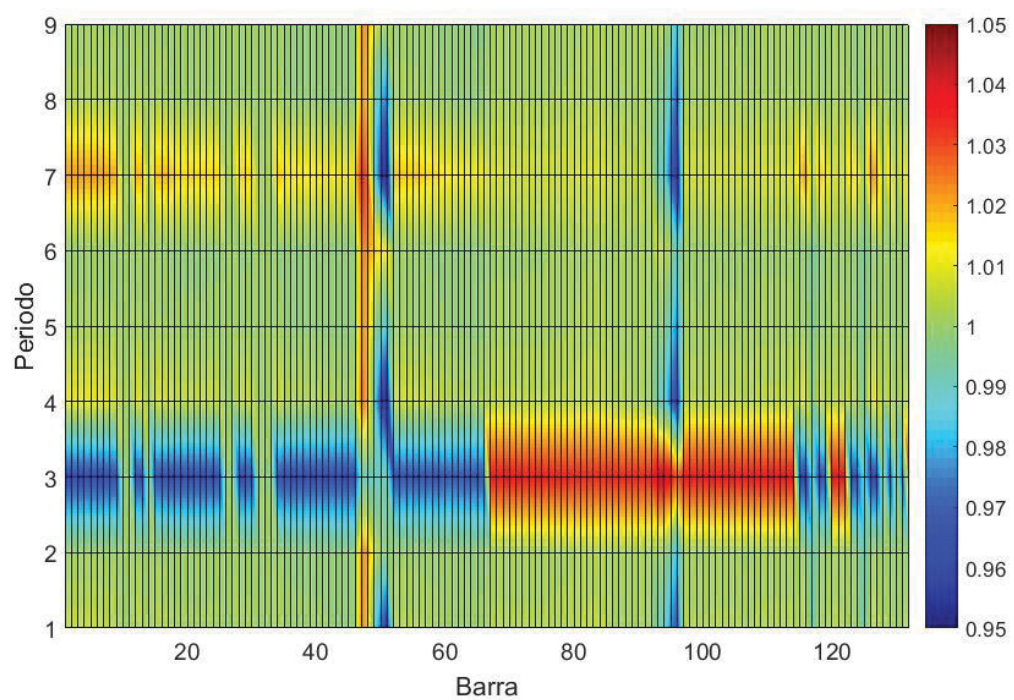
FONTE: O autor (2020)

FIGURA 67 FPOTM – Sistema 123 barras - Magnitudes de Tensão FASE B, TAP Contínuo, 70 % PV



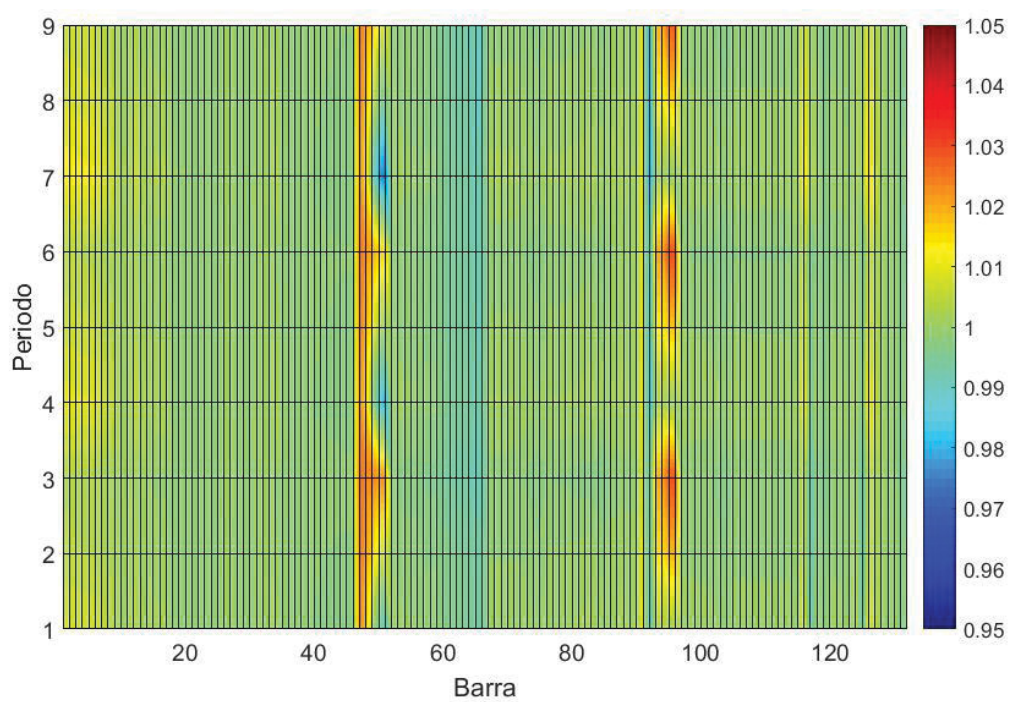
FONTE: O autor (2020)

FIGURA 68 FPOTM - Sistema 123 barras - Magnitudes de Tensão FASE B, TAP Discreto, 70 % PV



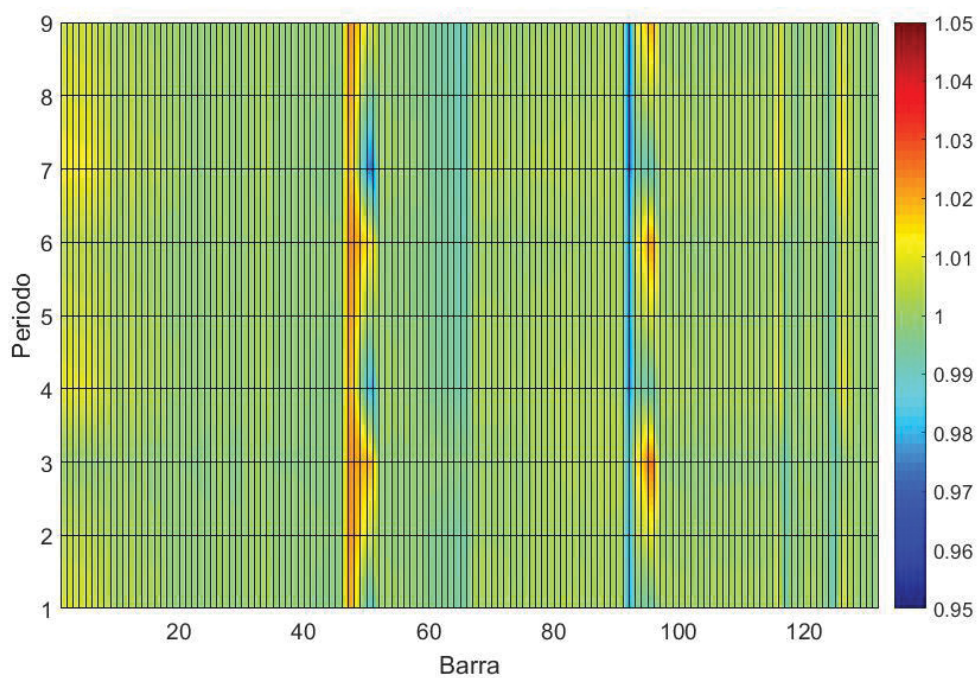
FONTE: O autor (2020)

FIGURA 69 FPOTM – Sistema 123 barras - Magnitudes de Tensão FASE C, TAP Contínuo, 70 % PV



FONTE: O autor (2020)

FIGURA 70 FPOTM – Sistema 123 barras - Magnitudes de Tensão FASE C, TAP Discreto, 70 % PV



FONTE: O autor (2020)

Por meio dos resultados apresentados para os sistemas de 90 e 123 barras, é possível concluir que a formulação do FPOTM permite a realização de ajustes adequados dos TAPs dos TDs (que são equipamentos já instalados na rede ou que farão parte de qualquer projeto de expansão da mesma), de modo a adequar o perfil de tensão de redes de distribuição ativas. Esses ajustes adequados podem adiar a instalação de outros equipamentos que, em muitos casos, pode ser oneroso para a concessionária (como reguladores de tensão, SVS, compensadores estáticos de VAR entre outros).

5.1.3 Comparação TAP Ajustado versus TAP Nominal

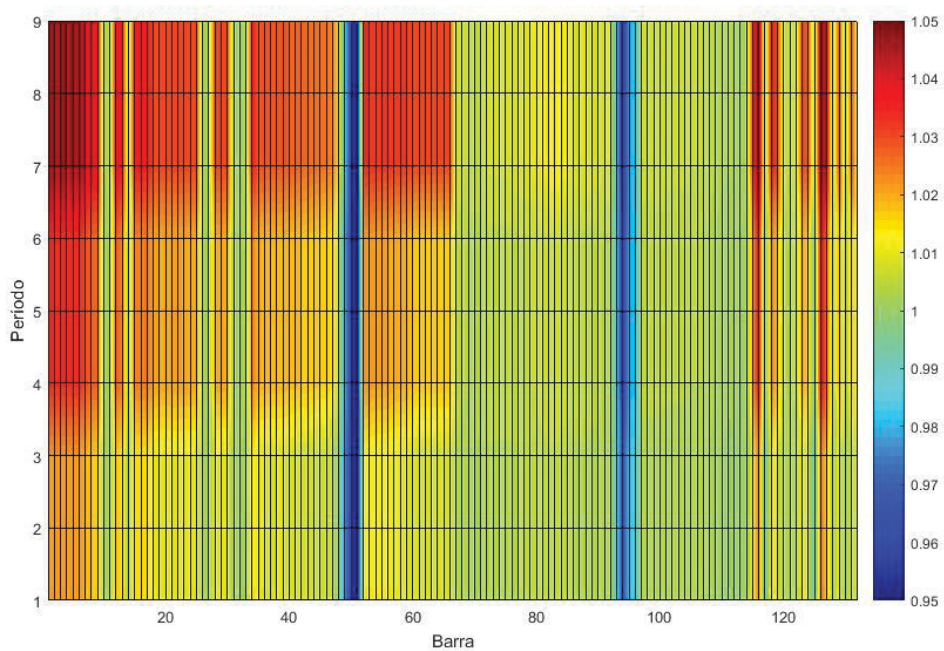
Para mostrar o impacto no perfil de tensão causado pelos ajustes dos TAPS dos TDs obtidos pelo FPOTM proposto nessa tese, foi realizada uma simulação com 0%PV e todos os TAPs fixados na posição nominal.

Para o sistema de 90 Barras não houve convergência nesta situação, portanto aqui apresenta-se apenas os resultados para o sistema IEEE-123 barras.

O perfil de tensão nas fases A, B e C obtidos com o teste citado é mostrado nas

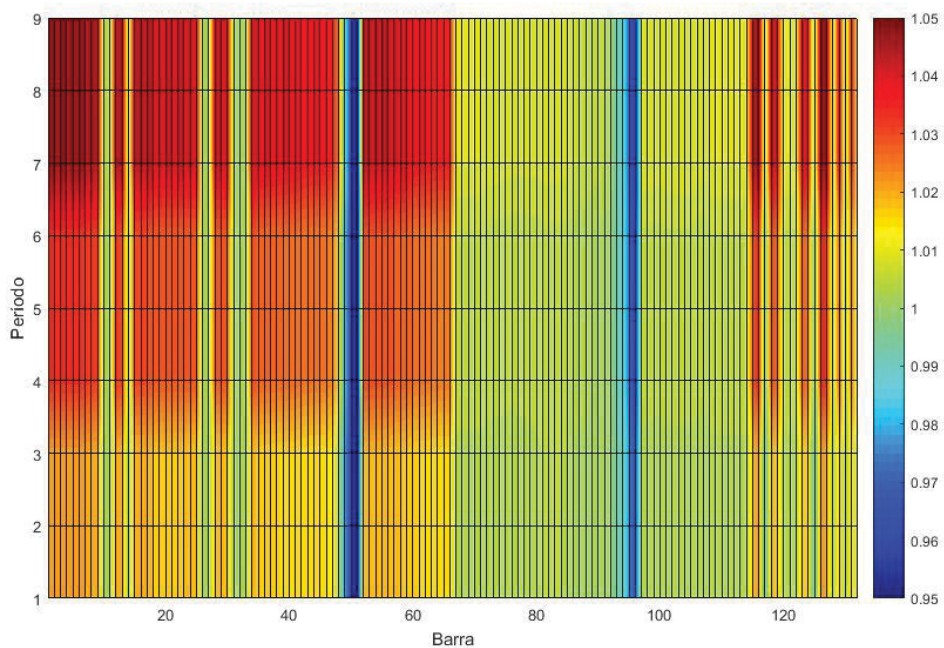
FIGURA 71 a FIGURA 73, respectivamente.

FIGURA 71 – Sistema 123 barras - Magnitudes de Tensão FASE A, TAPs Nominais, 0 % PV



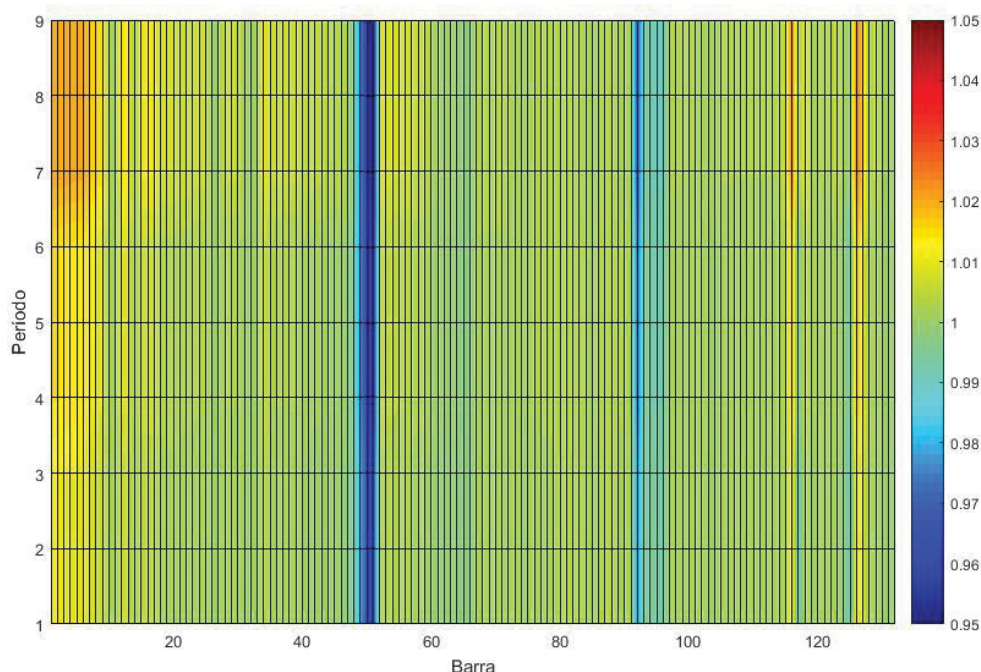
FONTE: O autor (2020)

FIGURA 72 – Sistema 123 barras - Magnitudes de Tensão FASE B, TAPs Nominais, 0 % PV



FONTE: O autor (2020)

FIGURA 73 – Sistema 123 barras - Magnitudes de Tensão FASE C, TAPs Nominais, 0 % PV

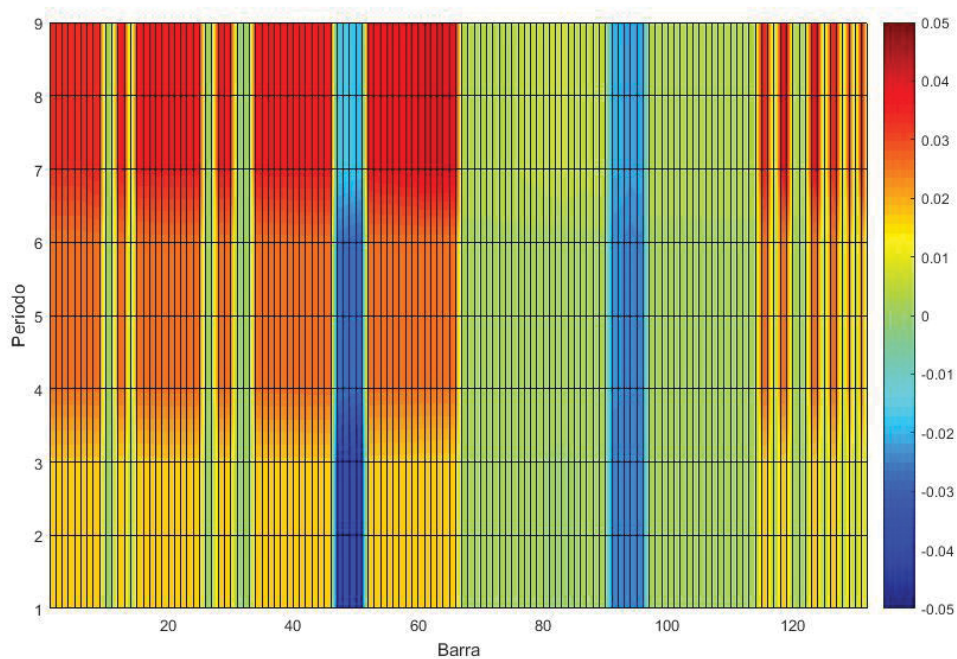


FONTE: O autor (2020)

O perfil de tensão obtido quando os TAPs foram ajustados podem ser vistos nas FIGURA 45, FIGURA 47 e FIGURA 49 (fases A, B e C respectivamente) na seção 5.1.2.1.

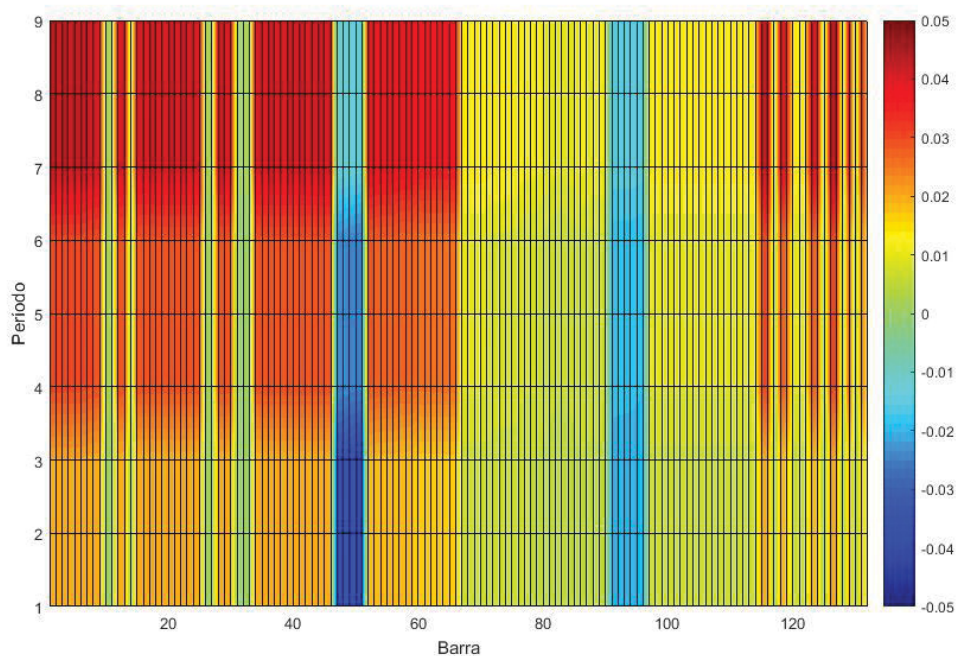
A fim de facilitar a visualização, calcularam-se as diferenças entre as magnitudes de tensão obtidas quando os TAPs são fixados no valor nominal e as magnitudes de tensão obtidas quando os TAPs são ajustados via FPOTM. Essas diferenças estão representadas nas FIGURA 74 a FIGURA 76 (fases A, B e C, respectivamente). Os valores máximos de diferença em módulo para as fases A, B e C são iguais, respectivamente, a 0,0392 p.u., 0,0423 p.u. e 0,0419 p.u. Ou seja, as magnitudes de tensão obtidas quando todos os taps estão na posição nominal são na maior parte das barras e períodos, maiores do que as obtidas com ajustes obtidos via FPOTM.

FIGURA 74 – Sistema 123 barras -Diferença entre Magnitudes de Tensão TAPs NOMINAIS E TAPs AJUSTADOS, FASE A, ais, 0 % PV



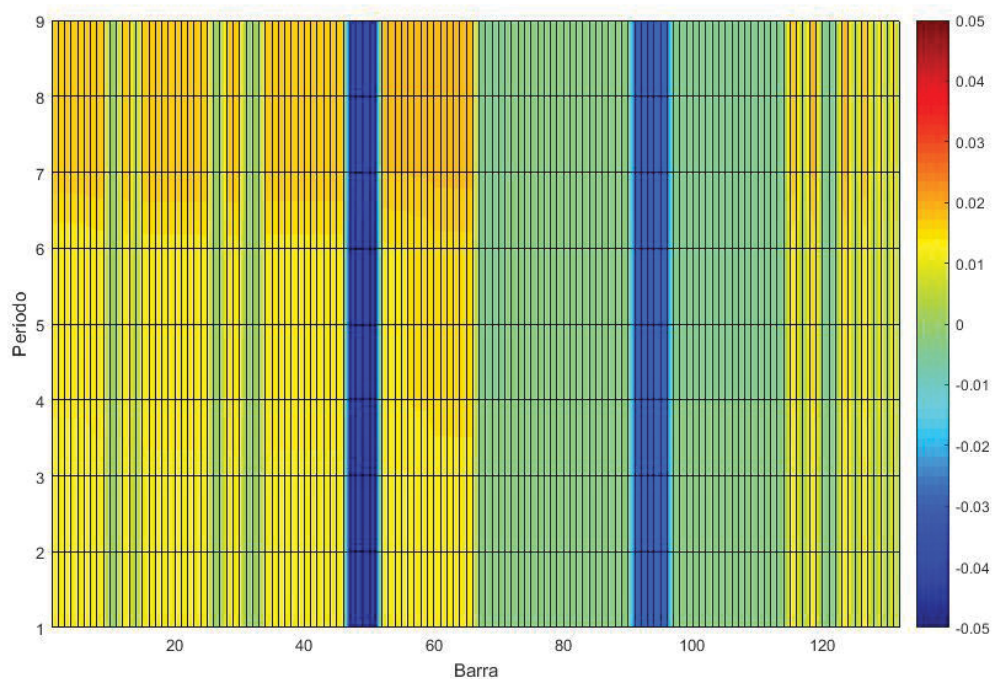
FONTE: O autor (2020)

FIGURA 75 – Sistema 123 barras -Diferença entre Magnitudes de Tensão TAPs NOMINAIS E TAPs AJUSTADOS, FASE B, ais, 0 % PV



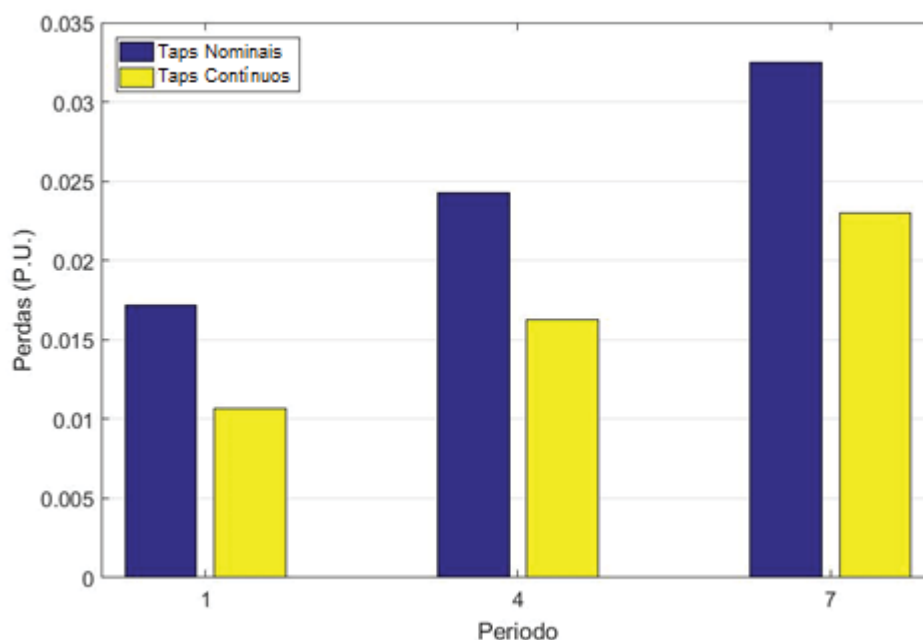
FONTE: O autor (2020)

FIGURA 76 – Sistema 123 barras -Diferença entre Magnitudes de Tensão TAPs NOMINAIS E TAPs AJUSTADOS, FASE C, ais, 0 % PV



FONTE: O autor (2020)

FIGURA 77 – Sistema 123 barras -Perdas Elétricas Totais TAPs NOMINAIS e TAPs AJUSTADOS, 0 %PV



FONTE: O autor (2020)

O perfil de tensão não foi o único parâmetro impactado pelos ajustes dos TAPs dos TDs. As perdas elétricas totais também foram afetadas significativamente,

sendo que no período 1, 2 e 3 houve uma redução das perdas na ordem de 40,36% quando se ajusta os TAPs dos TDs, como pode ser observado na **Erro! Fonte de referência não encontrada..**

5.2 AVALIAÇÃO DO FPOT MULTIPERÍODO

Existe uma grande dificuldade para se validar os resultados obtidos através do FPOT multiperíodo, pois não há programas disponíveis no mercado, sejam eles pagos ou de código aberto, que executem as mesmas funções, ou funções próximas do código aqui implementado.

Uma das possibilidades para avaliação é executar todas as combinações possíveis de posições dos TAPS de todos os DTS da rede.

Obviamente que para um sistema de 90 barras, por exemplo, em que há 20 TDs, sendo que cada TD tem 5 posições disponíveis, essa técnica exaustiva não é viável devido à explosão combinatória pois seriam necessárias 5^{20} simulações.

Portanto, o sistema adotado para a avaliação foi o IEEE-123 barras, por possuir apenas três TDs, o que resulta em 125 combinações de ajustes possíveis.

Para avaliar qual combinação de ajuste de TAPS é a melhor, foi estabelecido 4 parâmetros: perda elétrica total, tendência a manter as magnitudes de tensão em torno de 1 p.u. (soma dos desvios de tensão em relação a 1 p.u.) e a soma dos desvios de tensão em relação aos limites máximos e mínimos, com o intuito de identificar se na combinação analisada as magnitudes de tensão estão próximas aos limites máximos de 1,05 p.u. ou mínimos de 0,95 p.u..

Estes três outros parâmetros utilizados para a avaliação, além das perdas elétricas, foram também analisados pois eles complementam a busca pela minimização das perdas ao se minimizar as diferenças de tensão ao longo do alimentador.

A avaliação foi executada usando 0% de penetração de PV e os cenários da TABELA 7.

Das 125 simulações executadas, 85 não convergiram, pois para algumas combinações de taps não foi possível obter um ponto de operação que satisfizesse os limites de tensão do sistema, 27 convergiram com perdas acima das perdas

elétricas totais obtidas pela solução obtida pelo FPOTM e 12 convergiram com perdas elétricas totais abaixo das obtidas pelo FPOTM.

A **Erro! Fonte de referência não encontrada.** apresenta além das 12 melhores soluções candidatas, além da solução obtida pelo FPOTM (Simulação 8) e a solução com os TAPs nos valores nominais (Simulação 1).

Analisando-se primeiramente a solução com os TAPs na posição nominal, nota-se que as perdas elétricas totais foram as menores em relação às demais soluções candidatas e o somatório do módulo dos desvios de tensão em relação a 1 p.u. está entre os maiores se comparado com as demais solução apresentadas na **Erro! Fonte de referência não encontrada.**, e por fim analisando-se os desvios de tensão máximos e mínimos, observa-se que há tensões que estão muito próximas dos limites operacionais da rede. Portanto a análise da solução ótima deve levar em conta os três parâmetros descritos em conjunto.

As simulações que se destacam num primeiro momento quando analisado os quatro parâmetros são as simulações 1 e 8 (**Erro! Fonte de referência não encontrada.**). Para cada parâmetro, a que apresentou a menor perda elétrica total foi a simulação nominal, mas a simulação 8 apresentou o menor somatório do modulo do desvio de tensão e menor variação de ΔV máximo e de ΔV mínimo.

Assim, analisando-se todo o conjunto de parâmetros, a simulação que forneceu om menor ΔV , com um menor somatório do módulo do desvio de tensão, foi a solução 8, corresponde à obtida pelo FPOTM.

Na TABELA 9, também foram inseridos os taps contínuos obtidos pelo FPOTM, os quais fornecem os melhores valores entre todas as simulações.

Assim, conclui-se que a discretização causou leve distorção no resultado em relação às perdas, o que é um preço insignificante a pagar em comparação com a execução de todas as combinações possíveis.

A simulação do FPOTM, considerando os nove cenários junto com a otimização do taps, gastou em média 3167 s para obter a convergência. Já para a execução exaustiva, cada combinação de taps testada com o FPOTM (mas agora assumindo os taps fixos), dispendeu cerca de 135 s (apenas nos casos que possuíram soluções viáveis). Como descrito anteriormente, 85 combinações de derivações não foram viáveis (nesses casos, as simulações terminam após exceder

o número de iterações). Assim, para finalizar as 125 combinações de TAPs, o método combinatório passou de 10 horas de execução computacional.

Essa técnica de solução combinatória é completamente inviável para sistemas maiores. Por exemplo, se a rede tiver 20 TDs (como no sistema de 90 barras), seriam necessárias 95 trilhões de combinações para obter a melhor configuração de TAPs.

Portanto, a vantagem do método proposto é que, em uma simulação única, ele obtém uma solução viável que satisfaz uma faixa de carga e geração provável durante todo o tempo de operação.

Para executar sistemas maiores, o alimentador pode ser dividido em zonas equivalentes, conforme proposto por Zhou *et al.* (2019) E, então, o FPOTM pode ser aplicado nessas áreas equivalentes.

TABELA 9 – Melhores Soluções obtidas pelo processo combinatório – Sistema 123 barras

Simulação	TAPs TD (1 – 2 – 3)	Perdas [p.u.]	Somatório ΔV [p.u.]	ΔV (conclusão)	
				ΔV máximo [p.u.]	ΔV mínimo [p.u.]
1	1 – 1 - 1	0,4139	45,0706	0,0491	-0,0498
4	0,925 – 1 - 1	0,9738	51,2721	0,0447	-0,0448
8	0,95 – 0,975 – 1	0,5077	20,816	0,0466	-0,0369
9	0,925 – 0,975 – 1	1,0365	54,5962	0,0497	-0,0337
28	0,95 – 1 – 0,975	0,5107	24,6425	0,0481	-0,0481
29	0,925 – 1 – 0,975	1,0469	58,1011	0,0498	-0,0416
33	0,95 – 0,975 – 0,975	0,5710	19,8933	0,0463	-0,037
34	0,925 – 0,975 – 0,975	1,1128	22,0082	0,0497	-0,0339
53	0,95 – 1 – 0,95	0,7259	26,2772	0,0481	-0,048
54	0,925 – 1 – 0,95	1,2431	51,223	0,0493	-0,0449
58	0,95 – 0,975 – 0,95	0,7843	24,1333	0,0479	-0,0402
59	0,925 – 0,975 – 0,95	1,2952	47,1414	0,0493	-0,0341
79	0,925 – 1 – 0,925	1,6452	57,774	0,0498	-0,0466
84	0,925 – 0,975 – 0,925	1,6988	53,1383	0,0497	-0,0347
Continuo	0,962 – 0,983 – 0,993	0,3197	13,8306	0,0382	-0,0457

FONTE: O autor (2020)

5.3 FLUXO DE POTÊNCIA ÓTIMO TRIFÁSICO PARAMETRIZADO

Diferentemente do FPOM, que resolve múltiplos períodos de uma única vez, o FPOT Parametrizado (FPOTP) resolve vários períodos individualmente, apresentando um resultado para cada período. Outra diferença entre as duas formulações diz respeito a equação 4.124, sendo que no FPOTP tem-se um valor de tap contínuo para cada TD e cada cenário, sendo que a discretização se faz selecionando a posição de tap discreto que correspondente ao menor tap contínuo encontrado para cada TD, o qual passa a ser usado para a obtenção do tap discreto a ser usado por todos os cenários.

Tanto para o sistema de 90 barras quanto para o de 123 barras serão apresentados resultados referentes a 3 casos:

- Sem Geração PV
- Sistema com 20% de Penetração de PV
- Sistema com 40% de Penetração de PV.

Em cada caso utilizaram-se 9 períodos, conforme descrito na TABELA 7.

Utilizaram-se os mesmos ajustes de tensão na barra de saída da subestação (barra 1), de 0,9928 p.u., 0,9978 p.u. e 1 p.u. respectivamente para as cargas leve, média e pesada.

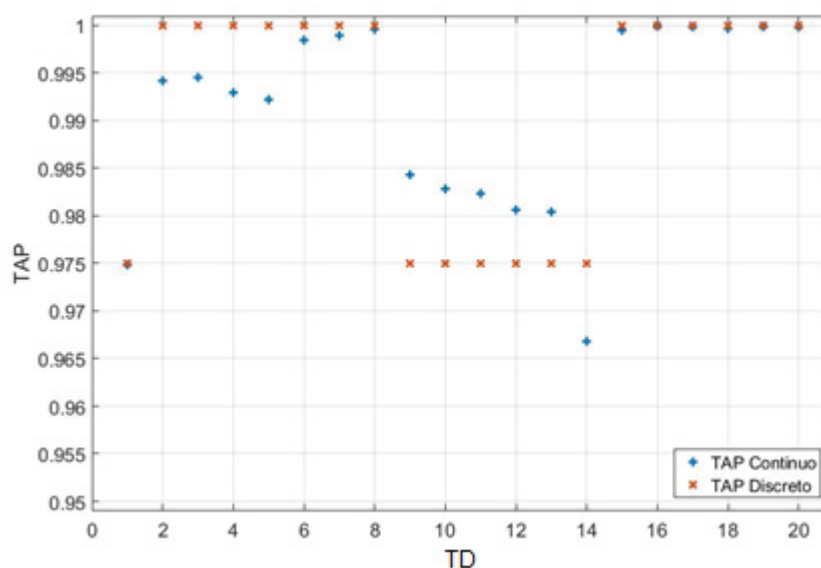
5.3.1 FPOT Parametrizado - Sistema 90 Barras

5.3.1.1 FPOTP - Sistema com 0% de Penetração de PV – 90 barras

Para o sistema sem geração PV, os TAPs no modo contínuo e discreto estão apresentados na

FIGURA 78. Diferentemente do que aconteceu no FPOTM, onde apenas dois TDs tiveram seus TAPs ajustados no valor nominal, no parametrizado houve treze transformadores com TAPs discretizados no valor unitário, sendo que o restante teve seu ajuste em 0,975.

FIGURA 78 – FPOTP - Sistema 90 barras – TAPs com ajuste contínuo e discreto, sem PV



Fonte: Autor (2020)

Como as diferenças entre os modos contínuo e discreto de ajuste de TAPs são semelhantes aos obtidos pelo FPOTM, serão apresentadas apenas as magnitudes de tensões das fases A conforme FIGURA 79.

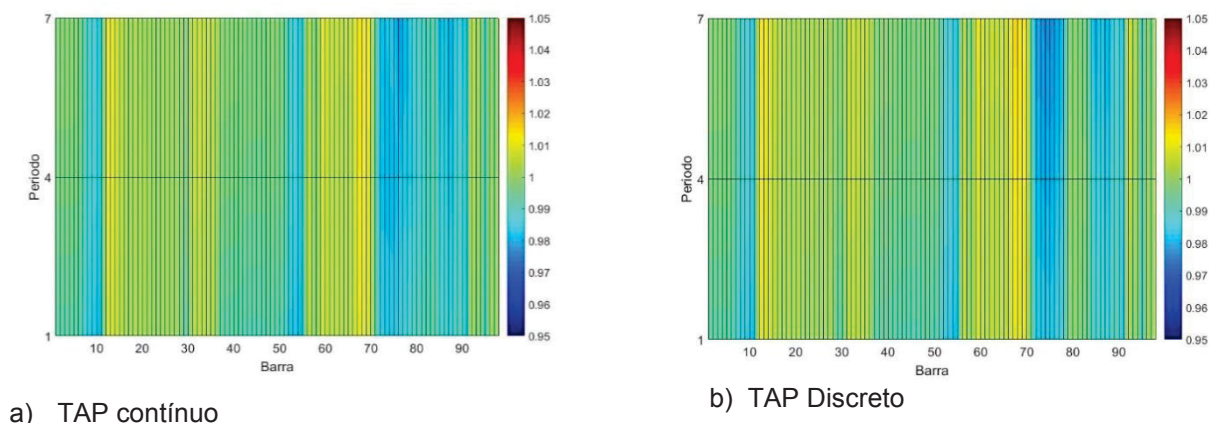
As magnitudes de tensão de saída da subestação utilizadas foram as mesmas apresentadas no FPOTM, portanto é possível notar na FIGURA 79, que na barra de saída da subestação (Barra 1) a tensão para a carga leve (período 1) é menor que no período 7 (carga pesada), indo de uma cor ciano (0,99 p.u.) para uma cor verde (1 p.u.). Contudo ao longo do sistema observa-se a inversão, sendo que a magnitude de tensão na carga leve é maior que a tensão na carga pesada, ficando mais nítido entre as barra 70 e 80, em que no período 1 a tensão tende a 0,99 p.u. (cor ciano) para 0,97 p.u. (cor azul escuro).

Ao longo do circuito a magnitude de tensão não sofre somente a influência da carga e do seu patamar, comparando-se a FIGURA 79 a e b, observa-se que na barra 80 e em suas barras vizinhas (tanto a jusante como a montante) há uma diferença significativa do perfil de tensão, porém esta diferença é uma consequência direta da discretização dos TAPs dos transformadores.

Outro ponto importante de diferença no sistema resolvido através da FPOTM e pelo FPOT Parametrizado, é que ao se comparar a FIGURA 79 com as FIGURA 15 e FIGURA 16, o perfil de tensão obtido pelo FPOTM é mais *flat* e tendendo à 1

p.u., enquanto no FPOT parametrizado o sistema apresentou uma maior variação no perfil de tensão ao longo da rede.

FIGURA 79 FPOTP - Sistema 90 barras - Magnitudes de Tensão FASE A, TAP (a) Contínuo e (b) Discreto, 0 % PV



Fonte: O autor (2020)

5.3.1.2 FPOTP - Sistema com 20% de Penetração de PV – 90 barras

As gerações PV foram alocadas nas barras 71 a 90 e limitou-se a geração em 20% da potência ativa demandada, os TAPs no modo contínuo e discreto são apresentados na **Erro! Fonte de referência não encontrada..** Nessas condições, houve uma redução do número de TDs com TAPs no valor nominal, passando de treze para onze, um comportamento diferente do apresentado no FPOTM (em que houve aumento do número de TAPs ajustados no valor nominal), sendo que o restante dos TDs apresentou TAPs discretizados em 0,975.

As magnitudes de tensões da fase A no modo contínuo e discreto estão apresentados na FIGURA 81.

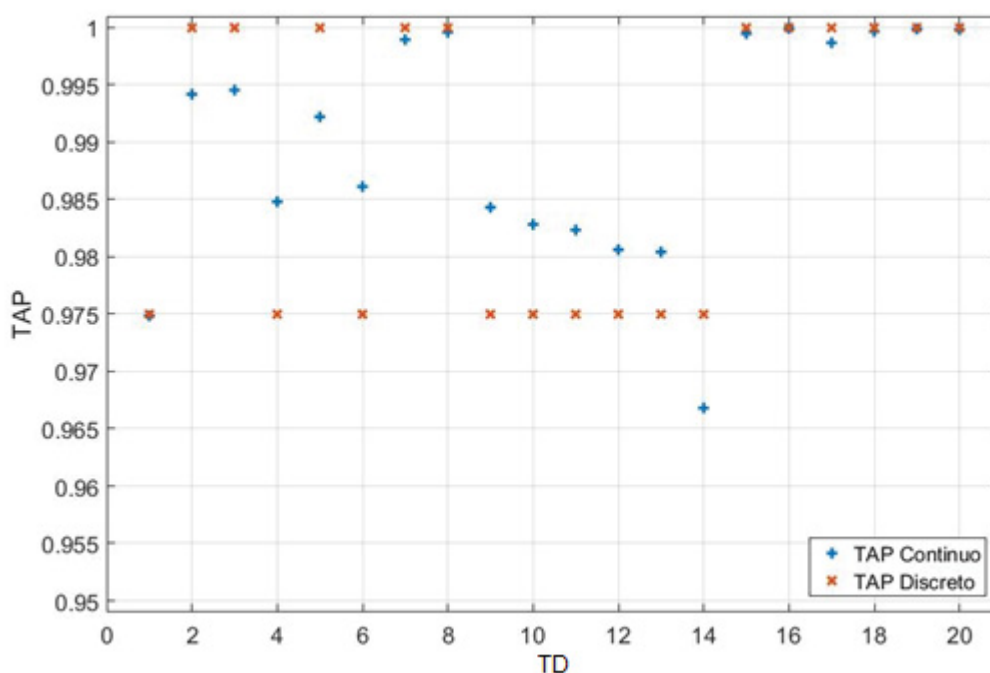
Ao longo da rede há uma grande variação do perfil de tensão, principalmente nos pontos onde existe reguladores de tensão, local em que é possível notar-se a elevação nas magnitudes de tensão, conseqüentemente há a elevação das magnitudes de tensão nas barras 12, 31, 56 e 59, que são barras adjacentes aos reguladores de tensão.

Comparando-se o perfil de tensão entre os períodos 1, 4 e 7, que são os períodos sem a geração PV, observa-se a diminuição da tensão conforme o patamar de carga se eleva, porém se a comparação for entre os períodos de geração PV (1,

2 e 3, ou 4, 5 e 6 ou 7, 8 e 9) a tensão eleva-se conforme o nível de insolação da geração PV aumenta. Sendo que se esta análise se estende a todos os períodos. A magnitude de tensão nos períodos com PV diminui conforme há aumento da carga.

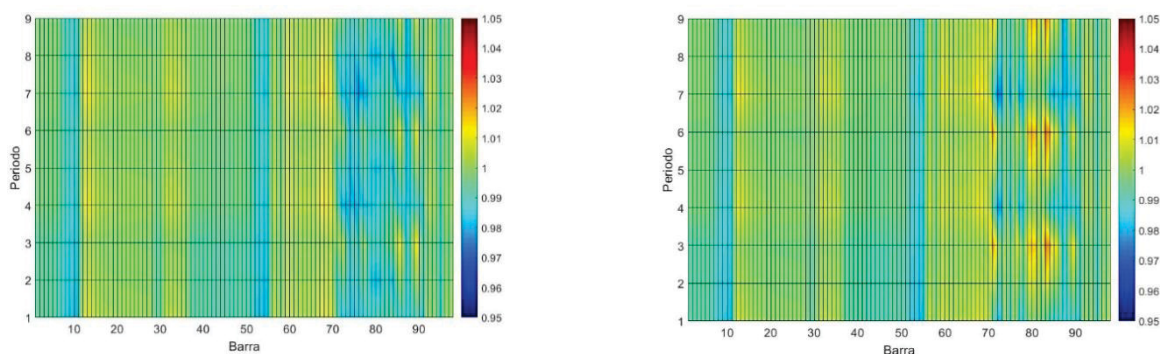
Nesse caso, ao se comparar o perfil de tensão do sistema usando TAPs contínuos e discretos, percebe-se diferenças mais significativas do que no caso anterior devido ao fato de que há um passo maior entre o TAP contínuo e o TAP discreto. Outro fator relevante para essa diferença mais significativa, é devido à utilização da geração PV, sendo que nos períodos 1, 4 e 7 em que a geração PV é de 0%, as magnitudes de tensões com TAPs contínuos e discretos são praticamente iguais. Nos períodos em que a PV está ativa as diferenças de tensões entre o sistema com TAPs contínuos e discretos são mais relevantes.

FIGURA 80 FPOTP - Sistema 90 barras – TAPs com ajuste contínuo e discreto, 20% PV



FONTE: Autor (2020)

FIGURA 81 FPOTP - Sistema 90 barras - Magnitudes de Tensão FASE A, TAP (a) Contínuo e (b) Discreto, 20 % PV



a) Contínuo

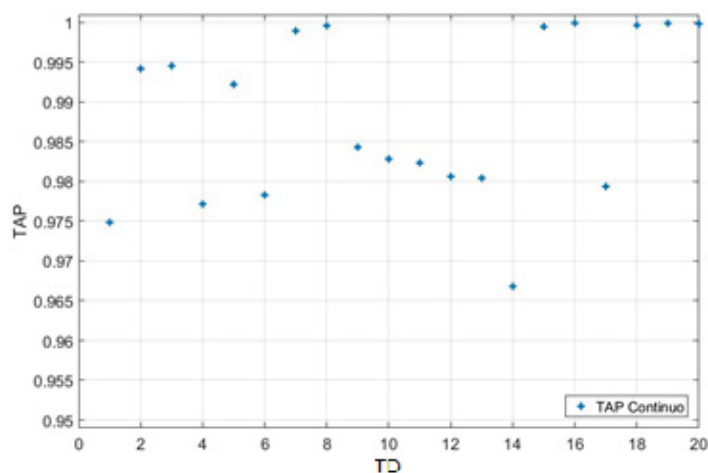
b) Discreto

FONTE: Autor (2020)

5.3.1.3 FPOTP - Sistema com 40% de Penetração de PV – 90 barras

Nesse teste, a geração PV foi limitada em 40% da potência ativa demandada, porém nestas condições, o problema não obteve convergência com os TAPs discretos. Os TAPs no modo contínuo são apresentados na FIGURA 82. Nesse caso, observa-se que muito mais TAPs tendem à 0,975 do que nos casos anteriores, se for comparado com o FPOTM, em que apenas um TD teve seu TAP ajustado fora do nominal. Essa é uma forte evidência do motivo da não convergência desse caso.

FIGURA 82– FPOTP - Sistema 90 barras – TAPs com ajuste contínuo e discreto, 40% PV



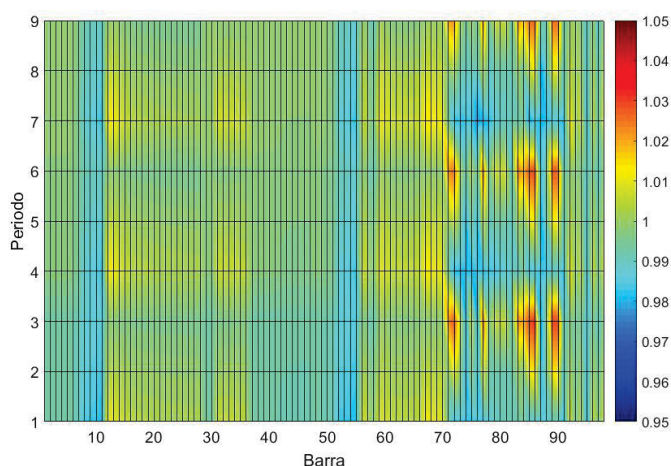
Fonte: Autor (2020)

As magnitudes de tensões da fase A no modo contínuo estão apresentados na

FIGURA 83.

Comparando-se o perfil de tensão entre os períodos 1, 4 e 7, que são os períodos sem a geração PV, observa-se diminuição da tensão conforme o patamar de carga se eleva, porém se a comparação for entre os períodos de geração PV (1, 2 e 3, ou 4, 5 e 6 ou 7, 8 e 9) a tensão eleva-se de forma mais significativa conforme o nível de insolação da geração PV aumenta.

FIGURA 83 – FPOTP - Sistema 90 barras - Magnitudes de Tensão FASE A, TAP Contínuo, 40 % PV



Fonte: Autor (2020)

5.3.2 FPOT Parametrizado - Sistema 123 Barras

5.3.2.1 FPOTP - Sistema com 0% de Penetração de PV – 123 barras

Para o sistema sem geração PV, os TAPs no modo contínuo e discreto são apresentados na FIGURA 84. Nota-se que os TAPs foram ajustados em 0,95, 1 e 1 para os TDs 1, 2 e 3 respectivamente, sendo que no FPOTM os TAPs foram ajustados em 0,95, 0,975 e 1, respectivamente.

Na

FIGURA 85 nota-se que na barra de saída da subestação (Barra 117 e posteriormente seguindo pela Barra 1 e subseqüentes) a tensão para a carga leve (período 1) é menor que no período 7 (carga pesada), indo de uma cor ciano (0,99 p.u.) para uma cor verde (1 p.u.), devido à utilização da tensão de saída na barra da subestação ser variável conforme a carga (conforme já utilizado anteriormente).

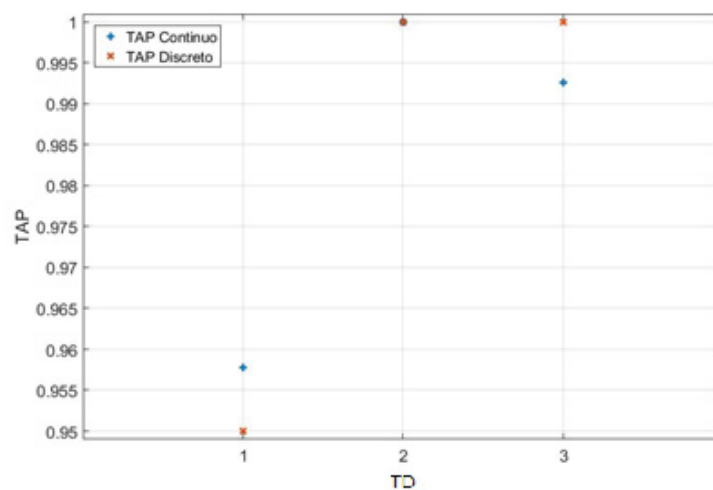
Ao longo do circuito a magnitude de tensão não sofre somente a influência da carga e do seu patamar, comparando-se a

FIGURA 85 a e b, principalmente após a Barra 65 há uma diferença significativa do perfil de tensão, porém esta diferença é uma consequência direta da discretização dos TAPs dos transformadores.

Outro ponto importante de diferença no sistema resolvido através da FPOTM e pelo FPOT Parametrizado, é que ao se comparar a

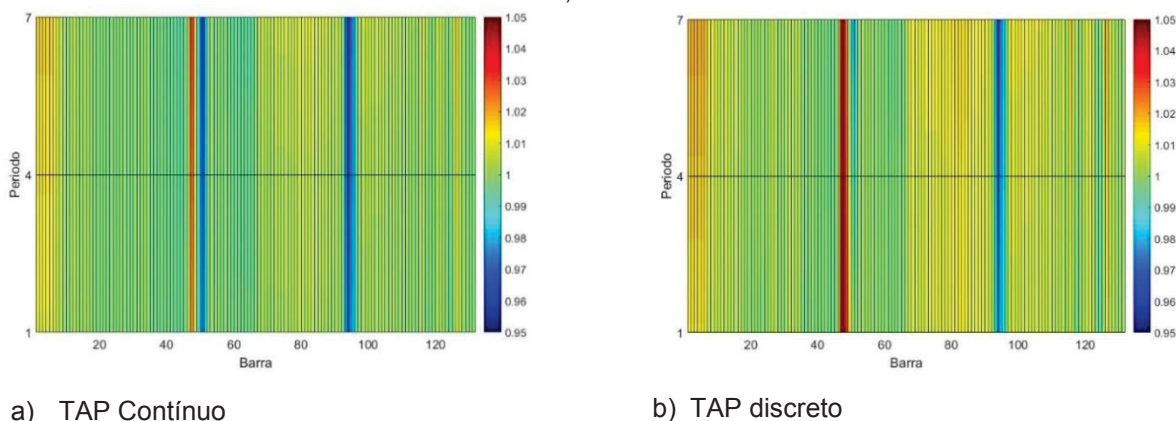
FIGURA 85 com as FIGURA 44 e FIGURA 45, o perfil de tensão obtido pelo FPOTM é mais *flat* e tendendo a 1 p.u. , e as barras no secundário dos transformadores apresentam uma variação do perfil de tensão mais amplo, enquanto no FPOT parametrizado o sistema apresentou uma maior variação no perfil de tensão ao longo da rede.

FIGURA 84 – FPOTP - Sistema 123 barras – TAPs com ajuste contínuo e discreto, 0% PV



Fonte: Autor (2020)

FIGURA 85 – FPOTP - Sistema 123 barras - Magnitudes de Tensão FASE A, TAP (a) Contínuo e (b) Discreto, 0 % PV



Fonte: Autor (2020)

5.3.2.2 FPOTP – Sistema 123 barras - 20%PV

As gerações PV foram alocadas nas barras 47, 48, 49, 50, 51, 91, 93, 95 e 124 e limitou-se a geração em 20% da potência ativa demandada, os TAPs no modo contínuo e discreto são apresentados na

FIGURA 86.

Mesmo com a inclusão da geração PV, os TAPs continuam com os mesmos ajustes discretos que no caso sem geração PV, provavelmente devido ao fato da geração PV ser um valor muito menor que a carga demandada e não imputar uma variação de tensão no sistema plausível de alteração dos TAPs dos transformadores.

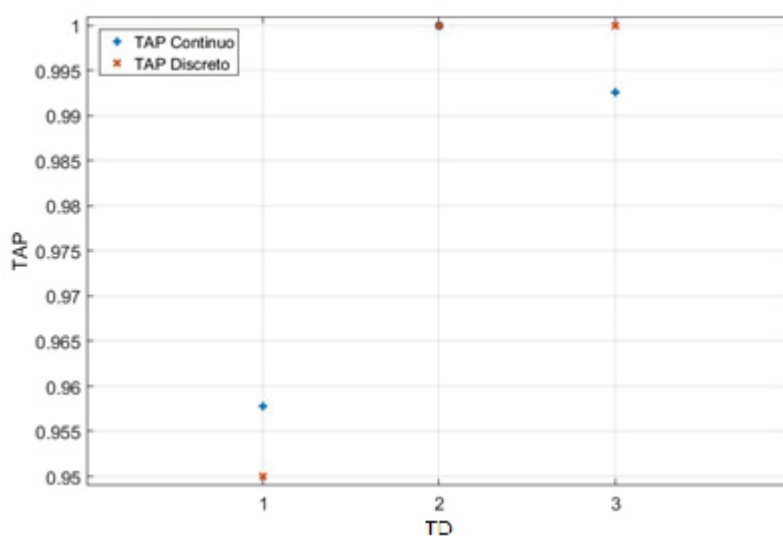
As magnitudes de tensões da fase A no modo contínuo e discreto estão apresentadas na FIGURA 87.

Com a inclusão da PV, há uma redução do perfil de tensão no sistema como um todo em comparação com a Figura 85. Sendo que houve uma grande diferença na tensão do secundário do TD1 das

FIGURA 85a e FIGURA 87a. Apesar de ser esperado uma elevação no perfil de tensão com a inclusão da GD, os parâmetros do sistema não foram fixados, ou seja, há atuação dos reguladores de tensão que levaram à obtenção de um ponto de operação diferente do caso anterior.

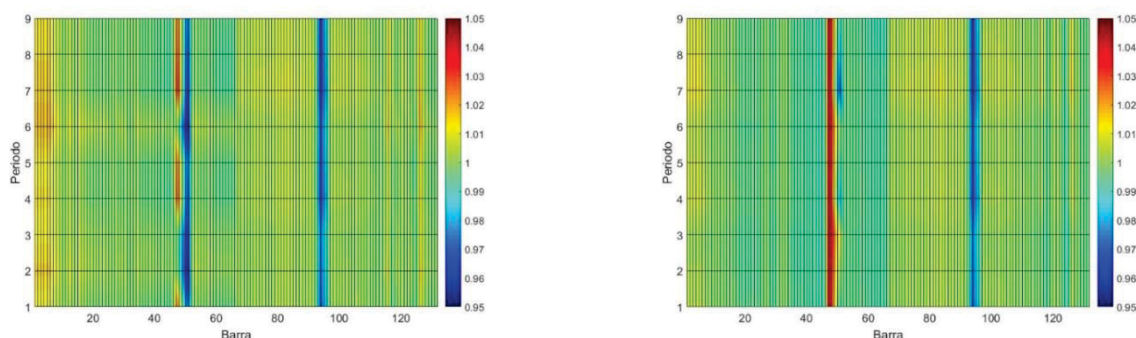
As demais características apresentadas anteriormente do comportamento do sistema se repetem aqui, principalmente a variação da tensão ao longo do sistema.

FIGURA 86 – FPOTP - Sistema 123 barras – TAPs com ajuste contínuo e discreto, 20% PV



Fonte: Autor (2020)

FIGURA 87 – FPOTP - Sistema 123 barras - Magnitudes de Tensão FASE A, TAP (a) Contínuo e (b) Discreto, 20 % PV



a) TAP Contínuo

b) TAP Discreto

Fonte: Autor (2020)

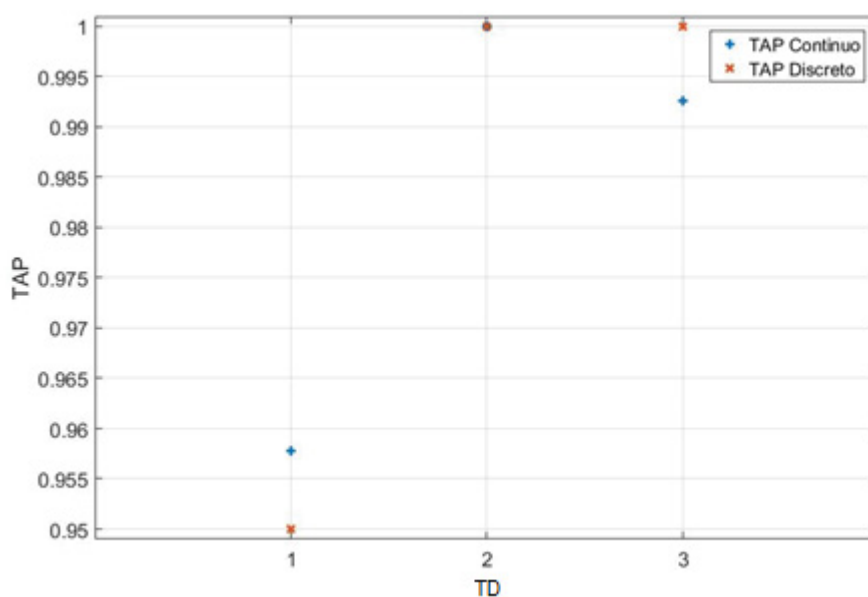
5.3.2.3 FPOTP - Sistema com 40% de Penetração de PV – 123 barras

Neste teste a geração PV foi limitada em 40% da potência ativa demandada, sendo que as gerações PV foram alocadas nas mesmas barras do caso anterior. Os TAPs no modo contínuo e discreto são apresentados na

FIGURA 88.

Mesmo com o aumento da geração PV, os TAPs continuaram com os mesmos ajustes discretos que no caso sem geração PV.

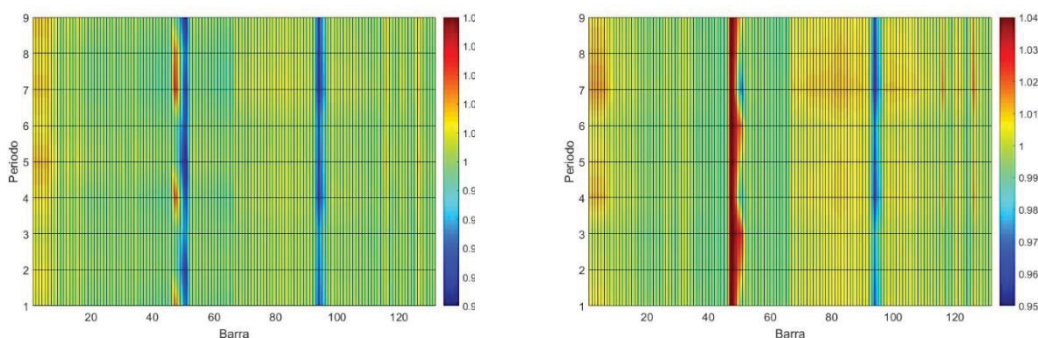
FIGURA 88 – FPOTP - Sistema 123 barras – TAPs com ajuste contínuo e discreto, 40% PV



Fonte: Autor (2020)

Um dos efeitos dos TAPs terem continuado com os mesmos valores que as simulações anteriores, concomitante com o aumento da penetração da geração PV, foi a grande variação do perfil de tensão ao longo da rede, principalmente quando da discretização dos TAPs, como pode ser observado na FIGURA 89. Sendo que houve uma grande diferença na tensão do secundário do TD1 quando da discretização dos TAPs, conforme FIGURA 89a e 89b.

FIGURA 89 – FPOTP - Sistema 123 barras - Magnitudes de Tensão FASE A, TAP (a) Contínuo e (b) Discreto, 40 % PV



a) TAP Contínuo

b) TAP Contínuo

Fonte: Autor (2020)

5.4 FPOT MULTIPERÍODO VS PARAMETRIZADO

O FPOTM e o FPOTP possuem estratégias diferentes para resolver o problema de ajuste de TAPs de TDs.

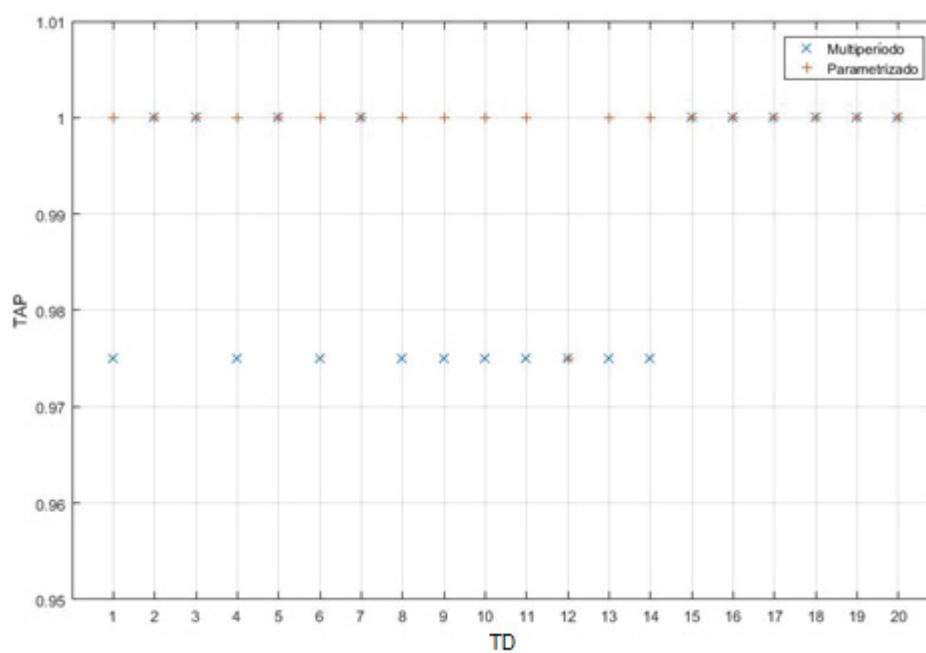
No FPOTM, todos os períodos são analisados como um sistema único e no parametrizado cada cenário é resolvido separadamente.

Por isso, faz-se necessário confrontar as diferenças obtidas por cada estratégia a fim de avaliá-las e validá-las. A comparação é feita através dos TAPs, magnitudes de tensão e perdas elétricas totais para cada formulação para os sistemas IEEE-123 barras e 90 barras, com 20% de penetração de PV.

5.4.1 Sistema 90 Barras

Como pode ser observado na FIGURA 90, os ajustes dos TAPs já na forma discreta, apresentaram uma grande variação quando obtidos pelo FPOTM e FPOTP, sendo que para os ajustes fora do valor nominal, apenas o TAP do TD 12 coincidiu para as duas formulações matemáticas.

FIGURA 90 – Sistema 90 BARRAS - TAPs discretos FPOTM x FPOTP



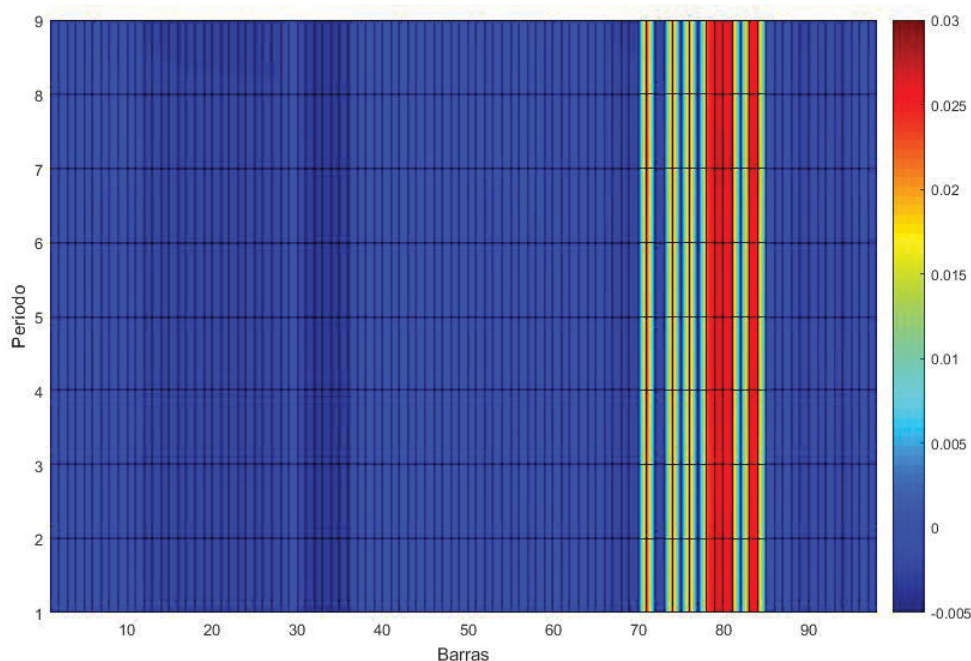
FONTE: O autor (2020)

Para verificação do impacto das formulações nas magnitudes de tensão nodais, calcularam-se as diferenças dos valores obtidos pelo FPOTM e FPOTP. A FIGURA 91,

FIGURA 92 e **FIGURA 93** apresentam essas diferenças para as fases A, B e C, respectivamente.

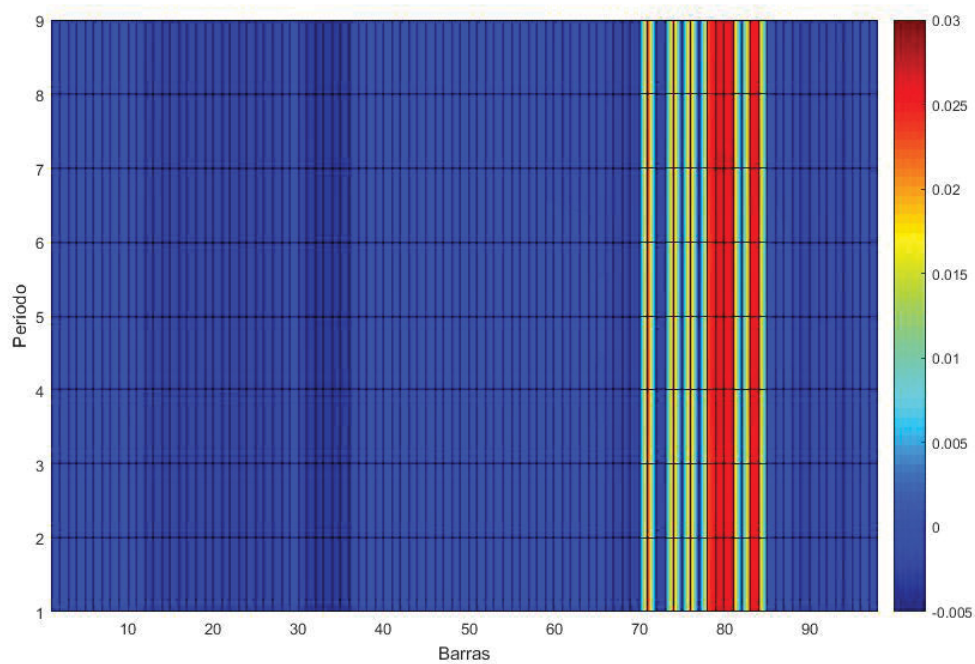
Nota-se que para esse caso de 90 barras e 20% de penetração de geração solar, e para as três fases, da barra 1 até aproximadamente a barra 30 esta diferença é praticamente 0, porém da barra 31 até a barra 37 (aproximadamente), a variação foi negativa e em torno de 0,004 p.u., o que significa que a tensão obtida pelo FPOP foi ligeiramente maior. A partir da barra 70 tem-se variações positivas com valores significativamente mais altos, chegando a aproximadamente 0,026 p.u. de diferenças entre as formulações, o que significa que as tensões obtidas pelo FPOM foram superiores.

FIGURA 91 – Sistema 90 Barras - Diferenças nas magnitudes de tensão entre FPOTM e FPOTP, FASE A



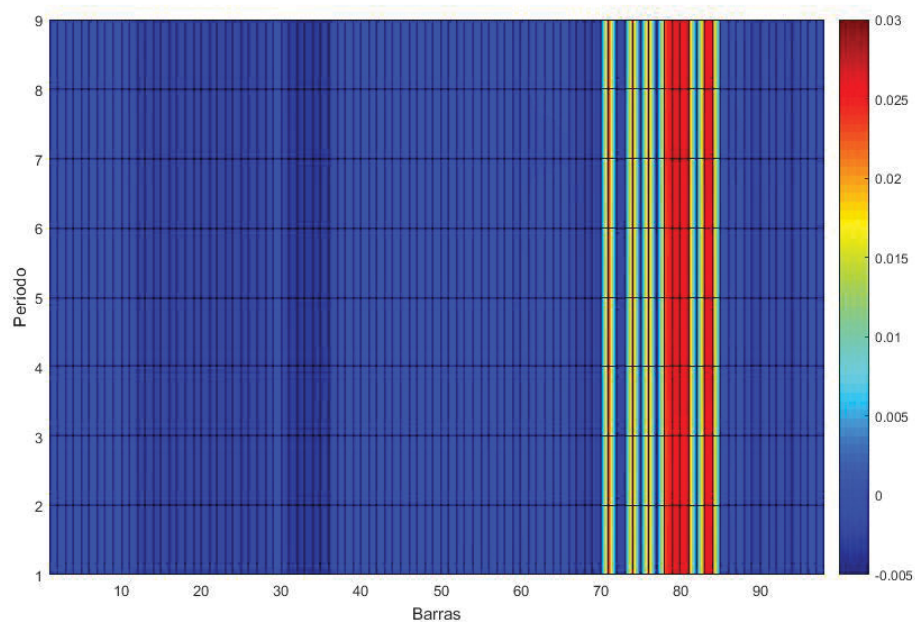
Fonte: O autor (2020)

FIGURA 92– Sistema 90 Barras - Diferenças nas magnitudes de tensão entre FPOTM e FPOTP, FASE B



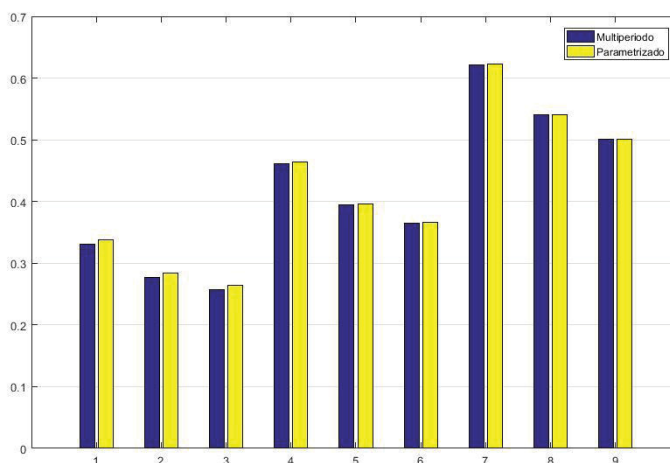
Fonte: O autor (2020)

FIGURA 93 – Sistema 90 Barras - Diferenças nas magnitudes de tensão entre FPOTM e FPOTP, FASE C



Fonte: O autor (2020)

FIGURA 94 – Sistema 90 barras - Perdas elétricas totais – FPOTM x FPOTP



Fonte: O autor (2020)

Como houve essa diferença nos valores das magnitudes de tensão e de ajuste dos TAPs, houve também uma pequena variação nos valores das perdas elétricas totais, sendo que o FPOTP apresentou perdas ligeiramente superiores, como pode ser visto na

FIGURA 94. Este fato se deu porque a discretização dos diferentes taps, obtidos para cada cenário via FPOTP, para um único valor, incorreu em deterioração dos ajustes individuais e das perdas ao longo dos cenários. Diferentemente do que ocorreu com o FPOTM, que ajustou os taps já de maneira sistêmica, sendo que o erro provocado pela discretização se acumulou apenas uma vez.

5.4.2 Sistema IEEE 123 Barras

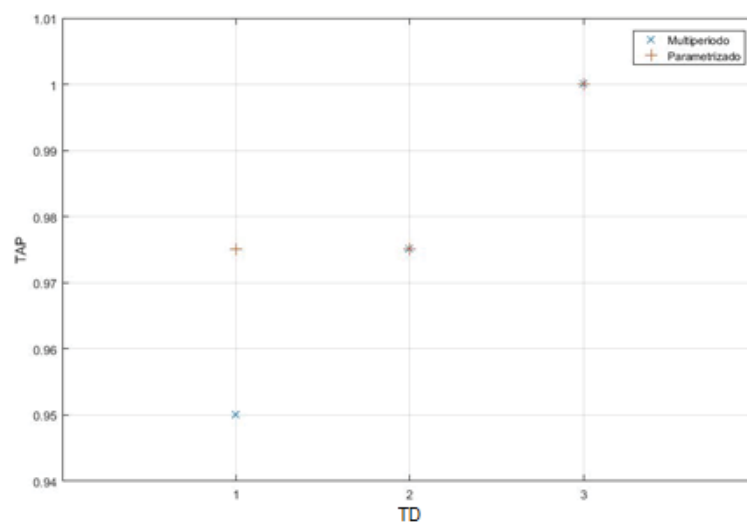
A FIGURA 95 apresenta os ajustes dos TAPs na forma discreta obtidos pelas duas formulações. Observa-se que apenas o ajuste do TAP do TD1 foi diferente entre os dois métodos.

As diferenças nas magnitudes de tensão obtidas pelos FPOTM e FPOTP estão apresentadas nas FIGURA 96, FIGURA 97 e FIGURA 98 para as fases A, B e C, respectivamente.

Para o sistema de 123 barras, as diferenças de magnitudes de tensão entre os dois métodos se apresentaram por zonas: magnitudes de tensão do FPOTM

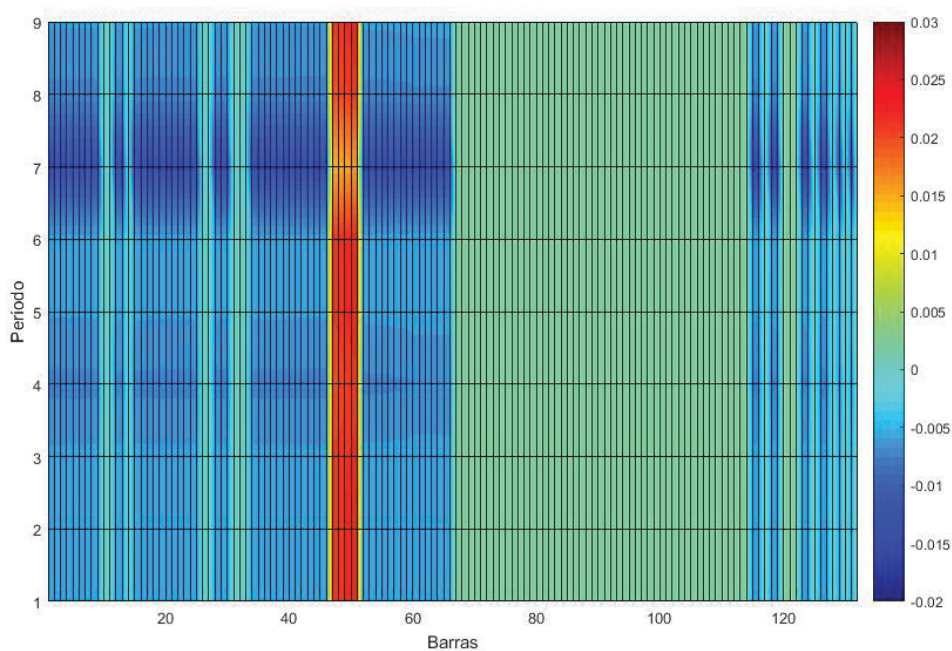
tendem a ser menores do que as fornecidas pelo FPOTP; zonas que apresentaram comportamento inverso, principalmente nas barras subsequentes ao TD1 e em poucas outras poucas zonas onde as diferenças tenderam a zero. A fim de ilustrar, salienta-se a FIGURA 98 que apresentou diferenças maiores pois a carga na fase C é maior.

FIGURA 95 – Sistema 123 BARRAS - TAPs discretos FPOTM x FPOTP



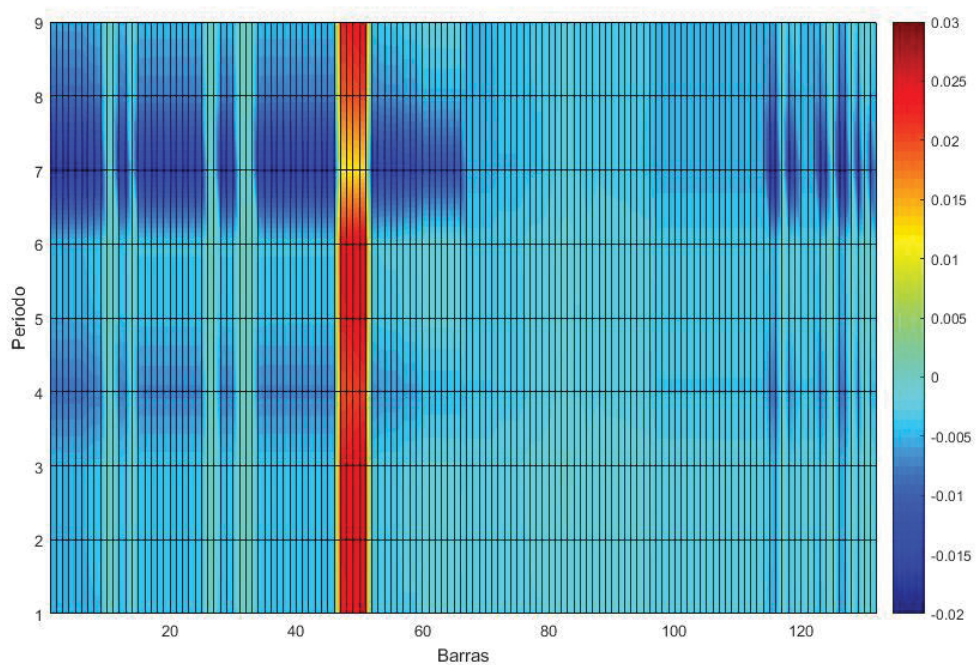
Fonte: O autor (2020)

FIGURA 96 - Sistema 123 Barras - Diferenças nas magnitudes de tensão entre FPOTM e FPOTP, FASE A



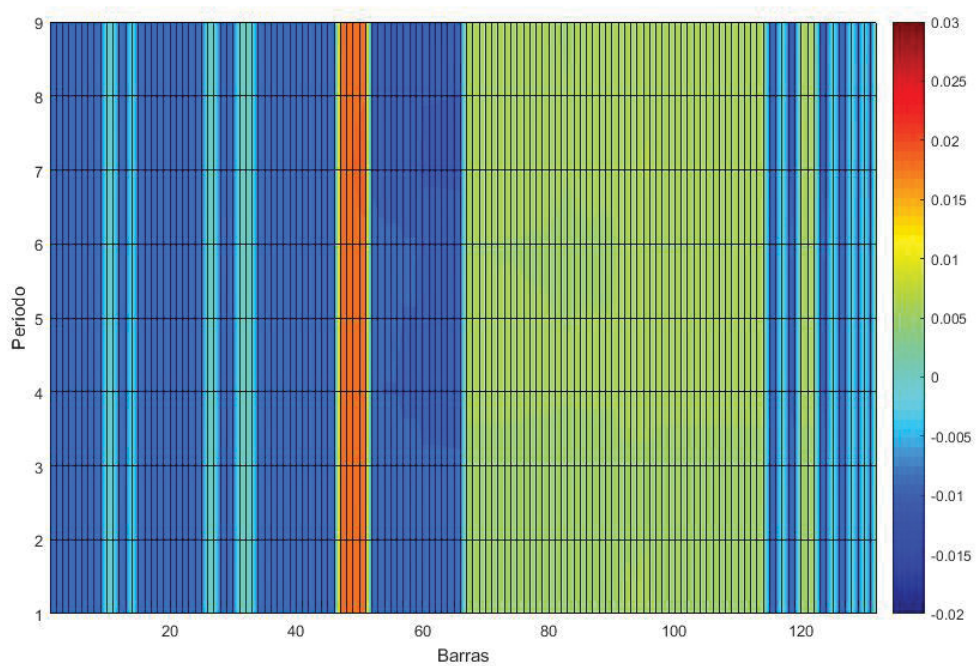
Fonte: O autor (2020)

FIGURA 97 - Sistema 123 Barras - Diferenças nas magnitudes de tensão entre FPOTM e FPOTP, FASE B



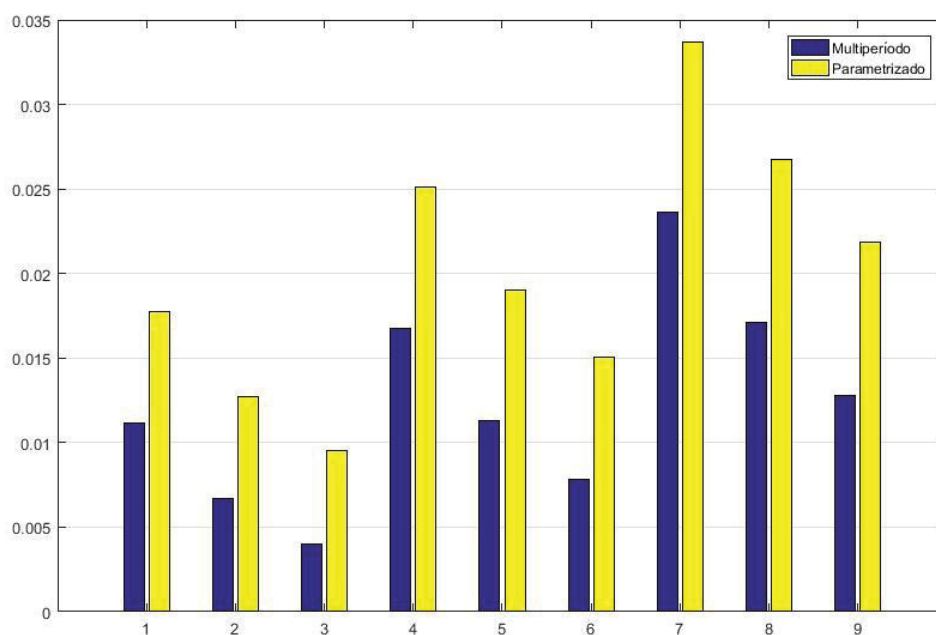
Fonte: O autor (2020)

FIGURA 98 – Sistema 123 Barras - Diferenças nas magnitudes de tensão entre FPOTM e FPOTP, FASE C



Fonte: O autor (2020)

FIGURA 99 – Sistema IEEE 123 barras - Perdas elétricas totais – FPOTM x FPOTP



Fonte: O autor (2020)

A

FIGURA 99 apresenta as perdas elétricas totais obtidas pelos FPOTM e FPOTP. As diferenças entre elas são significativas. Observando-se o período 3, é possível notar que a perda total obtida pelo FPOTM é praticamente o dobro da obtida pelo FPOTP.

Em síntese, como os processos de discretização de cada formulação são diferentes, eles também levaram a resultados de ajuste ligeiramente diferentes nos TAPs dos TDs.

TABELA 9 - MELHORES AJUSTES PARA CADA FORMULAÇÃO

Formulação	TAPs dos TDs (1–2–3)	Perda total [p.u.]
FPOTP (discreto)	0.975–0.975–1	0,3725
FPOTM (discreto)	0.95–0.975–1	0,5077
FPOTM contínuo	0.96-0.98-0.99	0,3197

Combinações exaustivas	1-1-1	0,4139
------------------------	-------	--------

Fonte: O autor(2020)

A TABELA 9 apresenta os TAPS ajustados e os valores de perdas elétricas totais obtidos pelos FPOTP, FPOTM e pela combinação exaustiva.

De acordo com a TABELA 9, cada formulação apresentou configurações de TAPs diferentes, porém aderentes e conseqüentemente, cada método também apresentou perdas totais diferentes.

Esses resultados validam as três estratégias descritas para planejar a alocação de TAPs em transformadores de distribuição que devem suportar diferentes níveis de cargas e níveis de inserção de GD.

Os menores valores de perdas elétricas totais foram obtidos pelas combinações exaustivas (0,4139 p.u.) e pelo FPOTP (0,3725 p.u.). Embora o resultado obtido pelo método exaustivo tenha sido um pouco melhor, o tempo computacional gasto por ele é impeditivo (em torno de 10 h para 3 TDs), lembrando que este é um problema exponencial, portanto quanto maior o número de TDs do sistema, maior será o tempo computacional.

A diferença nos ajustes entre o FPOTM e o FPOTP ocorreu porque o FPOTP simula cada cenário individualmente e ajusta os TAPs para cada cenário. Ou seja, cada cenário tem seus TAPs otimizados individualmente apenas para esse período, de modo que essa abordagem parametrizada não pôde ver as conexões temporais entre os períodos, e os resultados de suas combinações pode ou não ser as melhores.

Por outro lado, o FPOTM simula todos os cenários ao mesmo tempo, ajustando uma combinação única de TAPs que satisfazem todos eles. Assim, cada TAPS de cada TD é ajustado para obter as melhores posições para todos os períodos considerados simultaneamente. Por isso, o FPOTM é a formulação que fornece os melhores resultados com bom desempenho computacional, pois compreende um processo sistemático que engloba várias condições operacionais simultaneamente e executa o programa apenas uma vez e não é repetido para cada cenário individual, além de apresentar valores de perdas elétricas menores.

5.5 DESEQUILÍBRIO DE TENSÃO ENTRE FASES

Uma das propostas deste trabalho é monitorar e contornar o desequilíbrio de tensão entre fases.

A aplicação do FPOTM é voltada para o planejamento da rede (instalação de equipamentos, ajustes, previsão de crescimento de carga, etc), e o esforço computacional para execução do mesmo é elevado, quanto maior o sistema a ser modelado e número de períodos considerados mais complexo fica o sistema.

Assim, optou-se por monitorar o desequilíbrio de tensão, que é inerentemente um problema operacional, utilizando apenas o FPOTP que pode ser aplicado em estudos diários de despacho discretizado pelos mesmos cenários já descritos, por exemplo.

Calculou-se o desequilíbrio de tensão utilizando-se as equações (4.55 a 4.57).

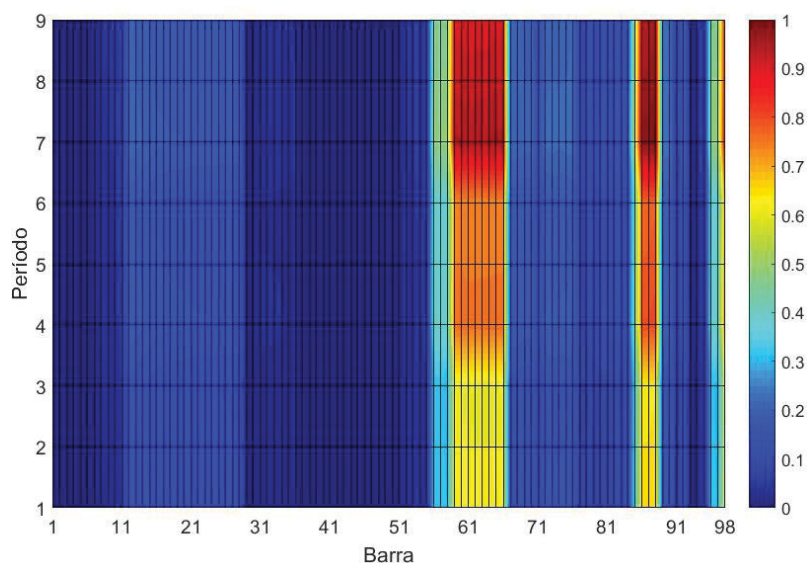
Dessa forma, retiram-se as restrições dos ajustes dos taps dos TD (os quais passam a operar fixados segundo valores obtidos pelo FPOTM) e executam-se os cenários separadamente, o que diminui significativamente o número de variáveis de otimização, diminui o número de restrições de desigualdade que são as referentes aos ajustes do taps dos TDs (as quais são complexas e custosas computacionalmente) e passa-se a ter a solução da rede buscando um ponto de operação que satisfaça os limites de desequilíbrio desejados para cada cenário separadamente.

Para este teste, simularam-se os sistemas 90 barras e IEEE 123 barras, sem e com o uso das restrições de desequilíbrio de tensão a fim de evidenciar seus efeitos na rede. Os resultados são observados nas

FIGURA 100 a

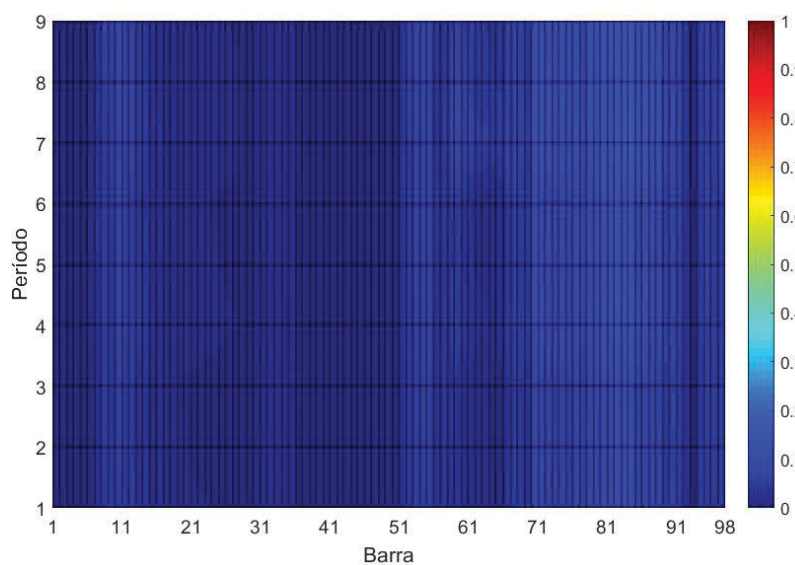
FIGURA 103.

FIGURA 100 – Sistema 90 barras – Sem monitoramento de desequilíbrio de tensão



Fonte: O autor (2020)

FIGURA 101 – Sistema 90 barras – Com monitoramento de desequilíbrio de tensão



Fonte: O autor (2020)

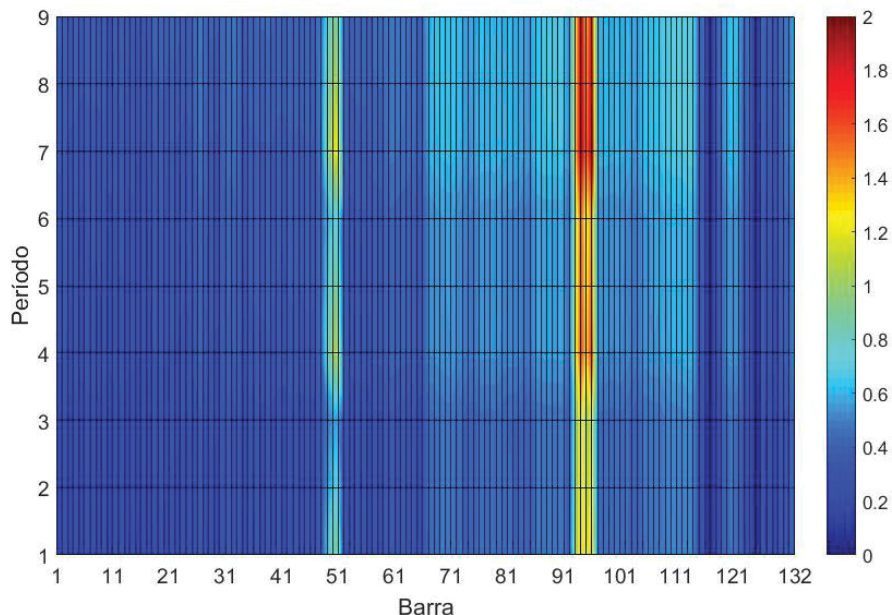
Para o sistema de 123 barras, o máximo desequilíbrio de tensão obtido foi de 2% quando eles não são monitorados. Para os períodos com maior carga houve um desequilíbrio de tensão maior, conforme FIGURA 102.

Quando da ativação do monitoramento ao valor máximo de 1,5%, reduziu-se o desequilíbrio de tensão em praticamente todo o sistema, como apresentado na

FIGURA 103. Na comparação entre o sistema sem e com otimização, observa-se que houve uma redução de praticamente 0,8% no desequilíbrio, sendo

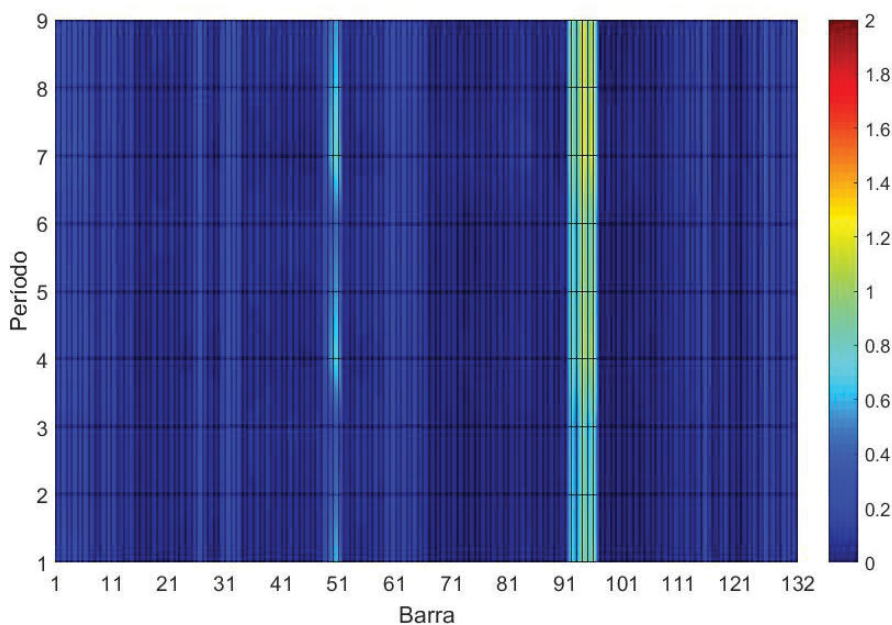
que em alguns pontos houve uma elevação do desequilíbrio de aproximadamente 0,4%, porém em algumas barras isoladas. Mas, de forma geral houve redução do desequilíbrio de tensão em todo o sistema.

FIGURA 102 – Sistema 123 barras – Sem monitoramento de desequilíbrio de tensão



Fonte: O autor (2020)

FIGURA 103 – Sistema 123 barras – Sem monitoramento de desequilíbrio de tensão



Fonte: O autor (2020)

5.6 CONTROLE DE FATOR DE POTÊNCIA DA GERAÇÃO FOTOVOLTAICA

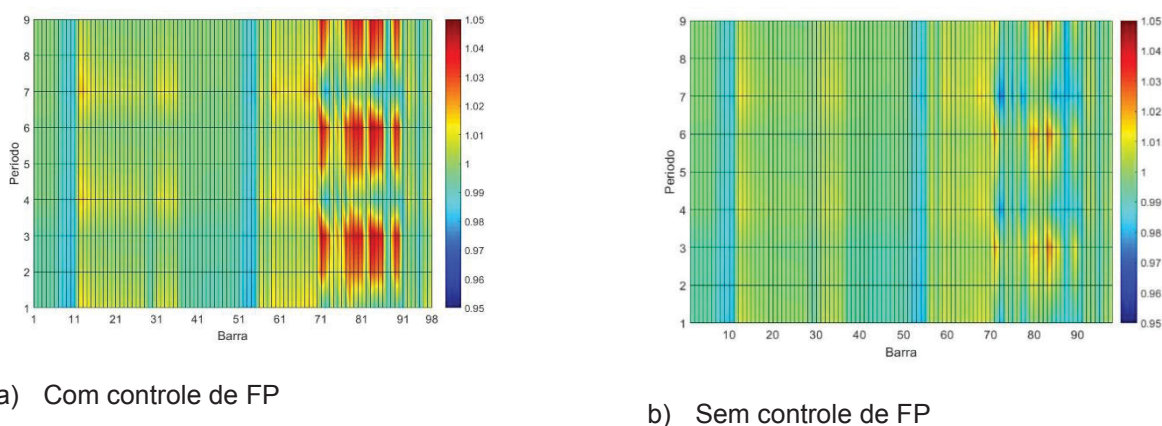
Uma das implementações realizado no FPOTP foi quanto ao controle do fator de potência (FP) da geração PV através da potência reativa injetada por ela.

Esse teste foi implementado no sistema de 90 barras (com 20 % de penetração), pois ele tem um maior número de barras com PV conectadas.

A FIGURA 104 exibe uma comparação da tensão na Fase A do sistema com e sem controle de FP das fontes PV. Nota-se que houve um grande aumento do perfil tensão nas barras 71 a 90 (FIGURA 104 (b)), principalmente nas barras onde estão instaladas a geração PV. No restante do sistema também houve um aumento do perfil de tensão, porém bem menos agressivo.

Salienta-se que os dois sistemas foram avaliados com os mesmos ajustes de taps dos TDs, mesmas cargas e mesmos limites operacionais, alterando-se apenas as injeções de reativo, motivo este que justifica o aumento de tensão nas barras onde há GFV e aparentemente uma piora no perfil de tensão, compensada pela diminuição das perdas elétricas (3,7769 p.u.) após controle do fator de potência. O valor total das perdas sem o acionamento do controle do fator de potência foi de 3,7955 p.u.

FIGURA 104 FPOTP - Sistema 90 barras - Magnitudes de Tensão FASE A, (a) Com controle de FP e (b) Sem controle de FP



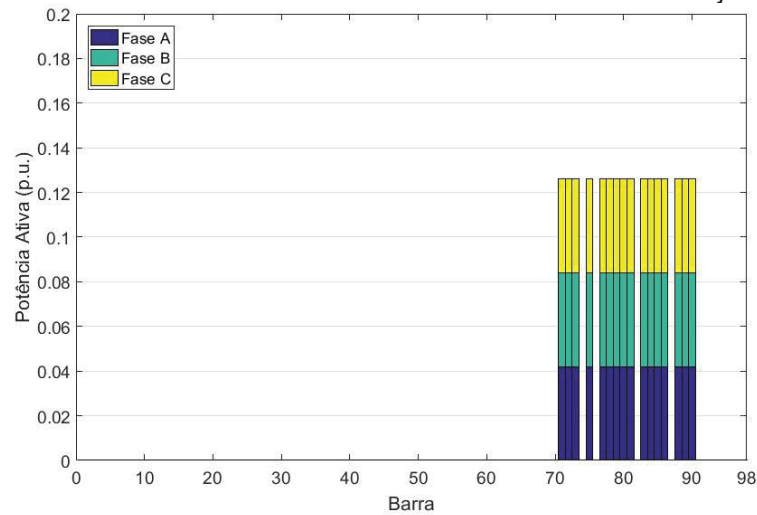
Fonte: Autor (2020)

As injeções máximas de potência ativa, reativa e aparente da geração PV estão apresentadas nas FIGURA 105, FIGURA 106 e FIGURA 107, respectivamente. A potência ativa neste caso permanece com os mesmos valores apresentados na FIGURA 12 da seção 5.1.1.

Apesar dos limites de potência aparente de todas as gerações PV do sistema serem as mesmas, as injeções de potência reativa e aparente foram diferentes para cada barra do sistema que possui PV conectada, conforme apresentado nas FIGURA 106 e FIGURA 107, respectivamente. O principal fator para esta diferença, está na manutenção do perfil de tensão dentro dos limites de operação fixados.

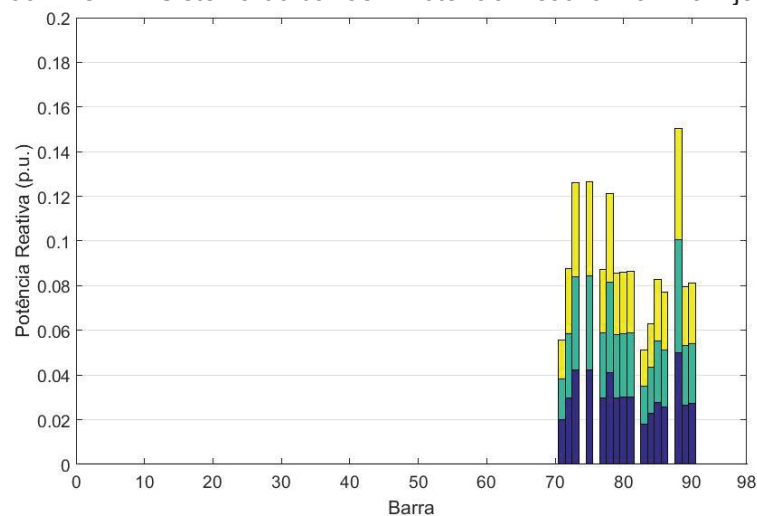
Houve uma diferença na injeção de reativo entre as fases, de aproximadamente de 0,34%, ou 0,0034 p.u., como a base do sistema é de 1 MVA, tem-se uma diferença máxima de 3,4 kVA entre as fases.

FIGURA 105 FPOTP - Sistema 90 barras – Potência Ativa Máxima injetada pela PV



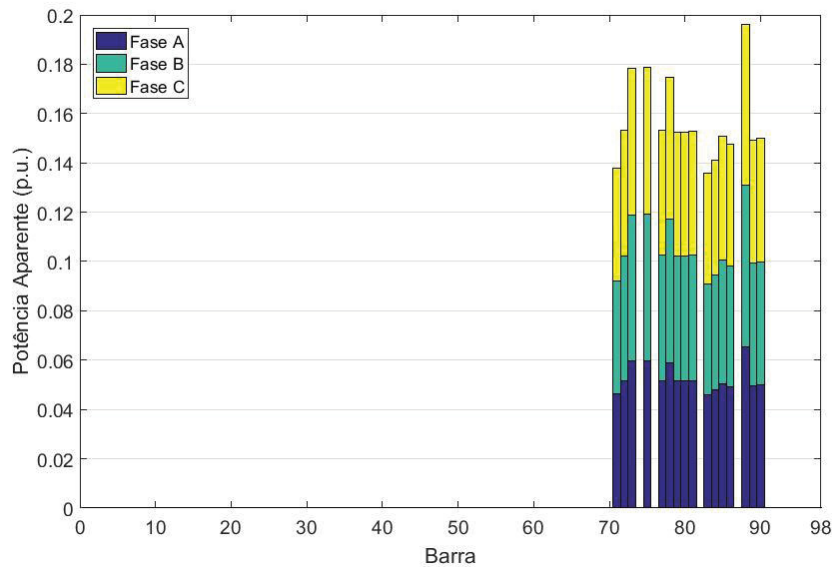
Fonte: Autor (2020)

FIGURA 106 FPOTP - Sistema 90 barras – Potência Reativa Máxima injetada pela PV



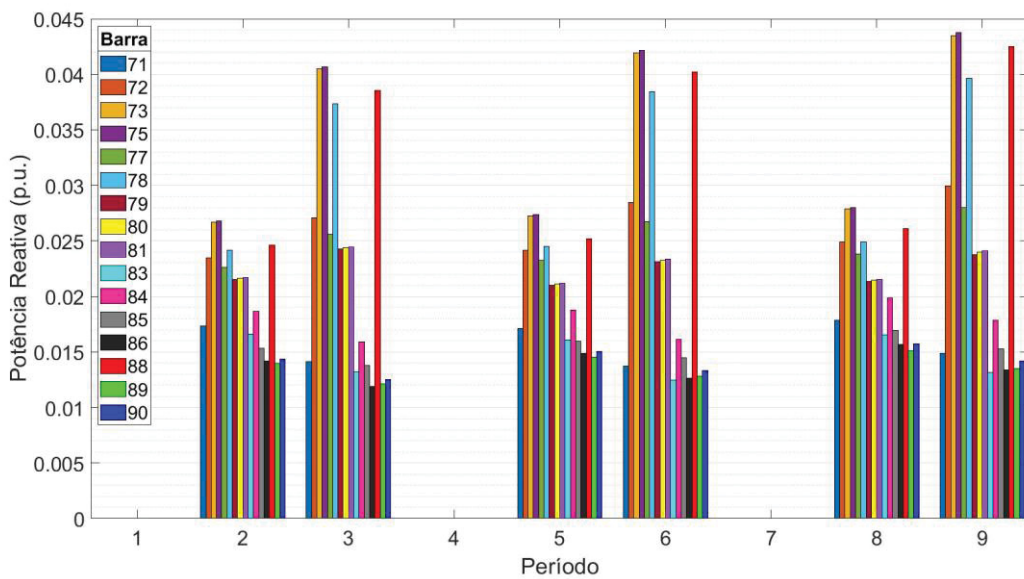
Fonte: Autor (2020)

FIGURA 107 FPOTP - Sistema 90 barras – Potência Aparente Máxima injetada pela PV



Fonte: Autor (2020)

FIGURA 108 FPOTP - Sistema 90 barras – Potência Reativa Injetada em cada Período na Fase A



Fonte: Autor (2020)

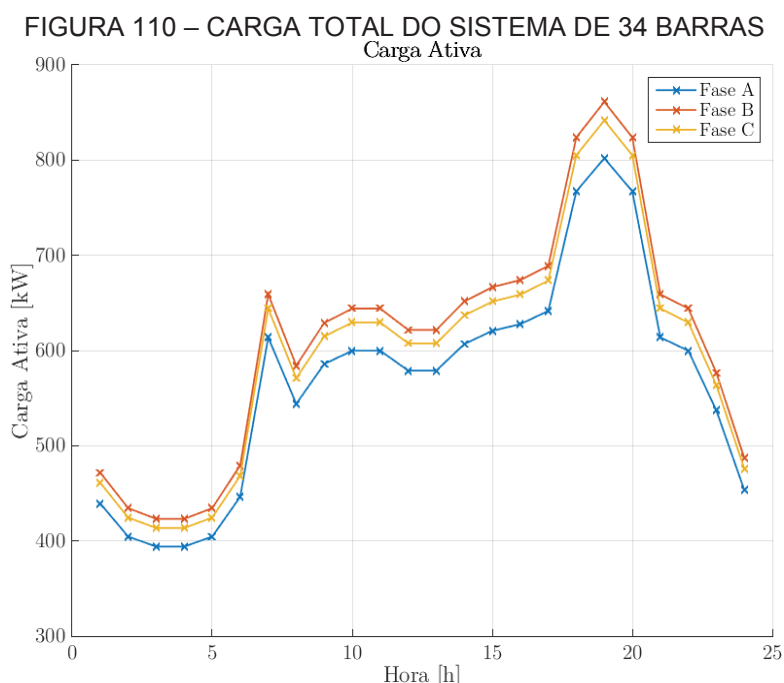
A FIGURA 108 mostra as injeções de potência reativa na fase A de cada unidade de GFV em cada período analisado.

Lachovicz (2018) modelou e implementou despacho monofásico diurno e noturno de potência ativa e reativa de placas fotovoltaicas, com inclusão de controle de fator de potência de inversores instalados junto às placas. Nesse estudo, foi

A **Erro! Fonte de referência não encontrada.** apresenta os diagramas unifilar do sistema de 34 barras, o qual ilustra a localização dos reguladores de tensão (2 RTs no sistema).

Para essa análise, foi utilizado um FPOT monopérido, pois o objetivo é de sinalizar pontualmente o efeito dos ajustes dos bancos de capacitores. E, também não foram usadas as restrições de desequilíbrio de tensão.

Primeiramente, são apresentados os perfis típicos de carga adotado. A FIGURA 110 apresenta o total da carga ativa por fase do sistema de 34 barras ao longo de 24 horas.



Fonte: Autor (2020)

Nas simulações a serem apresentadas, os limites de magnitude de tensão foram relaxados ($V_{min}=0.8$ pu) a fim de permitir a convergência, pois as cargas são muito elevadas.

A fim de testar o método para dimensionamento de BCs ao longo de um dia típico via representação trifásica, consideraram-se para o sistema de 34 barras, BCs automáticos instalados nas barras 6 e 16, cujos valores máximos são de 1500 kvar ($c_{max_6} = c_{max_{16}} = 500$ kvar por fase).

Com o intuito de se ilustrar o efeito do desbalanceamento de carga no dimensionamento de BCs, escolheram-se dois horários de carga referentes às horas 18 e 19. Em um primeiro momento foram analisados os resultados sem a utilização de RTs. Considerou-se também uma situação de carga mais extrema (aqui denominada de máxima), para a qual os RTs foram habilitados, e cuja carga é 65% da maior que ocorre na hora 19. Essa estratégia foi adotada pois para a instalação apenas de BCs, o FPOT não foi capaz de obter solução factível.

A TABELA 10 apresenta os valores de ajustes dos BCs utilizando o modelo “i”, onde os valores dos capacitores são iguais nas três fases; e os valores de ajustes dos BCs também utilizando o modelo “i”, mas para situação de carga máxima e RTs acionados. Nota-se que com a utilização dos reguladores de tensão, nas horas 18 e 19 não houve necessidade de se alocar nenhum BC.

TABELA 10 – VALORES DO BC MODELO “I” – SISTEMA 34 BARRAS SEM e COM RTs

Hora	Barra	sem RT		Com RT	
		BC por fase [kvar]		BC por fase [kvar]	
18	6	0		0	
	16	375		0	
19	6	105		0	
	16	549		0	
máx	6	Sem convergência		0	
	16			425	

Fonte: O autor (2020)

A TABELA 11 apresenta os valores de ajustes dos BCs utilizando o modelo “ii”, onde os valores dos capacitores são calculados por fase.

TABELA 11 – VALORES DO BC MODELO “II” – SISTEMA 34 BARRAS SEM e COM RTs

Hora	Barra	Sem RT			Com RT		
		BC por fase [kvar]			BC por fase [kvar]		
		A	B	C	A	B	C
18	6	0	0	0	0	0	0
	16	23	183	117	0	0	0
19	6	0	105	147	0	0	0

	16	385	482	375	0	0	0
máx	6	Sem convergência			464	0	0
	16				0	338	180

Fonte: O autor (2020)

Os dimensionamentos dos BCs, obtidos pelo FPOT, são valores contínuos, os quais podem ser discretizados a valores comerciais conforme as mais diversas técnicas.

Nesse trabalho, os valores não foram discretizados a fim de realçar os resultados e discrepâncias de dimensionamentos quando se consideram cargas desbalanceadas.

Comparando-se os resultados entre as TABELA 10 e TABELA 11, percebe-se que na hora 19, por exemplo, o modo “i” dimensiona: na barra 6 um BC de 105 kvar para cada fase e na barra 16 um BC de 549 kvar para cada fase. Já para o modo “ii”, foram obtidos diferentes valores de ajustes para cada fase: 0, 105 e 145 kvar na barra 6 e 385, 482 e 375 kvar para barra 16. Essas diferenças são devidas aos desbalanceamentos de carga. Por exemplo, a fase A é menos carregada, o que exige menos correções e compensações, por isso foi dimensionada um BC com valor nulo para a Fase A. Se os ajustes fossem feitos pela média das cargas (tal como na representação monofásica), poderiam ser obtidos valores de BCs que levassem, por exemplo, a fase A a uma situação de sobretensão, o que ressalta a importância de se utilizar representação trifásica (PEREIRA, FERNANDES, AOKI, 2015).

As FIGURA 111, FIGURA 112 e FIGURA 113 apresentam o perfil das magnitudes de tensão das fases (A, B e C), referente à carga da hora 19, para as seguintes situações: sem BCs e RTs instalados, com BCs calculados pelo modelo “i” (sem a utilização de RTs) e com BCs calculados pelo modelo “ii” (também sem a utilização de RTs), respectivamente.

Comparando-se os gráficos das As FIGURA 111 a FIGURA 113, observa-se que quando não se instalam BCs (FIGURA 111), as magnitudes de tensão a partir da barra 21 assumem valores abaixo de 0,93 pu. Com a instalação de BCs via modo “i” (modo convencional) e via modo “ii” (alternativo para análise trifásica) observa-se que o perfil de tensão se eleva a partir da barra 21 em torno de 0,93 pu. No entanto, para o modo “ii” as magnitudes de tensão entre as fases assumem diferenças de

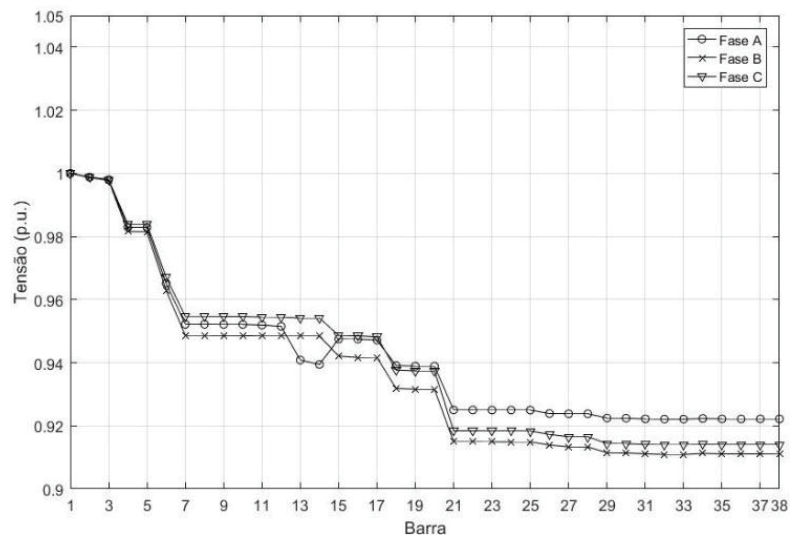
valores praticamente nulas. Ou seja, o ajuste individual dos capacitores por fase faz com que se estabeleça um ponto operativo mais equilibrado entre as fases.

Para a situação com carga máxima e consideração concomitante de BCs e RTs, as FIGURA 114 e FIGURA 115 ilustram o comportamento do perfil de tensão obtido pelos modos de ajuste “i” e “ii”, respectivamente. Tal como ocorrido para a hora 19, o ajuste individual dos capacitores por fase também fez com que as magnitudes de tensão entre as fases assumam diferenças praticamente nulas.

Nota-se nas figuras FIGURA 114 e FIGURA 115, que há uma elevação da tensão na barra 22, isto se deve ao regulador de tensão instalado nesta barra.

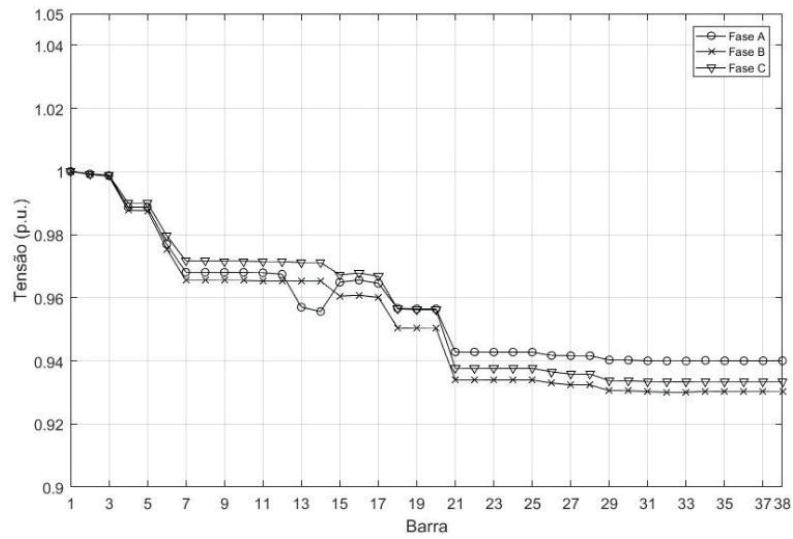
A autonomia nos ajustes dos BCs por fase possibilita melhor controle dos perfis de tensão de alimentadores desbalanceados.

FIGURA 111 – PERFIL DE TENSÃO FASES A, B E C (SEM BC E SEM RT), CARGA 19H, SISTEMA 34 BARRAS



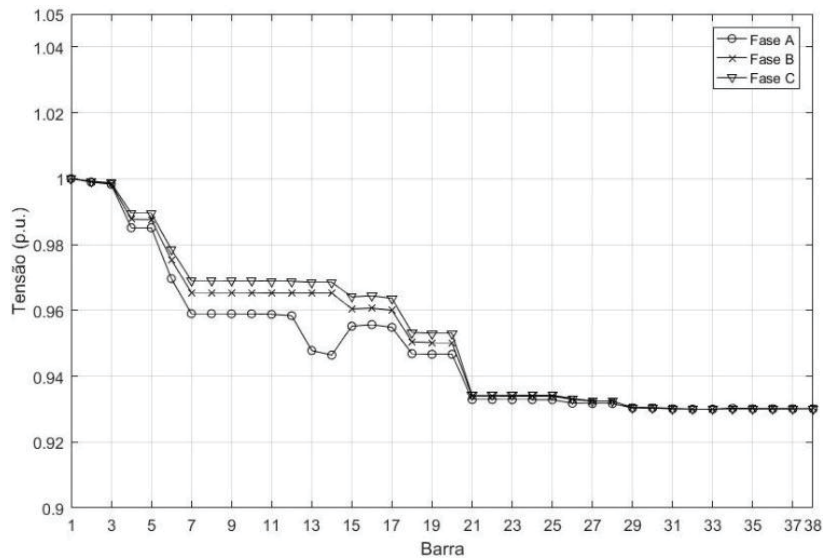
Fonte: O autor (2020)

FIGURA 112 – PERFIL DE TENSÃO FASES A, B E C (BC MODELO “i” E SEM RT), CARGA 19H, SISTEMA 34 BARRAS



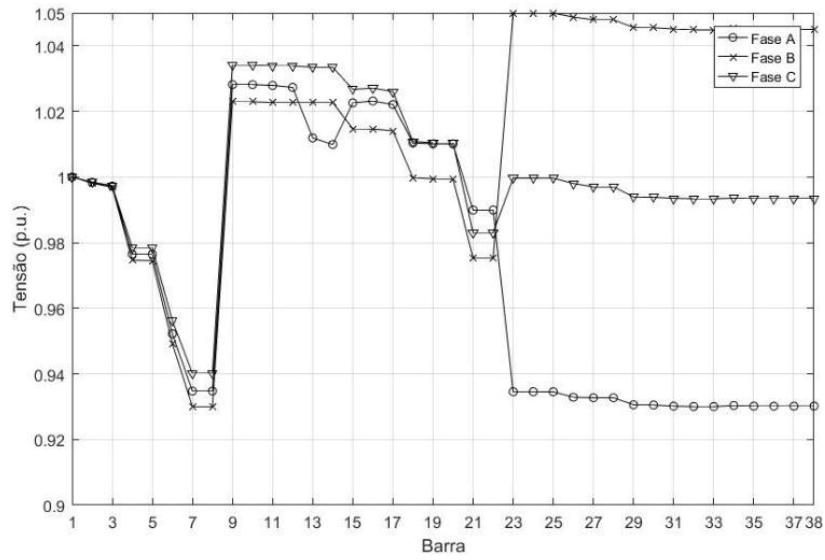
Fonte: O autor (2020)

FIGURA 113 – PERFIL DE TENSÃO FASES A, B E C (BC MODELO “II” E SEM RT), CARGA 19H, SISTEMA 34 BARRAS



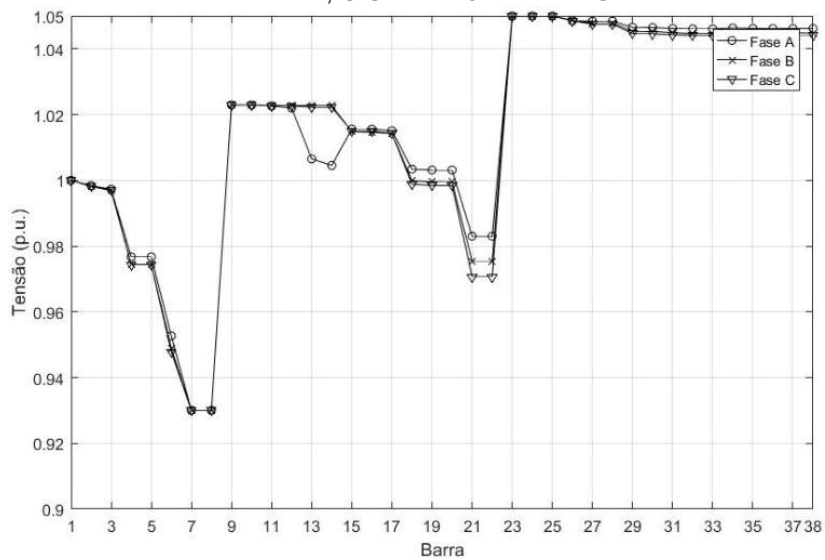
Fonte: O autor (2020)

FIGURA 114 – PERFIL DE TENSÃO FASES A, B E C (BC MODELO “I” E COM RT), CARGA MÁXIMA, SISTEMA 34 BARRAS



Fonte: O autor (2020)

FIGURA 115 – PERFIL DE TENSÃO FASES A, B E C (BC MODELO “II” E COM RT), CARGA MÁXIMA, SISTEMA 34 BARRAS



Fonte: O autor (2020)

Os BCs encontrados comercialmente possuem valores discretos e não contínuos como aqui apresentados. No entanto, os valores contínuos foram

utilizados para análise a fim de melhor expor como o desbalanço entre as fases e o uso da representação trifásica mais detalhada podem auxiliar em estudos de planejamento e operação de redes de distribuição desbalanceadas.

Por fim, analisando-se o aspecto do perfil de tensão para cada caso, notou-se que quando o BC é ajustado pelo modelo “i”, as tensões das três fases nas barras após o BC são deslocadas para um patamar de tensão mais alto e com atuação dos RTs o desequilíbrio de tensão aumentou em relação ao caso sem BC. Contudo, quando se utilizou o modelo “ii”, além de ocorrer a elevação das tensões nas barras após o ajuste dos BCs, a diferença de tensão entre as fases diminuiu, ou seja, as tensões das fases passam a ficar mais próximas umas das outras.

O sistema com reguladores de tensão suportou uma carga maior sem a necessidade de se alocar BC, e ao se realizar os ajustes pelos modos “i” e “ii” também se obteve elevação do perfil de tensão (como esperado), mas com vantagem para o modo “ii” que ainda apresentou a vantagem de aproximar os valores das magnitude de tensões das fases.

Os resultados obtidos acenam para cuidados que devem ser tomados ao se ajustar BCs com valores iguais entre fases, pois eles podem provocar diferenças entre as magnitudes de tensão a valores acima de 2% (conforme regras do PRODIST).

Apesar de não se encontrar no mercado BCs com valores individualizados por fase, os resultados apontam para o uso de tecnologias que permitem este tipo de ajuste, como por exemplo, SVCs e inversores eletrônicos instalados junto a placas fotovoltaicas os quais podem permitir o ajuste dos seus fatores de potência, tal como analisado em Lachovicz (2018).

5.8 CONSIDERAÇÕES FINAIS

O Fluxo de Potência Ótimo Trifásico Multiperíodo proposto foi testado utilizando sistemas de 90 e 123 barras com consideração simultânea de 9 cenários (ou períodos), que representam diferentes configurações de cargas e geração PV e ainda para diferentes porcentagens de penetração de PV: 0%, 20% e 70% em relação à carga ativa pesada.

Para cada índice de penetração analisado, observaram-se coerentes ajustes dos taps dos TDs, mesmo após discretização dos mesmos, de modo a manter as magnitudes de tensão dentro de limites pré-estabelecidos juntamente com a liberdade de ajustes dos RTs que podem ser realizados para cada período.

A TABELA 12 apresenta o quanto de desempenho computacional foi adicionado ao problema devido à inserção dos ajustes dos taps ao problema de FPOTM para os sistemas sem GD.

TABELA 12 – DESEMPENHO COMPUTACIONAL TAPS AJUSTADOS VS TAPS DISCRETOS

Sistema	Tempo computacional taps Ajustados (s)	Tempo computacional taps Discretos (s)
90 Barras	3846	888
IEEE 123 Barras	1273	125

Fonte: O autor (2020)

Para se avaliar o FPOTM proposto, foram realizadas uma série de análises tais como:

- comparação dos resultados obtidos pelo FPOTM com os obtidos caso todos os taps fossem fixados na posição nominal. A qualidade dos resultados obtidos via taps fixos foram inferiores aos obtidos pelo ajuste ótimo dos taps dos TDs, pois na posição nominal não houve convergência para o sistema de 90 barras e para o de 123 barras as perdas foram em torno de 19 % menores;

- obtenção do ajuste de taps por avaliação exaustiva, o que levou a identificar que a combinação ajustada pelo FPOTM é aderente à solução obtida por execução combinatória de todos os ajustes;

- comparação dos resultados obtidos pelo FPOTM com os obtidos via FPOTP que resolve vários cenários individualmente com posterior ajuste pela média de todos os taps obtidos para cada cenário. Os resultados, apesar de aderentes, não vêm as conexões temporais entre os períodos, levando a combinações de taps que não foram as melhores.

Também foram analisados os efeitos que as restrições de desequilíbrio de tensão e despacho de potência reativa de GDs (adicionadas ao FPOTP após ajuste

de taps dos TDs) têm nos resultados, tais como diminuição dos valores de desequilíbrio de tensão e diminuição de perdas elétricas.

Finalmente, foram realizados dimensionamentos de BC por fases, pois seus ajustes com valores iguais entre fases podem provocar diferenças entre as magnitudes de tensão a valores acima de 2% (conforme regras do PRODIST). Esses estudos apontam que o uso de tecnologias mais avançadas, como por exemplo, SVCs e inversores eletrônicos com controle de fator de potência instalados junto a placas fotovoltaicas seriam estratégias que trariam bons resultados operacionais para redes ativas de distribuição.

6 CONCLUSÕES E SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

Este trabalho propôs problemas de otimização aplicados a redes de distribuição ativas, trifásicas e desbalanceadas, que têm como objetivo realizar adequado planejamento da manutenção do perfil de tensão das mesmas.

Para tanto, essa tese formulou, além das ações de controle convencionais, como ajuste de taps de reguladores, propôs ajustes de taps de transformadores de distribuição (TD), considerando não apenas um ponto de operação, mas uma combinação de vários cenários analisados simultaneamente (tal como o FPOTM) e de forma parametrizada (tal como o FPOTP).

Assim, essa tese encerra as seguintes contribuições:

(i) Expande o FPOT para múltiplos cenários (Fluxo de Potência Ótimo Trifásico Multiperíodo - FPOTM) que:

- ajusta *taps* de TDs (levando em consideração a conexão dos enrolamentos dos transformadores) de modo a adequar o perfil de tensão a qualquer nível de carregamento da rede;

- ajusta concomitantemente taps reguladores de tensão para diferentes configurações dos alimentadores e GDs.

(ii) Expande o FPOT para múltiplos cenários sequenciais através da parametrização da carga e da geração de GD (Fluxo de Potência Ótimo Trifásico Parametrizado - FPOTP) a fim de confrontar os resultados com o FPOTM.

O FPOTP tem as seguintes características:

- ajusta *taps* de TDs (levando em consideração a conexão dos enrolamentos dos transformadores) de modo a adequar o perfil de tensão a qualquer nível de carregamento da rede;

- ajusta concomitantemente taps reguladores de tensão para diferentes configurações dos alimentadores e GDs.

- ajusta banco de capacitores de forma global e por fase, a fim de realizar compensação de potência reativa;

- monitora desequilíbrio da tensão entre as fases;

- redespacha potência reativa das GDs.

Várias avaliações do FPOTM foram realizadas. Por exemplo, para se mostrar o impacto no perfil de tensão causado pelos ajustes dos taps dos TDs obtidos pelo FPOTM proposto nessa tese, foi realizada uma simulação com injeção de potência solar nula e com todos os taps fixados na posição nominal. Para o sistema de 90 barras, não houve convergência do problema de otimização ao se fixar os taps dos TDs na posição nominal, mas para o sistema de 123 barras, pode-se verificar que aconteceram maiores desvios das magnitudes de tensão quando os taps estavam nas posições nominais em relação aos obtidos através dos ajustes otimizados pelo FPOTM. O perfil de tensão não foi o único parâmetro impactado pelos ajustes dos taps dos TDs. As perdas elétricas totais também foram afetadas significativamente, sendo que no período 1, 2 e 3 houve um aumento das perdas na ordem de 18,47% quando se ajusta os TAPS dos TDs.

Parte dos resultados apresentados nesta tese, referentes ao sistema de 123 barras, foram publicados em Baran Jr, Fernandes e Borba (2020).

Como não há programas similares disponíveis no mercado, uma das possibilidades para a validação da formulação proposta foi executar todas as combinações possíveis de posições dos taps de todos os TDs da rede. Para avaliar qual combinação de ajuste de TAPS é a melhor, foi estabelecido 4 parâmetros: perda elétrica total, tendência a manter as magnitudes de tensão em torno de 1 p.u. (soma dos desvios de tensão em relação a 1 p.u.) e a soma dos desvios de tensão em relação aos limites máximos e mínimos, com o intuito de identificar se na combinação analisada as magnitudes de tensão estão próximas aos limites máximos de 1,05 p.u. ou mínimos de 0,95 p.u..

A validação foi executada usando inserção nula de PV para o sistema de 123 barras, que apresentou pequenos desvios de solução entre a solução contínua e depois discretizada via FPOTM e a obtida pelas combinações exaustivas. No entanto, é um preço insignificante a pagar em comparação com a execução de todas as combinações possíveis.

Ainda como forma também de avaliar o FPOTM, foi proposto uma FPOT variante, que analisou os cenários individualmente (FPOTP). Como resultado teve-se o confronto direto entre os resultados de uma formulação de período único, com uma formulação de períodos múltiplos.

Tanto o FPOTM quanto o FPOTP minimizam as perdas elétricas e foram resolvidos pelo Método dos Pontos Interiores versão primal-dual.

Houve pequenas diferenças nos ajustes fornecido pelo FPOTM e o FPOTP porque o FPOTP não vê as conexões temporais entre os períodos e os resultados de suas combinações não foram os melhores. Mas ele é uma boa opção para uma vez ajustados os taps dos TDs se realizar por período, ajustes finos como dimensionamentos de BC por fases, controle de desequilíbrio de tensão e de geração de potência aparente máxima das GDs.

Uma das vantagens de se realizar uma formulação com períodos múltiplos é o tempo computacional pois o FPOTM obtém uma solução mais rapidamente de modo mais eficiente que o método parametrizado (FPOTP).

Porém o FPOTM e FPOTP podem ser utilizados em conjunto, em que o FPOTM ajusta os taps dos transformadores de distribuição ao longo da rede, e o FPOTP utiliza-se destes resultados como entrada de dados, e faz o ajuste dos BCs, da otimização do desequilíbrio de tensão e do despacho de potência reativa da GD.

A modelagem do transformador para conexão estrela aterrado – delta, também foi implementada, porém está não apresentou sensibilidade ao se alterar os taps, necessitando mais estudos e análises para verificação.

Resgatando a Tabela 3 que apresentou um comparativo dos principais trabalhos afins selecionados com suas respectivas contribuições, pode-se apontar algumas das contribuições da tese em relação à literatura da seguinte forma:

- representação dos TDs por injeção de potência e ajuste de seus taps, enquanto que Chen et al. (1991) modela o TD por injeção de corrente e os mantêm fixos em um Fluxo de Carga;

- formulação de Fluxo de Potência Ótimo Trifásico com representação das equações de balanço de potência por injeção de potência, considerando-se vários cenários simultaneamente (FPOTM), em detrimento de trabalhos que usam representação monopérido (BARAN Jr, FERNANDES, 2016);

- inserção da restrição de potência aparente dos inversores das GDs em FPOTP em detrimento de trabalhos que o fizeram para representação monopérido (AYIKPA, ALMEIDA e DANIELSKI, 2017).

Como trabalhos futuros propõem-se:

- implementação computacional da representação do transformador através da conexão estrela aterrado – delta;
- inserção de sistemas de armazenamento;
- inserção de dispositivos FACTS;
- controle das GDs e cargas estabelecendo um sistema integrado de operação;
- divisão do alimentador em zonas equivalentes como proposto por Zhou *et al.* (2019), a fim de diminuir esforço computacional, pois a formulação proposta nessa tese é complexa;
- implementar um FPOTM usando equações de balanço de potência ativa e reativa lineares. Essas equações lineares foram propostas para Fluxo de Potência por Yuan *et al.* (2018).
- utilizar mais cenários (modelo estocástico);
- analisar fenômeno da ferroressonância e das componentes harmônicas na formulação dos bancos de capacitores;
- utilizar outras análises simplificadas para os fluxos nas linhas de distribuição (modelos não lineares);
- utilizar inteligência artificial para otimizar e discretizar os taps dos TDs.

7 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Relatório Perdas de Energia Elétrica na Distribuição**, ed. 1, 2019

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST – Módulo**.

AHMADI, H.; MARTI, J. R.; MEIER, A. VON. A linear power flow formulation for three-phase distribution systems. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 31, n. 6, p. 5012–5021, 2016. ieeexplore.ieee.org. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/7422165/>>.

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**, Vol. 28, No. 2, p. 1728–1737, 2013.

ALAM, M. J. E.; MUTTAQI, K. M.; SUTANTO, D. A comprehensive assessment tool for solar PV impacts on low voltage three phase distribution networks. **2nd International Conference on the Developments in Renewable Energy Technology**, 2012. ieeexplore.ieee.org. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/6153499/>>.

AGALGAONKAR, Y. P.; PAL, B. C.; JABR, R. A. Distribution voltage control considering the impact of PV generation on tap changers and autonomous regulators. **IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS**, v. 29, n. 1, p. 182–192, 2014. Disponível em: <<https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/6600912/>>.

ANWAR, A.; POTA, H. R. Optimum capacity allocation of DG units based on unbalanced three-phase optimal power flow. **IEEE Power and Energy Society General Meeting**, p. 1–8, 2012. ieeexplore.ieee.org. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/6345265/>>.

ARAUJO, L. R. DE; PENIDO, D. R. R.; CARNEIRO JÚNIOR, S.; PEREIRA, J. L. R. P.; GARCIA, P. A. N. Comparisons between the three-phase current injection method and the forward/backward sweep method. **Electrical Power and Energy Systems**, v. 32, p. 825–833, 2010. Elsevier. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0142061510000293>>.

ARAUJO, L. R. DE; PENIDO, D. R. R.; VIEIRA, F. DE A. A multiphase optimal power flow algorithm for unbalanced distribution systems. **Electrical Power and Energy Systems**, v. 53, p. 632–642, 2013. Elsevier. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0142061513002317>>.

ARAUJO, L. R.; PENIDO, D. R. R.; CARNEIRO JR, S.; PEREIRA, J. L. R.; A Methodology for Optimization of Unbalanced Distribution System. **IEEE Latin America Transactions**, Vol. 11, No. 5, p. 1182–1189, 2013-1.

ARAUJO, L. R.; PENIDO, D. R. R.; CARNEIRO JR, S.; PEREIRA, J. L. R. A three-phase optimal power-flow algorithm to mitigate voltage unbalance. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 28, n. 4, p. 2394–2402, 2013-2. ieeexplore.ieee.org. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/6596521/>>.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE DISTRIBUIDORES DE ENERGIA ELÉTRICA (ABRADE), **Perdas na Distribuição: Baixa Tensão, Altos Prejuízos, 2013**. Disponível em < <http://www.abradee.com.br/imprensa/artigos-e-releases/1018-perdas-na-distribuicao-baixa-tensao-altos-prejuizos-reportagem-especial-canal-energia>>, Acesso em: 20 de maio de 2016.

AUGUGLIARO, A.; DUSONCHET, L.; FAVUZZA, S.; IPPOLITO, M. G.; SANSEVERINO, E. R. A backward sweep method for power flow solution in distribution networks. **Electrical power & energy systems**, v. 32, p. 271–280, 2010. Elsevier. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0142061509001495>>.

AYIKPA, M. E.; ALMEIDA, K. C.; DANIELSKI, G. C. Three-phase optimal power flow for study of pv plant distributed impact on distribution system. **Journal Of Electrical Engineering**, p. 47–56, 2017.

BARAN JR; Fluxo de Potência Ótimo Trifásico. Dissertação de Mestrado. Programa de Pós- Graduação em Engenharia Elétrica – UFPR, 2012.

BARAN JR, A. R.; FERNANDES, T. S. P. A three-phase optimal power flow applied to the planning of unbalanced distribution networks. **International Journal of Electrical Power and Energy Systems**, v. 74, p. 301–309, 2016. Elsevier. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.ijepes.2015.07.004>>.

BARAN Junior, A.R.; FERNANDES, T.S.P; BORBA, R.A. Voltage Regulation Planning for Distribution Networks Using Multi-Scenario Three-Phase Optimal Power Flow. **Energies** ,13, 159, 2020.

BAZRAFESHAN, M.; GATSIS, N.; ZHU, H. Optimal Tap Selection of Step-Voltage Regulators in Multi-Phase Distribution Networks. **In Proceedings of the 2018 Power Systems Computation Conference (PSCC)**; IEEE: Dublin, Ireland, pp. 1–7, 2018.

BROADWATER, R. P.; CHANDRASEKARAM, A.; HUDDLESTON, C. T.; KHAN, A. H. Power Flow Analysis of Unbalanced Multiphase Radial Distribution Systems. **Electric Power System Research**, Vol. 14, 1988.

BRUNO, S.; LAMONACA, S.; ROTONDO, G.; STECCHI, U.; SCALA, M. La; Unbalanced Three-Phase Optimal Power Flow for Smart Grids. **IEEE Transactions on Industrial Electronics**, Vol. 58, No. 10, p. 4504-4513, 2011.

CAO, Y.; TAN, Y.; LI, C.; REHTANZ, C. Chance-constrained optimization-based unbalanced optimal power flow for radial distribution networks. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 28, n. 3, p. 1855–1864, 2013. ieeexplore.ieee.org. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/6532318/>>.

CARPINELLI, G.; NOCE, C.; PROTO, D.; RUSSO, A.; VARILONE, P. Single-objective probabilistic optimal allocation of capacitors in unbalanced distribution systems. **Electric Power Systems Research**, v. 87, p. 47–57, 2012. Elsevier. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378779612000107>>.

CHEN, C.; ATAMTÜRK, A.; OREN, S. S. Bound tightening for the alternating current optimal power flow problem. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 31, n. 5, p. 3729–3736, 2016. ieeexplore.ieee.org. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/7328765/>>.

CHEN, T. H.; CHEN, M. S. Distribution System Power Flow Analysis – A Rigid Approach. **IEEE Transactions on Power Delivery**, Vol. 6, No. 3, p. 1146-1152, 1991.

CHEN, T. H.; CHEN, M. S.; INOUE, T.; KOTAS, P.; CHEBLI, E. A. Three-Phase cogenerator and transformer models for distribution system analysis. **IEEE Transactions on Power Delivery**, Vol. 6, No. 4, p. 1671-1681, 1991.

CHENG, C. S.; SHIRMOHAMMADI, D. A three-phase power flow method for real-time distribution system analysis. **IEEE Transactions on Power Systems**, Vol. 10, No. 2, p. 671-679, 1995.

COSTA, V. M.; PEREIRA, H. Q. Uma avaliação crítica das formulações de fluxo de potência para sistemas trifásicos via método de Newton-Raphson. **Revista Controle & Automação**, v. 18, n. 1, p. 127–140, 2007.

DAHLKE, D., STEILEIN, G., FERNANDES, T.S.P. AOKI, A.R. A heuristic to adjust automatic capacitors using parameterization of load. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, vol. 42, no. 1, p. 16–23, 2012.

DALL'ANESE, E.; HAO ZHU; GIANNAKIS, G.B. distributed optimal power flow for smart microgrids. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 4, n. 3, p. 1464–1475, 2013.

DILEK, M.; LEON, F. DE; BROADWATER, R.; LEE, S. A robust multiphase power flow for general distribution networks. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 25, n. 2, p. 760–768, 2010. ieeexplore.ieee.org. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/5371874/>>.

DUGAN, R. C. A Perspective On Transformer Modeling For Distribution System Analysis, **IEEE Power Engineering Society General Meeting**, p. 114-119, 2003.

DUGAN, R. C. An Example of 3-phase Transformer Modeling for Distribution System Analysis. **IEEE PES Transmission and Distribution Conference and Exposition**, p. 1028-1032, 2003.

ELSHEIKH, A.; HELMY, Y.; ABOUELSEoud, Y.; ELSHERIF, A. Optimal capacitor placement and sizing in radial electric power systems. **Alexandria Engineering Journal**, v. 53, p. 809–816, 2014. Elsevier. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1110016814001021>>.

FARAG, H. E.; EL-SAADANY, E. F.; SHATSHAT, R. EL; ZIDAN, A. A generalized power flow analysis for distribution systems with high penetration of distributed generation. **Electric Power Systems Research**, v. 81, p. 1499–1506, 2011. Elsevier. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378779611000642>>.

FENG, S.; WANG, Z.; NIU, T. Analysis on photovoltaic penetration in gridding distribution network considering the timing correlation between source and load. **2019 IEEE Sustainable Power and Energy Conference (iSPEC)**, 2019. Disponível em: <<https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/8974966/>>.

FERNANDES, T. S. P., ALMEIDA, K. C. A methodology for optimal power dispatch under a pool-bilateral market. **IEEE Trans. on Power Systems**, Vol. 18, No. 1, p. 182-191, Feb. 2003.

GARCIA, P. A. N.; PEREIRA, J. L. R.; CARNEIRO, S.; Jr. da COSTA, V. M.; MARTINS, N. Three phase power flow calculations using the current injection method, **IEEE Transactions on Power Systems**, Vol. 15, No. 2, p. 508-514, 2000.

GARCIA, P. A. N.; PEREIRA, J. L. R.; CARNEIRO Jr., S.; VINAGRE, M. P.; GOMES, F. V.; Improvements in the Representation of PV Buses on Three-Phase Distribution Power Flow, **IEEE Transactions on Power Delivery**, Vol. 19, No. 2, p. 894-896, 2004.

GRANVILLE, S.; MELLO, F. C.; MELLO, A. C. G. Application of Interior Point Methods to Power Flow Unsolvability. **IEEE Transactions on Power Systems**, New York, Vol. 11, Nº2, May, p. 1096-1103, 1996.

GOMEZ-GONZALEZ, M.; RUIZ-RODRIGUEZ, JURADO, F. A binary SFLA for probabilistic three-phase load flow in unbalanced distribution systems with technical constraints. **Electrical Power and Energy Systems**, v. 48, p. 48–57, 2013. Elsevier. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0142061512006837>>.

HONG-WEI, L.; QIN-YOU, L.; XIA, S.; SHOU-BIN, X. A three-phase unbalanced power flow solution with three-phase distribution transformers. **4th International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies**, p. 831–836, 2011. ieeexplore.ieee.org. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/5994007/>>.

JU, Y.; WU, W.; LIN, Y.; GE, F.; YE, L. Three-phase optimal load flow model and algorithm for active distribution networks. In **Proceedings of the 2017 IEEE Power & Energy Society General Meeting**; IEEE: Chicago, IL, pp. 1–5, 2017.

JUANUWATTANAKUL, P.; MASOUM, M. A. S. Increasing distributed generation penetration in multiphase distribution networks considering grid losses, maximum loading factor and bus voltage limits. **IET Generation, Transmission & Distribution**, v. 6, n. 12, p. 1262–1271, 2012. IET. Disponível em: <<http://digital-library.theiet.org/content/journals/10.1049/iet-gtd.2011.0841>>.

KINDERMANN, Geraldo. *Curto-Circuito*. e. ed. Florianópolis: Edição do Autor. UFSC-EEL-LABPLAN, 2003.

KHODR, H. M. ; OCQUE, L; YUSTA, J. M.; ROSA, M. A., New Load Flow Method S-E Oriented for Large Radial Distribution Networks. **Transmission & Distribution Conference and Exposition: Latin America, IEEE/PES**, p. 1-5, 2006.

LACHOVICZ, F. J. **PLANEJAMENTO DE SUPORTE DE REATIVO PARA REDES DE DISTRIBUIÇÃO COM FORTE PENETRAÇÃO DE GERAÇÃO SOLAR FOTOVOLTAICA**, Dissertação de Mestrado, 2018. Universidade Federal do Paraná.

LI, P.; JI, H.; WANG, C.; ZHAO, J.; SONG, G.; DING, F.; WU, J. Optimal Operation of Soft Open Points in Active Distribution Networks Under Three-Phase Unbalanced Conditions. **IEEE Transactions on Smart Grid**, p. 1–12, 2017. ieeexplore.ieee.org. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/8010861/>>.

LIU, J.; ASAD, A.; NIE, K.; FANG, W.; HOU, J.; XIANG, Z. Research of transformer modeling considering the influence of tap positions on original parameters. **IEEE PES Asia-Pacific Power and Energy Conference**, p. 2209–2214, 2016. ieeexplore.ieee.org. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/7779879/>>.

LIU, Y.; LI, J.; WU, L.; ORTMEYER, T. Chordal Relaxation Based ACOPF for Unbalanced Distribution Systems with DERs and Voltage Regulation Devices. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 33, n. 1, p. 970–984, 2018. ieeexplore.ieee.org. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/7933220/>>.

LIU, Z.; MILANOVIĆ, J. V. Probabilistic estimation of voltage unbalance in MV distribution networks with unbalanced load. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 30, n. 2, p. 693–703, 2015. ieeexplore.ieee.org. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/6845374/>>.

MARINHO, J. M. T.; TARANTO, G. N. A hybrid three-phase single-phase power flow formulation. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 23, n. 3, p. 1063–1070, 2008. ieeexplore.ieee.org. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/4511483/>>.

MEIRINHOS, J. L.; RUA, D. E.; CARVALHO, L. M. Multi-temporal Optimal Power Flow for voltage control in MV networks using Distributed Energy Resources. **Electric Power Systems Research**, v. 146, p. 25-32, 2017. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378779617300251>>.

MEHROTRA, Sanjay. On the Implementation of a Primal-Dual Interior Point Method. *Society for Industrial and Applied Mathematics*, v. 2. n.º 4 (Nov), p. 575-601, 1992.

MONTICELLI, A., **Fluxo de Carga em Redes de Energia Elétrica**. Editora Edgard Blücher, 1983.

MORI, H.; SEKI, K. Non-linear-predictor-based continuation power flow for unbalanced distribution systems. **IEEE Transmission & Distribution Conference: Asia**, p. 1–4, 2009. ieeexplore.ieee.org. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/5356915/>>.

NAZIR, N.; RACHERLA, P.; ALMASSALKHI, M. Optimal multi-period dispatch of distributed energy resources in unbalanced distribution feeders. **IEEE Transactions on Power Systems**, Cited By (since 2019): 2, v. Aguardando publicação, 2020. Disponível em: <<https://arxiv.org/abs/1906.04108>>.

NEISIUS, H. T.; DZAFIC, I. Three-phase transformer modeling using symmetrical components. **Innovative Smart Grid Technologies**, p. 1–6, 2011. ieeexplore.ieee.org. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/5759197/>>.

NGUYEN, N. T. A. et al. Optimal power flow with energy storage systems: Single-period model vs. multi-period model. **2015 IEEE Eindhoven PowerTech**, 2015. Disponível em: <<https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/7232438/>>.

NGUYEN, Q.; PADULLAPARTI, H. V.; LAO, K-W.; SANTOSO, S.; KE, X.; SAMAAN, N. Exact optimal power dispatch in unbalanced distribution systems with high PV penetration. **IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS**, v. 34, n. 1, p. 718–728, 2019. Disponível em: <<https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/8457301/>>.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA (ONS), **Histórico da Operação**, 2018, disponível em: <http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/curva_carga_horaria.aspx>. Acessado em 26 de agosto de 2018.

PADULLAPARTI, H. V.; NGUYEN, Q.; SANTOSO, S. Optimal Placement and Dispatch of LV-SVCs to Improve Distribution Circuit Performance. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 34, n. 4, 2892-2900, 2019.

PENIDO, D. R. R.; ARAUJO, L. R. DE; CARCEIRO JR, S.; PEREIRA, J. L. R. A new tool for multiphase electrical systems analysis based on current injection method. **Electrical Power and Energy Systems**, v. 44, p. 410–420, 2013. Elsevier. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0142061512004310>>.

PENIDO, D. R. R.; ARAUJO, L. R. DE; CARNEIRO JR, S.; PEREIRA, J. L. R.; GARCIA, P. A. N. Three-phase power flow based on four-conductor current injection method for unbalanced distribution networks. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 23, n. 2, p. 494–503, 2008. ieeexplore.ieee.org. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/4494607/>>.

PEREIRA, H. Q. **Fluxo de Potência Trifásico: Um Estudo Comparativo Uma Nova Metodologia de Solução**. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Juiz de Fora, Minas Gerais, 2006.

PEREIRA, G. M. Pereira, FERNANDES, T.S.P. Fernandes e AOKI A.R.; Representation of Intelligent and Power Unbalanced Networks, **XI Latin-America**

Congress on Electricity Generation and Transmission, São José dos Campos. Technological Developments in Transmission and Distribution, p. 1-2, 2015.

PINTO, R.; BESSA, R. J.; SUMALLI, J.; MATOS, M. A. Distributed multi-period three-phase optimal power flow using temporal neighbors. **Electric Power Systems Research**, v. 182, p. 2–9, 2020. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378779620300353>>.

PINTO, A.; ZILLES, R.; BET, I. Excedente de reativos em sistemas fotovoltaicos conectados à rede. IV Congresso Brasileiro de Energia Solar e V Conferência Latino-Americana da ISES. **Anais...** São Paulo, p.1–8, 2012.

PORTELINHA, R. K.; **Fluxo de Potência Desacoplado Rápido Trifásico para Redes de Distribuição**, Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal do Paraná, 2016.

PIZZALI, L. F. O. **Cálculo do fluxo de potência em redes de distribuição com modelagem a quatro fios**, Ilha Solteira, SP, Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Estadual Paulista “Julio de Mesquita Filho”, 2003.

RAMOS, E. R. , EXPOSITO, A. G., CORDERO, G. A., Quasi-coupled three-phase radial load flow. **IEEE Transactions on Power Delivery**, Vol. 19, No. 2, p. 776-781, 2004.

RAZAK, M. A. A.; OTHMAN, M. M.; SHAHIDAN, M. B.; ARIFFIN, J.; MUSIRIN, I.; KAMAL, M. F. M.; ZAKARIA, Z.; YAHYA, A.; KARI, M. N.; OSMAN, M. F. Optimal capacitor placement and sizing in an unbalanced three-phase distribution system using particle swarm optimization technique. **IEEE 8th International Power Engineering and Optimization Conference**, p. 624–629, 2014. ieeexplore.ieee.org. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/6814503/>>.

ROBBINS, B. A.; ZHU, H.; DOMÍNGUEZ-GARCÍA, A. D. Optimal tap setting of voltage regulation transformers in unbalanced distribution systems. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 31, n. 1, p. 256–267, 2016. ieeexplore.ieee.org. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/7039295/>>.

ROHOUNA, W.; BALOG, R.; PEERZADA, A. A.; BEGOVI, M. M. D-STATCOM for harmonic mitigation in low voltage distribution network with high penetration on nonlinear loads. **Renewable Energy**, v. 145, p. 1449-1464, 2020.

SANSEVERINO, E. R.; QUANG, N. N.; SILVESTRE, M. L. Di; GUERRERO, J. M.; LI, C.; Optimal Power Flow in Three-Phase Islanded Microgrids with Inverter Interfaced Units. **Electric Power Systems Research**, No. 123, p. 48-56, 2015.

SHIRMOHAMMADI, D.; HONG, H. W.; SEMLYEN, A; LUO, G. X. A Compensation Based Power Flow Method for Weakly Meshed Distribution and Transmission Networks. **IEEE Transactions on Power Systems**, Vol. 3, No. 2, p. 753-762, 1988.

SINGH, D.; MISRA, R. K.; SINGH, D. Effect of load models in distributed generation planning. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 22, n. 4, p. 2204–2212, 2007. ieeexplore.ieee.org. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/4349072/>>.

SREENIVASARAO, D.; AGARWAL, P.; DAS, B. Neutral current compensation in three-phase, four-wire systems: A review. **Electric Power Systems Research**, v. 86, p. 170–180, 2012. Elsevier.

SRINIVAS, M. S. Distribution Load Flows: A Brief Review. **Proceedings of the 2000 IEEE PES Summer Meeting**, Singapore, 2000.

SUNDERLAND, K.; COPPO, M.; CONLON, M.; TURRI, R. A correction current injection method for power flow analysis of unbalanced multiple-grounded 4-wire distribution networks. **Electric Power Systems Research**, v. 132, p. 30–38, 2016. Elsevier. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378779615003235>>.

SZUVOVIVSKI, I, Alocação simultânea de bancos de capacitores e reguladores de tensão em sistemas de distribuição usando Algoritmos Genéticos e Fluxo de Potência Ótimo. Dissertação de Mestrado. Programa de Pós- Graduação em Engenharia Elétrica – UFPR, 2008.

TAHER, S. A.; KARIMI, M. H. Optimal reconfiguration and DG allocation in balanced and unbalanced distribution systems. **Ain Shams Engineering Journal**, v. 5, p. 735–749, 2014. Elsevier. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2090447914000380>>.

TENG, J. H. A direct approach for distribution system load flow solutions. **IEEE Transactions on Power Delivery**, Vol. 18, No. 3, p. 882-887, 2003.

TORRES, G.L, QUINTANA, V.H. An Interior-Point Method for nonlinear optimal power flow using voltage rectangular coordinates. **IEEE Transactions on Power System**, vo. 13, no. 14, Nov. 1998.

USIDA, W. F.; **Controle fuzzy para melhoria do perfil de tensão em sistemas de distribuição de energia elétrica**. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2007.

VITOR, T. S.; VIEIRA, J. C. M. Optimal Voltage Regulation in Distribution Systems With Unbalanced Loads and Distributed Generation. **Innovative Smart Grid Technologies - Asia (ISGT-Asia), 2016 IEEE**, p. 942–947, 2016.

YING-YI, H.; FU-MING, W., Development of three-phase Newton optimal power flow for studying imbalance/security in transmission systems. **Electric Power System Research**, Vol. 55 (2000) 39-48.

YUAN, H, LI, F, WEI, Y E ZHU, F. Novel Linearized Power Flow and Linearized OPF Models for Active Distribution Networks With Application in Distribution LMP. **IEEE**

Transactions on Smart Grid, vol. 9, no. 1, pp. 438-448, Jan. 2018. doi: 0.1109/TSG.2016.2594814.

WANG Min; DING Ming. Distribution Network Planning Including Distributed Generation. **Proceedings of Electric Power System and Automation**, vol. 16, pp 5-8, 2004.

WANG, W.; YU, N. Chordal Conversion based Convex Iteration Algorithm for Three-phase Optimal Power Flow Problems. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. PP, p. 1–11, 2017. ieeexplore.ieee.org. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/8000608/>>.

Wang, X.; Wang, C.; Xu, T.; Guo, L.; Li, P.; Yu, L.; Meng, H. Optimal voltage regulation for distribution networks with multi-microgrids. **Applied Energy**, v. 210, p. 1027-1036, 2018.

WANG, Y.; TAN, K. T.; PENG, X. Y.; SO, P. L. Coordinated Control of Distributed EnergyStorage Systems for Voltage Regulation in Distribution Networks. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 31, no 3, 1132-1141, 2016.

WANG, Z.; CHIANG, H. D.; GUO, Z. On the phase voltage monotonic property in unbalanced distribution networks. **PowerAfrica, 2017 IEEE PES**, 2017. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/7991252/>>.

WRIGHT, S. J. **Primal-Dual Interior-Point Methods**, 1st. ed. Philadelphia: Society for Industrial and Applied Mathematics (SIAM), 1997.

ZHAO, F.; ZHAO, T.; JU, Y.; MA, K.; ZHOU, X. Research on three-phase optimal power flow for distribution networks based on constant Hessian matrix. **IET Generation, Transmission & Distribution**, v. 12, no. 1, 241-246, 2018.

ZHOU, X.; LIU, Z.; ZHAO, C.; CHEN, L. Accelerated Voltage Regulation in Multi-Phase Distribution Networks Based on Hierarchical Distributed Algorithm. **Mathematics – Optimization and control**, 2019, 1903, 00072.

ANEXO 1 – SISTEMA 90 BARRAS

A TABELA A.1 e A.2 mostra as linhas e suas respectivas resistências e reatâncias, respectivamente:

TABELA A.1 – Resistência das linhas em ohms

(continua)

Linha		Fase						RT/TD
De	Para	A	B	C	AB	AC	BC	
1	2	0,0005	0,0005	0,0005	0,0001	0,0001	0,0001	
2	3	0,0003	0,0002	0,0003	0	0	0	
3	4	0,0003	0,0002	0,0003	0	0	0	
4	5	0,0015	0,0015	0,0016	0,0002	0,0002	0,0002	
5	6	0,0259	0,0243	0,0269	0,0033	0,0037	0,0036	
6	7	0,377	0,355	0,3916	0,0482	0,0546	0,0523	
7	8	0,3925	0,3697	0,4078	0,0501	0,0569	0,0544	
8	9	0,095	0,0894	0,0987	0,0121	0,0138	0,0132	
9	10	0,0508	0,0478	0,0528	0,0065	0,0074	0,007	
10	11	0,8436	0,7944	0,8763	0,1078	0,1222	0,117	
11	91	0,0964	0,0908	0,1001	0,0123	0,0139	0,0133	
91	92	0,003	0,003	0,003	0	0	0	RT
92	12	0,0964	0,0908	0,1002	0,0123	0,014	0,0134	
12	13	0,7327	0,6901	0,7612	0,0936	0,1062	0,1016	
13	14	1,0609	0,9991	1,1021	0,1355	0,1537	0,1471	
14	15	1,0753	1,0127	1,1171	0,1374	0,1558	0,1491	
15	16	1,0897	1,0263	1,1321	0,1392	0,1579	0,1511	
16	17	0,2025	0,1907	0,2104	0,0259	0,0293	0,0281	
17	18	0,3856	0,3632	0,4006	0,0493	0,0559	0,0535	
18	19	0,0048	0,0046	0,005	0,0006	0,0007	0,0007	
19	20	0,3374	0,3178	0,3505	0,0431	0,0489	0,0468	
20	21	0,2169	0,2043	0,2253	0,0277	0,0314	0,0301	
21	22	0,3518	0,3314	0,3655	0,0449	0,051	0,0488	
22	23	0,0144	0,0136	0,015	0,0018	0,0021	0,002	
23	24	0,1639	0,1543	0,1702	0,0209	0,0237	0,0227	
24	25	0,3567	0,3359	0,3705	0,0456	0,0517	0,0495	
25	26	0,7713	0,7263	0,8012	0,0985	0,1118	0,107	
26	27	0,3182	0,2996	0,3305	0,0406	0,0461	0,0441	
27	28	0,1784	0,168	0,1853	0,0228	0,0259	0,0247	

TABELA A.1 – Resistência das linhas em Ohms

(continua)

Linha		Fase						RT/TD
De	Para	A	B	C	AB	AC	BC	
29	30	0,0659	0,0621	0,0685	0,0084	0,0096	0,0091	
30	93	0,2048	0,1929	0,2128	0,0261	0,0297	0,0284	
93	94	0,003	0,003	0,003	0	0	0	RT
94	31	0,2049	0,193	0,2128	0,0262	0,0297	0,0284	
31	32	0,0723	0,0681	0,0751	0,0092	0,0105	0,01	
32	33	0,3615	0,3405	0,3756	0,0462	0,0524	0,0501	
33	34	0,8642	0,8138	0,8977	0,1104	0,1252	0,1199	
34	35	1,7592	1,6568	1,8276	0,2247	0,2549	0,244	
35	36	1,5182	1,4298	1,5772	0,1939	0,22	0,2106	
4	37	0,0045	0,0043	0,0047	0,0006	0,0007	0,0006	
37	38	0,0659	0,0621	0,0685	0,0084	0,0096	0,0091	
38	39	0,1085	0,1021	0,1127	0,0139	0,0157	0,015	
39	40	0,0313	0,0295	0,0325	0,004	0,0045	0,0043	
40	41	0,0019	0,0017	0,0019	0,0002	0,0003	0,0003	
41	42	0,7501	0,7065	0,7793	0,0958	0,1087	0,104	
42	43	0,3193	0,3007	0,3317	0,0408	0,0463	0,0443	
43	44	0,0422	0,0398	0,0439	0,0054	0,0061	0,0059	
44	45	0,0095	0,0089	0,0098	0,0012	0,0014	0,0013	
45	46	0,1122	0,1056	0,1165	0,0143	0,0163	0,0156	
46	47	0,0009	0,0009	0,001	0,0001	0,0001	0,0001	
5	48	0,0035	0,0033	0,0036	0,0004	0,0005	0,0005	
48	49	0,0877	0,0825	0,0911	0,0112	0,0127	0,0122	
49	50	0,2985	0,2811	0,3101	0,0381	0,0433	0,0414	
50	51	0,0847	0,0797	0,088	0,0108	0,0123	0,0117	
9	52	0,0956	0,09	0,0993	0,0122	0,0139	0,0133	
52	53	0,3419	0,3219	0,3551	0,0437	0,0495	0,0474	
10	54	0,1792	0,1688	0,1862	0,0229	0,026	0,0249	
54	55	0,2091	0,1969	0,2172	0,0267	0,0303	0,029	
55	95	0,1463	0,1378	0,152	0,0187	0,0212	0,0203	
95	96	0,003	0,003	0,003	0	0	0	RT
96	56	0,1464	0,1379	0,1521	0,0187	0,0212	0,0203	
56	57	0,2897	0,2729	0,301	0,037	0,042	0,0402	
57	58	1,6377	1,5423	1,7013	0,2092	0,2373	0,2271	
58	97	0,4036	0,3801	0,4193	0,0515	0,0585	0,056	

TABELA A.1 – Resistência das linhas em Ohms

(conclusão)

Linha		Fase						RT/TD
De	Para	A	B	C	AB	AC	BC	
97	98	0,003	0,003	0,003	0	0	0	RT
98	59	0,4036	0,3801	0,4193	0,0516	0,0585	0,056	
59	60	0,3133	0,2951	0,3255	0,04	0,0454	0,0435	
60	61	0,3977	0,3745	0,4131	0,0508	0,0576	0,0552	
61	62	0,5227	0,4923	0,543	0,0668	0,0757	0,0725	
62	63	0,1003	0,0945	0,1042	0,0128	0,0145	0,0139	
63	64	0,1493	0,1407	0,1552	0,0191	0,0216	0,0207	
64	65	0,7318	0,6892	0,7602	0,0935	0,106	0,1015	
65	66	1,0722	1,0098	1,1139	0,137	0,1554	0,1487	
12	67	0,2072	0,1952	0,2153	0,0265	0,03	0,0287	
67	68	0,0048	0,0046	0,005	0,0006	0,0007	0,0007	
13	69	0,7616	0,7172	0,7912	0,0973	0,1104	0,1056	
69	70	0,0048	0,0046	0,005	0,0006	0,0007	0,0007	
7	71	0,6532	0,6532	0,6532	0	0	0	TD
17	72	0,6532	0,6532	0,6532	0	0	0	TD
20	73	0,3933	0,3933	0,3933	0	0	0	TD
23	74	0,3933	0,3933	0,3933	0	0	0	TD
25	75	0,3933	0,3933	0,3933	0	0	0	TD
28	76	0,208	0,208	0,208	0	0	0	TD
31	77	0,6532	0,6532	0,6532	0	0	0	TD
36	78	0,208	0,208	0,208	0	0	0	TD
39	79	0,3933	0,3933	0,3933	0	0	0	TD
42	80	0,3933	0,3933	0,3933	0	0	0	TD
44	81	0,3933	0,3933	0,3933	0	0	0	TD
47	82	0,6532	0,6532	0,6532	0	0	0	TD
51	83	0,6532	0,6532	0,6532	0	0	0	TD
53	84	0,6532	0,6532	0,6532	0	0	0	TD
56	85	0,6532	0,6532	0,6532	0	0	0	TD
59	86	0,6532	0,6532	0,6532	0	0	0	TD
62	87	0,3933	0,3933	0,3933	0	0	0	TD
66	88	0,208	0,208	0,208	0	0	0	TD
68	89	0,6532	0,6532	0,6532	0	0	0	TD
70	90	0,6532	0,6532	0,6532	0	0	0	TD

TABELA A.2 – Reatâncias das linhas em Ohms

(continua)

Linha		Fase						RT/TD
De	Para	A	B	C	AB	AC	BC	
1	2	0,0012	0,0013	0,0012	0,0004	0,0004	0,0004	
2	3	0,0006	0,0006	0,0006	0,0002	0,0002	0,0002	
3	4	0,0006	0,0006	0,0006	0,0002	0,0002	0,0002	
4	5	0,0037	0,0039	0,0035	0,0011	0,0012	0,0013	
5	6	0,0303	0,0315	0,0285	0,009	0,0098	0,0107	
6	7	0,192	0,1994	0,1808	0,0574	0,0621	0,0678	
7	8	0,1999	0,2077	0,1883	0,0597	0,0647	0,0706	
8	9	0,0484	0,0503	0,0456	0,0145	0,0157	0,0171	
9	10	0,0259	0,0269	0,0243	0,0077	0,0084	0,0091	
10	11	0,2788	0,2896	0,2626	0,0833	0,0902	0,0984	
11	91	0,0319	0,0331	0,03	0,0095	0,0103	0,0112	
91	92	0,0075	0,0075	0,0075	0	0	0	RT
92	12	0,0319	0,0331	0,03	0,0095	0,0103	0,0113	
12	13	0,2422	0,2516	0,228	0,0723	0,0784	0,0855	
13	14	0,3502	0,3638	0,3298	0,1046	0,1133	0,1236	
14	15	0,3554	0,3691	0,3346	0,1062	0,115	0,1255	
15	16	0,3601	0,3741	0,3391	0,1076	0,1165	0,1271	
16	17	0,067	0,0696	0,063	0,02	0,0217	0,0236	
17	18	0,1275	0,1325	0,1201	0,0381	0,0413	0,045	
18	19	0,0016	0,0017	0,0016	0,0005	0,0005	0,0006	
19	20	0,1115	0,1159	0,1051	0,0333	0,0361	0,0394	
20	21	0,0717	0,0745	0,0675	0,0214	0,0232	0,0253	
21	22	0,1163	0,1208	0,1095	0,0347	0,0376	0,0411	
22	23	0,0047	0,0049	0,0045	0,0014	0,0015	0,0017	
23	24	0,0542	0,0563	0,051	0,0162	0,0175	0,0191	
24	25	0,1179	0,1225	0,1111	0,0352	0,0382	0,0416	
25	26	0,2549	0,2648	0,2401	0,0762	0,0825	0,09	
26	27	0,1052	0,1092	0,099	0,0314	0,034	0,0371	
27	28	0,0589	0,0612	0,0555	0,0176	0,0191	0,0208	
3	29	0,0111	0,0116	0,0105	0,0033	0,0036	0,0039	
29	30	0,1612	0,1675	0,1518	0,0482	0,0522	0,0569	
30	93	0,0677	0,0703	0,0638	0,0202	0,0219	0,0239	
93	94	0,0075	0,0075	0,0075	0	0	0	RT
94	31	0,0677	0,0704	0,0638	0,0203	0,0219	0,0239	
31	32	0,0239	0,0248	0,0225	0,0071	0,0077	0,0084	
32	33	0,1195	0,1241	0,1125	0,0357	0,0387	0,0422	
33	34	0,29	0,3013	0,2732	0,0866	0,0939	0,1024	
34	35	0,5815	0,6041	0,5477	0,1737	0,1882	0,2053	

TABELA A.2 – Reatâncias das linhas em Ohms

(continua)

Linha		Fase						RT/TD
De	Para	A	B	C	AB	AC	BC	
35	36	0,5019	0,5214	0,4727	0,1499	0,1624	0,1772	
4	37	0,0111	0,0116	0,0105	0,0033	0,0036	0,0039	
37	38	0,1612	0,1675	0,1518	0,0482	0,0522	0,0569	
38	39	0,1267	0,1316	0,1193	0,0378	0,041	0,0447	
39	40	0,0366	0,038	0,0344	0,0109	0,0118	0,0129	
40	41	0,0022	0,0022	0,002	0,0006	0,0007	0,0008	
41	42	0,8764	0,9105	0,8254	0,2618	0,2836	0,3094	
42	43	0,3732	0,3877	0,3514	0,1115	0,1208	0,1317	
43	44	0,0492	0,0511	0,0464	0,0147	0,0159	0,0174	
44	45	0,0119	0,0124	0,0113	0,0036	0,0039	0,0042	
45	46	0,1414	0,1469	0,1332	0,0422	0,0458	0,0499	
46	47	0,0012	0,0013	0,0012	0,0004	0,0004	0,0004	
5	48	0,0087	0,009	0,0081	0,0026	0,0028	0,0031	
48	49	0,2145	0,2229	0,2021	0,0641	0,0694	0,0757	
49	50	0,7304	0,7587	0,6878	0,2182	0,2364	0,2579	
50	51	0,2071	0,2152	0,1951	0,0619	0,067	0,0731	
9	52	0,0487	0,0506	0,0459	0,0146	0,0158	0,0172	
52	53	0,1147	0,1192	0,1081	0,0343	0,0371	0,0405	
10	54	0,0913	0,0948	0,0859	0,0273	0,0295	0,0322	
54	55	0,1065	0,1106	0,1003	0,0318	0,0345	0,0376	
55	95	0,0745	0,0774	0,0702	0,0222	0,0241	0,0263	
95	96	0,0075	0,0075	0,0075	0	0	0	RT
96	56	0,0745	0,0774	0,0702	0,0222	0,0241	0,0263	
56	57	0,1476	0,1533	0,139	0,0441	0,0478	0,0521	
57	58	0,5497	0,5711	0,5177	0,1642	0,1779	0,1941	
58	97	0,1354	0,1407	0,1275	0,0404	0,0438	0,0478	
97	98	0,0075	0,0075	0,0075	0	0	0	RT
98	59	0,1355	0,1407	0,1276	0,0405	0,0439	0,0478	
59	60	0,1036	0,1076	0,0976	0,031	0,0335	0,0366	
60	61	0,1207	0,1254	0,1137	0,0361	0,0391	0,0426	
61	62	0,2663	0,2766	0,2507	0,0795	0,0862	0,094	
62	63	0,0511	0,0531	0,0481	0,0153	0,0165	0,018	
63	64	0,076	0,079	0,0716	0,0227	0,0246	0,0268	
64	65	0,3728	0,3872	0,351	0,1114	0,1206	0,1316	
65	66	0,5461	0,5673	0,5143	0,1631	0,1767	0,1928	
12	67	0,0629	0,0654	0,0593	0,0188	0,0204	0,0222	
67	68	0,0014	0,0015	0,0014	0,0004	0,0005	0,0005	
13	69	0,2517	0,2615	0,2371	0,0752	0,0815	0,0889	

TABELA A.2 – Reatâncias das linhas em Ohms

(conclusão)

Linha		Fase						RT/TD
De	Para	A	B	C	AB	AC	BC	
69	70	0,0016	0,0017	0,0016	0,0005	0,0005	0,0006	
7	71	1	1	1	0	0	0	TD
17	72	1	1	1	0	0	0	TD
20	73	0,6711	0,6711	0,6711	0	0	0	TD
23	74	0,6711	0,6711	0,6711	0	0	0	TD
25	75	0,6711	0,6711	0,6711	0	0	0	TD
28	76	0,4106	0,4106	0,4106	0	0	0	TD
31	77	1	1	1	0	0	0	TD
36	78	0,4106	0,4106	0,4106	0	0	0	TD
39	79	0,6711	0,6711	0,6711	0	0	0	TD
42	80	0,6711	0,6711	0,6711	0	0	0	TD
44	81	0,6711	0,6711	0,6711	0	0	0	TD
47	82	1	1	1	0	0	0	TD
51	83	1	1	1	0	0	0	TD
53	84	1	1	1	0	0	0	TD
56	85	1	1	1	0	0	0	TD
59	86	1	1	1	0	0	0	TD
62	87	0,6711	0,6711	0,6711	0	0	0	TD
66	88	0,4106	0,4106	0,4106	0	0	0	TD
68	89	1	1	1	0	0	0	TD
70	90	1	1	1	0	0	0	TD

A TABELA A.3 apresenta os valores das cargas, geração fotovoltaica (valores máximos) e bancos capacitores (valores máximos)

TABELA A.3 – Cargas, potências injetadas e bancos capacitores nas barras

(continua)

Barra	Pda (kW)	Pdb (kW)	Pdc (kW)	Qda (kvar)	Qdb (kvar)	Qdc (kvar)	PG máx (P.U.)	QG máx (P.U.)	SG máx (P.U.)	BC máx (kvar)
1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	1,9	1,6771	1,6426	1,5246	1,3444	1,3167	0	0	0	0
7	29,6	26,06	25,523	20,79	18,333	17,955	0	0	0	0

TABELA A.3 – Cargas, potências injetadas e bancos capacitores nas barras

(continua)

Barra	Pda (kW)	Pdb (kW)	Pdc (kW)	Qda (kvar)	Qdb (kvar)	Qdc (kvar)	PG máx (P.U.)	QG máx (P.U.)	SG máx (P.U.)	BC máx (kvar)
8	54,9	48,379	47,381	37,422	32,999	32,319	0	0	0	0
9	21,9	19,352	18,953	15,246	13,444	13,167	0	0	0	0
10	20,5	18,061	17,689	13,167	11,611	11,372	0	0	0	0
11	106	93,532	91,604	72,072	63,554	62,244	0	0	0	0
12	106	93,532	91,604	72,072	63,554	62,244	0	0	0	0
13	5,85	5,1604	5,054	3,8115	3,3611	3,2918	0	0	0	200
14	5,85	5,1604	5,054	3,8115	3,3611	3,2918	0	0	0	0
15	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
16	33,3	29,35	28,745	20,79	18,333	17,955	0	0	0	0
17	43,9	38,703	37,905	24,255	21,389	20,948	0	0	0	0
18	43,9	38,703	37,905	24,255	21,389	20,948	0	0	0	0
19	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
20	0,73	0,6451	0,6318	0,4158	0,3667	0,3591	0	0	0	0
21	83,4	73,536	72,02	56,133	49,499	48,479	0	0	0	0
22	3,88	3,4188	3,3483	2,4255	2,1389	2,0948	0	0	0	0
23	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
24	20,5	18,061	17,689	13,86	12,222	11,97	0	0	0	0
25	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
26	10,2	9,0307	8,8445	6,93	6,111	5,985	0	0	0	0
27	10,2	9,0307	8,8445	6,93	6,111	5,985	0	0	0	0
28	0	0	0	0	0	0	0	0	0	200
29	38	33,543	32,851	25,78	22,733	22,264	0	0	0	0
30	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
31	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
32	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
33	10,2	9,0307	8,8445	6,93	6,111	5,985	0	0	0	0
34	14,3	12,578	12,319	9,702	8,5554	8,379	0	0	0	0
35	4,39	3,8703	3,7905	2,772	2,4444	2,394	0	0	0	0
36	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
37	38	33,543	32,851	25,71	22,672	22,204	0	0	0	0
38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
39	17,6	15,481	15,162	11,781	10,389	10,175	0	0	0	0
40	17,6	15,481	15,162	11,781	10,389	10,175	0	0	0	0
41	0,88	0,7741	0,7581	0,693	0,6111	0,5985	0	0	0	0

TABELA A.3 – Cargas, potências injetadas e bancos capacitores nas barras

(continua)

Barra	Pda (kW)	Pdb (kW)	Pdc (kW)	Qda (kvar)	Qdb (kvar)	Qdc (kvar)	PG máx (P.U.)	QG máx (P.U.)	SG máx (P.U.)	BC máx (kvar)
42	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
43	4,39	3,8703	3,7905	2,9799	2,6277	2,5736	0	0	0	0
44	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
45	28,7	25,299	24,777	18,226	16,072	15,741	0	0	0	0
46	28,7	25,299	24,777	18,226	16,072	15,741	0	0	0	0
47	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
48	57,8	50,959	49,908	39,085	34,466	33,755	0	0	0	0
49	281	248,15	243,03	190,23	167,75	164,29	0	0	0	0
50	281	248,15	243,03	190,23	167,75	164,29	0	0	0	0
51	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
52	59,3	52,249	51,172	39,224	34,588	33,875	0	0	0	0
53	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
54	38,6	34,059	33,356	26,334	23,222	22,743	0	0	0	0
55	17,6	15,481	15,162	11,92	10,511	10,294	0	0	0	0
56	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
57	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
58	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
59	73,2	64,505	63,175	49,896	43,999	43,092	0	0	0	750
60	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
61	910	802,44	785,9	615,38	542,66	531,47	0	0	0	0
62	23,4	20,642	20,216	15,939	14,055	13,766	0	0	0	0
63	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
64	166	146,43	143,41	112,27	98,998	96,957	0	0	0	0
65	43,2	38,058	37,273	29,106	25,666	25,137	0	0	0	600
66	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
67	26,3	23,222	22,743	18,018	15,889	15,561	0	0	0	0
68	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
69	41	36,123	35,378	27,72	24,444	23,94	0	0	0	0
70	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
71	17,6	15,481	15,162	12,474	11	10,773	0,1529	0	1	0
72	17,6	15,481	15,162	12,474	11	10,773	0,1529	0	1	0
73	26,3	23,222	22,743	18,711	16,5	16,16	0,1529	0	1	0
74	26,3	23,222	22,743	18,711	16,5	16,16	0	0	0	0
75	26,3	23,222	22,743	18,711	16,5	16,16	0,1529	0	1	0
76	43,9	38,703	37,905	31,185	27,5	26,933	0	0	0	0
77	17,6	15,481	15,162	12,474	11	10,773	0,1529	0	1	0
78	43,9	38,703	37,905	31,185	27,5	26,933	0,1529	0	1	0

ANEXO 2 – SISTEMA IEEE 123 BARRAS ALTERADO

As TABELAS B.1 e B.2 mostra as linhas e suas respectivas resistências e reatâncias, respectivamente:

TABELA B.1 – Resistência das linhas em ohms

(continua)

Linha		Fase						RT/TD
De	Para	A	B	C	AB	AC	BC	
1	2	0,0441	0,0441	0,0441	0	0	0	
1	3	0,0629	0,0629	0,0629	0	0	0	
1	7	0,026	0,0265	0,0262	0,0089	0,0087	0,009	
3	4	0,0503	0,0503	0,0503	0	0	0	
3	5	0,0818	0,0818	0,0818	0	0	0	
5	6	0,0629	0,0629	0,0629	0	0	0	
7	8	0,0173	0,0177	0,0175	0,0059	0,0058	0,006	
8	12	0,0566	0,0566	0,0566	0	0	0	
8	9	0,0566	0,0566	0,0566	0	0	0	
8	13	0,026	0,0265	0,0262	0,0089	0,0087	0,009	
9	127	0,0535	0,0535	0,0535	0	0	0	
127	128	0,004	0,004	0,004	0	0	0	RT
128	14	0,0535	0,0535	0,0535	0	0	0	
13	34	0,0378	0,0378	0,0378	0	0	0	
13	18	0,0729	0,0721	0,0715	0,0247	0,0244	0,024	
14	11	0,0629	0,0629	0,0629	0	0	0	
14	10	0,0629	0,0629	0,0629	0	0	0	
15	16	0,0944	0,0944	0,0944	0	0	0	
15	17	0,0881	0,0881	0,0881	0	0	0	
18	19	0,0629	0,0629	0,0629	0	0	0	
18	21	0,0265	0,0262	0,026	0,009	0,0089	0,0087	
19	20	0,0818	0,0818	0,0818	0	0	0	
21	22	0,1322	0,1322	0,1322	0	0	0	
21	23	0,0221	0,0219	0,0217	0	0	0	
23	24	0,1385	0,1385	0,1385	0	0	0	
23	25	0,0243	0,024	0,0238	0,0082	0,0081	0,008	
25	129	0,0152	0,0152	0,0153	0	0,0051	0	
129	130	0,004	0,004	0,004	0	0	0	RT
130	26	0,0152	0,0152	0,0153	0	0,0051	0	
25	28	0,0177	0,0175	0,0173	0,006	0,0059	0,0058	
26	27	0,0238	0,0238	0,024	0	0,008	0	

TABELA B.1 – Resistência das linhas em ohms

(continua)

Linha		Fase						RT/TD
De	Para	A	B	C	AB	AC	BC	
26	31	0,0566	0,0566	0,0566	0	0	0	
27	33	0,1259	0,1259	0,1259	0	0	0	
28	29	0,0265	0,0262	0,026	0,009	0,0089	0,0087	
29	30	0,0309	0,0306	0,0303	0,0105	0,0103	0,0102	
30	123	0,0177	0,0175	0,0173	0,006	0,0059	0,0058	
31	32	0,0755	0,0755	0,0755	0	0	0	
34	15	0,0252	0,0252	0,0252	0	0	0	
35	36	0,0563	0,0568	0,0568	0,0189	0	0	
35	40	0,0217	0,0221	0,0219	0,0074	0,0073	0,0075	
36	37	0,0755	0,0755	0,0755	0	0	0	
36	38	0,0629	0,0629	0,0629	0	0	0	
38	39	0,0818	0,0818	0,0818	0	0	0	
40	41	0,0818	0,0818	0,0818	0	0	0	
40	42	0,0217	0,0221	0,0219	0,0074	0,0073	0,0075	
42	43	0,1259	0,1259	0,1259	0	0	0	
42	44	0,0173	0,0177	0,0175	0,0059	0,0058	0,006	
44	45	0,0503	0,0503	0,0503	0	0	0	
44	47	0,0087	0,0087	0,0087	0	0	0	TD
45	46	0,0755	0,0755	0,0755	0	0	0	
47	48	0,0131	0,0133	0,013	0,0045	0,0044	0,0044	
47	49	0,0219	0,0221	0,0217	0,0075	0,0073	0,0074	
49	50	0,0219	0,0221	0,0217	0,0075	0,0073	0,0074	
50	51	0,0219	0,0221	0,0217	0,0075	0,0073	0,0074	
52	53	0,0173	0,0177	0,0175	0,0059	0,0058	0,006	
53	54	0,0108	0,011	0,0109	0,0037	0,0036	0,0037	
54	55	0,0238	0,0243	0,024	0,0081	0,008	0,0082	
54	57	0,0306	0,0303	0,0309	0,0102	0,0105	0,0103	
55	56	0,0238	0,0243	0,024	0,0081	0,008	0,0082	
57	58	0,0629	0,0629	0,0629	0	0	0	
57	60	0,0656	0,065	0,0663	0,0218	0,0224	0,0222	
58	59	0,0629	0,0629	0,0629	0	0	0	
60	61	0,0486	0,0477	0,0481	0,0163	0,0165	0,016	
60	62	0,072	0,0726	0,072	0,0246	0,0233	0,0246	
62	63	0,0504	0,0508	0,0504	0,0172	0,0163	0,0172	
63	64	0,1008	0,1016	0,1008	0,0345	0,0326	0,0345	
64	65	0,1224	0,1234	0,1224	0,0418	0,0396	0,0418	
65	66	0,0936	0,0944	0,0936	0,032	0,0396	0,032	
67	68	0,0503	0,0503	0,0503	0	0	0	

TABELA B.1 – Resistência das linhas em ohms

(continua)

Linha		Fase						RT/TD
De	Para	A	B	C	AB	AC	BC	
67	72	0,024	0,0238	0,0243	0,008	0,0082	0,0081	
67	97	0,0219	0,0217	0,0221	0,0073	0,0075	0,0074	
68	69	0,0692	0,0692	0,0692	0	0	0	
69	70	0,0818	0,0818	0,0818	0	0	0	
70	71	0,0692	0,0692	0,0692	0	0	0	
72	73	0,0692	0,0692	0,0692	0	0	0	
72	76	0,0175	0,0173	0,0177	0,0058	0,006	0,0059	
73	74	0,0881	0,0881	0,0881	0	0	0	
74	75	0,1007	0,1007	0,1007	0	0	0	
76	77	0,0347	0,035	0,0353	0,0116	0,0118	0,012	
76	86	0,0612	0,0607	0,0619	0,0204	0,0209	0,0207	
77	78	0,0087	0,0087	0,0088	0,0029	0,003	0,003	
78	79	0,0195	0,0197	0,0199	0,0065	0,0066	0,0067	
78	80	0,0412	0,0415	0,042	0,0138	0,014	0,0142	
80	81	0,0412	0,0415	0,042	0,0138	0,014	0,0142	
81	82	0,0217	0,0219	0,0221	0,0073	0,0074	0,0075	
81	84	0,1699	0,1699	0,1699	0	0	0	
82	83	0,0217	0,0219	0,0221	0,0073	0,0074	0,0075	
84	85	0,1196	0,1196	0,1196	0	0	0	
86	87	0,039	0,0393	0,0398	0,0131	0,0133	0,0135	
87	88	0,0441	0,0441	0,0441	0	0	0	
87	89	0,0238	0,024	0,0243	0,008	0,0081	0,0082	
89	90	0,0566	0,0566	0,0566	0	0	0	
89	91	0,011	0,011	0,011	0	0	0	TD
91	92	0,0755	0,0755	0,0755	0	0	0	
91	93	0,0195	0,0197	0,0199	0,0065	0,0066	0,0067	
93	94	0,0692	0,0692	0,0692	0	0	0	
93	95	0,026	0,0262	0,0265	0,0087	0,0089	0,009	
95	96	0,0503	0,0503	0,0503	0	0	0	
97	98	0,024	0,0238	0,0243	0,008	0,0082	0,0081	
98	99	0,0481	0,0477	0,0486	0,016	0,0165	0,0163	
99	100	0,0262	0,026	0,0265	0,0087	0,009	0,0089	
100	122	0,0699	0,0693	0,0707	0,0233	0,0239	0,0236	
101	102	0,0566	0,0566	0,0566	0	0	0	
101	105	0,024	0,0238	0,0243	0,008	0,0082	0,0081	
102	103	0,0818	0,0818	0,0818	0	0	0	
103	104	0,1762	0,1762	0,1762	0	0	0	
105	106	0,0566	0,0566	0,0566	0	0	0	

TABELA B.1 – Resistência das linhas em ohms

(conclusão)

Linha		Fase						RT/TD
De	Para	A	B	C	AB	AC	BC	
105	108	0,0284	0,0282	0,0287	0,0094	0,0097	0,0096	
106	107	0,1448	0,1448	0,1448	0	0	0	
108	109	0,1133	0,1133	0,1133	0	0	0	
108	121	0,0874	0,0867	0,0884	0,0291	0,0299	0,0295	
109	110	0,0755	0,0755	0,0755	0	0	0	
110	111	0,1448	0,1448	0,1448	0	0	0	
110	112	0,0315	0,0315	0,0315	0	0	0	
112	113	0,1322	0,1322	0,1322	0	0	0	
113	114	0,0818	0,0818	0,0818	0	0	0	
115	35	0,0328	0,0331	0,0325	0,0112	0,0109	0,0111	
116	1	0,0347	0,0353	0,035	0,0118	0,0116	0,012	
118	52	0,0347	0,0353	0,035	0,0118	0,0116	0,012	
119	131	0,0152	0,0153	0,0155	0,0051	0,0052	0,0052	
131	132	0,006	0,04	0,002	0	0	0	RT
132	67	0,0152	0,0153	0,0155	0,0051	0,0052	0,0052	
120	101	0,0219	0,0217	0,0221	0,0073	0,0075	0,0074	
117	125	0,0009	0,0009	0,0009	0,0003	0,0003	0,0003	
125	126	0,03	0,03	0,03	0	0	0	RT
126	116	0,0009	0,0009	0,0009	0,0003	0,0003	0,0003	
13	118	0,0009	0,0009	0,0009	0,0003	0,0003	0,0003	
18	115	0,0009	0,0009	0,0009	0,0003	0,0003	0,0003	
60	119	0,0009	0,0009	0,0009	0,0003	0,0003	0,0003	
61	124	0,0127	0,0127	0,0127	0	0	0	TD
97	120	0,0009	0,0009	0,0009	0,0003	0,0003	0,0003	

TABELA B.2 – Reatâncias das linhas em Ohms

(continua)

Linha		Fase						RT/TD
De	Para	A	B	C	AB	AC	BC	
1	2	0,0447	0,0447	0,0447	0	0	0	
1	3	0,0638	0,0638	0,0638	0	0	0	
1	7	0,0613	0,0596	0,0605	0,0285	0,0219	0,0241	
3	4	0,051	0,051	0,051	0	0	0	
3	5	0,0829	0,0829	0,0829	0	0	0	
5	6	0,0638	0,0638	0,0638	0	0	0	
7	8	0,0408	0,0397	0,0403	0,019	0,0146	0,016	
8	12	0,0574	0,0574	0,0574	0	0	0	
8	9	0,0574	0,0574	0,0574	0	0	0	

TABELA B.2 – Reatâncias das linhas em Ohms

(continua)

Linha		Fase						RT/TD
De	Para	A	B	C	AB	AC	BC	
8	13	0,0613	0,0596	0,0605	0,0285	0,0219	0,0241	
9	127	0,0542	0,0542	0,0542	0	0	0	
127	128	0,004	0,004	0,004	0	0	0	RT
128	14	0,0542	0,0542	0,0542	0	0	0	
13	34	0,0383	0,0383	0,0383	0	0	0	
13	18	0,1638	0,1664	0,1684	0,0662	0,0784	0,0601	
14	11	0,0638	0,0638	0,0638	0	0	0	
14	10	0,0638	0,0638	0,0638	0	0	0	
15	16	0,0957	0,0957	0,0957	0	0	0	
15	17	0,0893	0,0893	0,0893	0	0	0	
18	19	0,0638	0,0638	0,0638	0	0	0	
18	21	0,0596	0,0605	0,0613	0,0241	0,0285	0,0219	
19	20	0,0829	0,0829	0,0829	0	0	0	
21	22	0,134	0,134	0,134	0	0	0	
21	23	0,0496	0,0504	0,051	0,0201	0,0238	0,0182	
23	24	0,1404	0,1404	0,1404	0	0	0	
23	25	0,0546	0,0555	0,0561	0,0221	0,0261	0,02	
25	129	0,0357	0,0357	0,0353	0	0,0128	0	
129	130	0,004	0,004	0,004	0	0	0	RT
130	26	0,0357	0,0357	0,0353	0	0,0128	0	
25	28	0,0397	0,0403	0,0408	0,016	0,019	0,0146	
26	27	0,0561	0,0561	0,0555	0	0,02	0	
26	31	0,0574	0,0574	0,0574	0	0	0	
27	33	0,1276	0,1276	0,1276	0	0	0	
28	29	0,0596	0,0605	0,0613	0,0241	0,0285	0,0219	
29	30	0,0695	0,0706	0,0715	0,0281	0,0333	0,0255	
30	123	0,0397	0,0403	0,0408	0,016	0,019	0,0146	
31	32	0,0766	0,0766	0,0766	0	0	0	
34	15	0,0255	0,0255	0,0255	0	0	0	
35	36	0,1327	0,1311	0,1311	0,0474	0	0	
35	40	0,051	0,0496	0,0504	0,0238	0,0182	0,0201	
36	37	0,0766	0,0766	0,0766	0	0	0	
36	38	0,0638	0,0638	0,0638	0	0	0	
38	39	0,0829	0,0829	0,0829	0	0	0	
40	41	0,0829	0,0829	0,0829	0	0	0	
40	42	0,051	0,0496	0,0504	0,0238	0,0182	0,0201	
42	43	0,1276	0,1276	0,1276	0	0	0	
42	44	0,0408	0,0397	0,0403	0,019	0,0146	0,016	

TABELA B.2 – Reatâncias das linhas em Ohms

(continua)

Linha		Fase						RT/TD
De	Para	A	B	C	AB	AC	BC	
44	45	0,051	0,051	0,051	0	0	0	
44	47	0,0174	0,0174	0,0174	0	0	0	TD
45	46	0,0766	0,0766	0,0766	0	0	0	
47	48	0,0303	0,0298	0,0306	0,012	0,0109	0,0143	
47	49	0,0504	0,0496	0,051	0,0201	0,0182	0,0238	
49	50	0,0504	0,0496	0,051	0,0201	0,0182	0,0238	
50	51	0,0504	0,0496	0,051	0,0201	0,0182	0,0238	
52	53	0,0408	0,0397	0,0403	0,019	0,0146	0,016	
53	54	0,0255	0,0248	0,0252	0,0119	0,0091	0,01	
54	55	0,0561	0,0546	0,0555	0,0261	0,02	0,0221	
54	57	0,0706	0,0715	0,0695	0,0255	0,0281	0,0333	
55	56	0,0561	0,0546	0,0555	0,0261	0,02	0,0221	
57	58	0,0638	0,0638	0,0638	0	0	0	
57	60	0,1513	0,1531	0,1489	0,0547	0,0602	0,0713	
58	59	0,0638	0,0638	0,0638	0	0	0	
60	61	0,1092	0,1123	0,1109	0,0523	0,0441	0,0401	
60	62	0,0356	0,0339	0,0356	0,0131	0,0102	0,0131	
62	63	0,0249	0,0237	0,0249	0,0092	0,0071	0,0092	
63	64	0,0499	0,0475	0,0499	0,0184	0,0143	0,0184	
64	65	0,0605	0,0576	0,0605	0,0223	0,0174	0,0223	
65	66	0,0463	0,0441	0,0463	0,0171	0,0133	0,0171	
67	68	0,051	0,051	0,051	0	0	0	
67	72	0,0555	0,0561	0,0546	0,02	0,0221	0,0261	
67	97	0,0504	0,051	0,0496	0,0182	0,0201	0,0238	
68	69	0,0702	0,0702	0,0702	0	0	0	
69	70	0,0829	0,0829	0,0829	0	0	0	
70	71	0,0702	0,0702	0,0702	0	0	0	
72	73	0,0702	0,0702	0,0702	0	0	0	
72	76	0,0403	0,0408	0,0397	0,0146	0,016	0,019	
73	74	0,0893	0,0893	0,0893	0	0	0	
74	75	0,1021	0,1021	0,1021	0	0	0	
76	77	0,0817	0,0807	0,0794	0,0292	0,038	0,0321	
76	86	0,1412	0,1429	0,139	0,051	0,0562	0,0665	
77	78	0,0204	0,0202	0,0199	0,0073	0,0095	0,008	
78	79	0,0459	0,0454	0,0447	0,0164	0,0214	0,0181	
78	80	0,097	0,0958	0,0943	0,0346	0,0451	0,0381	
80	81	0,097	0,0958	0,0943	0,0346	0,0451	0,0381	
81	82	0,051	0,0504	0,0496	0,0182	0,0238	0,0201	

TABELA B.2 – Reatâncias das linhas em Ohms

(continua)

Linha		Fase						RT/TD
De	Para	A	B	C	AB	AC	BC	
81	84	0,1723	0,1723	0,1723	0	0	0	
82	83	0,051	0,0504	0,0496	0,0182	0,0238	0,0201	
84	85	0,1212	0,1212	0,1212	0	0	0	
86	87	0,0919	0,0908	0,0893	0,0328	0,0428	0,0361	
87	88	0,0447	0,0447	0,0447	0	0	0	
87	89	0,0561	0,0555	0,0546	0,02	0,0261	0,0221	
89	90	0,0574	0,0574	0,0574	0	0	0	
89	91	0,0236	0,0236	0,0236	0	0	0	TD
91	92	0,0766	0,0766	0,0766	0	0	0	
91	93	0,0549	0,0454	0,0447	0,0164	0,0214	0,0181	
93	94	0,0702	0,0702	0,0702	0	0	0	
93	95	0,0613	0,0605	0,0596	0,0219	0,0285	0,0241	
95	96	0,051	0,051	0,051	0	0	0	
97	98	0,0555	0,0561	0,0546	0,02	0,0221	0,0261	
98	99	0,1109	0,1123	0,1092	0,0401	0,0441	0,0523	
99	100	0,0605	0,0613	0,0596	0,0219	0,0241	0,0285	
100	122	0,1614	0,1633	0,1588	0,0583	0,0642	0,076	
101	102	0,0574	0,0574	0,0574	0	0	0	
101	105	0,0555	0,0561	0,0546	0,02	0,0221	0,0261	
102	103	0,0829	0,0829	0,0829	0	0	0	
103	104	0,1786	0,1786	0,1786	0	0	0	
105	106	0,0574	0,0574	0,0574	0	0	0	
105	108	0,0656	0,0664	0,0645	0,0237	0,0261	0,0309	
106	107	0,1467	0,1467	0,1467	0	0	0	
108	109	0,1148	0,1148	0,1148	0	0	0	
108	121	0,2017	0,2042	0,1985	0,0729	0,0802	0,095	
109	110	0,0766	0,0766	0,0766	0	0	0	
110	111	0,1467	0,1467	0,1467	0	0	0	
110	112	0,0319	0,0319	0,0319	0	0	0	
112	113	0,134	0,134	0,134	0	0	0	
113	114	0,0829	0,0829	0,0829	0	0	0	
115	35	0,0756	0,0744	0,0766	0,0301	0,0273	0,0356	
116	1	0,0817	0,0794	0,0807	0,038	0,0292	0,0321	
118	52	0,0817	0,0794	0,0807	0,038	0,0292	0,0321	
119	131	0,0357	0,0353	0,0155	0,0128	0,0166	0,014	
131	132	0,013	0,026	0,014	0	0	0	RT
132	67	0,0357	0,0353	0,0155	0,0128	0,0166	0,014	
120	101	0,0504	0,051	0,0496	0,0182	0,0201	0,0238	

TABELA B.3 – Cargas, potências injetadas e bancos capacitores nas barras

(continua)

Barra	Pda (kW)	Pdb (kW)	Pdc (kW)	Qda (kvar)	Qdb (kvar)	Qdc (kvar)	PG máx (P.U.)	QG máx (P.U.)	SG máx (P.U.)	BC máx (kvar)
22	0	20	0	0	10	0	0	0	0	0
23	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
24	0	0	20	0	0	10	0	0	0	0
25	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
26	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
27	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
28	30	0	0	15	0	0	0	0	0	0
29	30	0	0	15	0	0	0	0	0	0
30	0	0	20	0	0	10	0	0	0	0
31	0	0	20	0	0	10	0	0	0	0
32	0	0	20	0	0	10	0	0	0	0
33	30	0	0	15	0	0	0	0	0	0
34	0	0	40	0	0	20	0	0	0	0
35	30	0	0	15	0	0	0	0	0	0
36	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
37	30	0	0	15	0	0	0	0	0	0
38	0	20	0	0	10	0	0	0	0	0
39	0	20	0	0	10	0	0	0	0	0
40	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
41	0	0	20	0	0	10	0	0	0	0
42	20	0	0	10	0	0	0	0	0	0
43	0	20	0	0	10	0	0	0	0	0
44	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
45	20	0	0	10	0	0	0	0	0	0
46	20	0	0	10	0	0	0	0	0	0
47	75	75	75	45	45	45	0,026924	0	1	0
48	90	90	90	60	60	60	0,026924	0	1	0
49	75	90	75	45	60	45	0,026924	0	1	0
50	80	80	80	40	40	40	0,026924	0	1	0
51	70	80	70	35	40	35	0,026924	0	1	0
52	40	0	0	20	0	0	0	0	0	0
53	40	0	0	20	0	0	0	0	0	0
54	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
55	20	0	0	10	0	0	0	0	0	0
56	0	20	0	0	10	0	0	0	0	0
57	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
58	0	20	0	0	10	0	0	0	0	0
59	0	20	0	0	10	0	0	0	0	0

ANEXO 3 – SISTEMA IEEE 34 BARRAS ALTERADO

As TABELAS C.1 e C.2 mostra as linhas e suas respectivas resistências e reatâncias, respectivamente:

TABELA C.1 – Resistência das linhas em ohms

(continua)

Linha		Fase						RT/TD A
De	Para	A	De	Para	A	De	Para	
1	2	0,6553	0,6489	0,6517	0,1029	0,1044	0,1013	
2	3	0,4394	0,4351	0,437	0,0691	0,07	0,0679	
3	4	8,1862	8,1066	8,1408	1,2866	1,3043	1,2652	
4	5	3,0872	3,0872	3,0872	0	0	0	
4	6	9,5247	9,4321	9,472	1,497	1,5176	1,472	
6	7	7,5512	7,4777	7,5094	1,1868	1,2032	1,167	
7	8	0,0018	0,0018	0,0018	0,0002	0,0002	0,0005	
8	9	0,027	0,027	0,027	0	0	0	RT
9	10	0,0018	0,0018	0,0018	0,0002	0,0002	0,0005	
11	12	0,9096	0,9096	0,9096	0	0	0	
11	15	3,744	3,7163	3,7283	0,4514	0,4576	0,4438	
12	13	25,611	25,611	25,611	0	0	0	
13	14	7,3084	7,3084	7,3084	0	0	0	
15	16	1,6117	1,6117	1,6117	0	0	0	
15	17	0,308	0,3058	0,3067	0,0371	0,0376	0,0365	
17	18	7,4953	7,4398	7,4639	0,9037	0,9161	0,8886	
18	19	0,1907	0,1893	0,1899	0,023	0,0233	0,0226	
24	27	1,7968	1,7835	1,7893	0,2166	0,2196	0,213	
24	25	0,0182	0,0182	0,0182	0	0	0	TD
29	34	0,7407	0,7352	0,7376	0,0893	0,0905	0,0878	
29	30	0,1027	0,1019	0,1022	0,0124	0,0126	0,0122	
35	36	0,3154	0,313	0,314	0,038	0,0385	0,0378	
35	37	0,1027	0,1019	0,1022	0,0124	0,0126	0,0122	
30	31	0,495	0,4914	0,493	0,0597	0,0605	0,0587	
31	32	1,3348	1,3249	1,3292	0,1609	0,1632	0,1582	
32	33	0,1944	0,1929	0,1935	0,0234	0,0238	0,023	
10	11	0,1137	0,1128	0,1132	0,0137	0,0139	0,0135	
21	22	0,0018	0,0018	0,0018	0,0002	0,0002	0,0002	
22	23	0,025	0,025	0,025	0	0	0	RT
23	24	0,0018	0,0018	0,0018	0,0002	0,0002	0,0002	
19	20	12,409	12,409	12,409	0	0	0	

TABELA C.1 – Resistência das linhas em ohms

(conclusão)

Linha		Fase						RT/TD
De	Para	A	B	C	AB	AC	BC	
19	21	13,506	13,405	13,449	1,6284	1,6508	1,6011	
27	28	0,8617	0,8617	0,8617	0	0	0	
27	29	2,1379	2,122	2,1289	0,2578	0,2613	0,2534	
34	35	0,9828	0,9755	0,9786	0,1185	0,1201	0,1165	
37	38	1,7745	1,7745	1,7745	0	0	0	
25	26	2,6822	2,6561	2,6673	0,4215	0,4274	0,4145	

TABELA C.2 – Reatâncias das linhas em Ohms

(continua)

Linha		Fase						RT/TD
De	Para	A	B	C	AB	AC	BC	
1	2	0,6541	0,6651	0,6603	0,2833	0,2458	0,225	
2	3	0,4386	0,446	0,4428	0,19	0,1648	0,1509	
3	4	8,1709	8,3092	8,2492	3,5389	3,071	2,8114	
4	5	1,6381	1,6381	1,6381	0	0	0	
4	6	9,5069	9,6679	9,5981	4,1175	3,5732	3,2711	
6	7	7,5371	7,6647	7,6094	3,2644	2,8328	2,5933	
7	8	0,0013	0,0014	0,0013	0,0006	0,0005	0,0005	
8	9	0,016	0,016	0,016	0	0	0	RT
9	10	0,0013	0,0014	0,0013	0,0006	0,0005	0,0005	
11	12	0,4826	0,4826	0,4826	0	0	0	
11	15	2,7382	2,7704	2,7564	1,2497	1,104	1,0161	
12	13	13,59	13,59	13,59	0	0	0	
13	14	3,878	3,878	3,878	0	0	0	
15	16	0,8552	0,8552	0,8552	0	0	0	
15	17	0,2253	0,2279	0,2268	0,1028	0,0908	0,0836	
17	18	5,4817	5,5462	5,5182	2,5018	2,2102	2,0342	
18	19	0,1395	0,1411	0,1404	0,0636	0,0562	0,0517	
24	27	1,3141	1,3296	1,3229	0,5998	0,5298	0,4877	
24	25	0,0392	0,0392	0,0392	0	0	0	TD
29	34	0,5417	0,5481	0,5453	0,2472	0,2184	0,201	
29	30	0,0751	0,076	0,0756	0,0343	0,0303	0,0279	
35	36	0,2306	0,2333	0,2322	0,1053	0,093	0,0856	
35	37	0,0751	0,076	0,076	0,0343	0,0303	0,0279	
30	31	0,362	0,3663	0,3645	0,1652	0,146	0,1344	
31	32	0,9762	0,9877	0,9827	0,4455	0,3936	0,3623	
32	33	0,1421	0,1438	0,1431	0,0649	0,0573	0,0527	
10	11	0,0831	0,0841	0,0837	0,0379	0,0335	0,0308	

TABELA C.2 – Reatâncias das linhas em Ohms

(conclusão)

Linha		Fase						RT/TD
De	Para	A	B	C	AB	AC	BC	
21	22	0,0013	0,0014	0,0013	0,0006	0,0005	0,0005	
22	23	0,015	0,015	0,015	0	0	0	RT
23	24	0,0013	0,0014	0,0013	0,0006	0,0005	0,0005	
19	20	6,5848	6,5848	6,5848	0	0	0	
19	21	9,8773	9,9934	9,943	4,5079	3,9824	3,6654	
27	28	0,4572	0,4572	0,4572	0	0	0	
27	29	1,5635	1,5819	1,5739	0,7136	0,6304	0,5802	
34	35	0,7187	0,7272	0,7235	0,328	0,2898	0,2667	
37	38	1,3123	1,3123	1,3123	0	0	0	
25	26	2,6771	2,7225	2,7028	1,1595	1,0062	0,9211	

A TABELA C.3 apresenta os valores das cargas, geração fotovoltaica (valores máximos) e bancos capacitores (valores máximos)

TABELA C.3 – Cargas, potências injetadas e bancos capacitores nas barras

(continua)

Barra	Pda (kW)	Pdb (kW)	Pdc (kW)	Qda (kvar)	Qdb (kvar)	Qdc (kvar)	PG máx (P.U.)	QG máx (P.U.)	SG máx (P.U.)	BC máx (kvar)
1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	0	15	12,5	0	7,5	7	0	0	0	0
3	0	15	12,5	0	7,5	7	0	0	0	0
4	0	8	0	0	4	0	0	0	0	0
5	0	8	0	0	4	0	0	0	0	0
6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	17	2,5	0	0	1	0	0	0	0	0
12	84,5	0	0	8,5	0	0	0	0	0	0
13	67,5	0	0	43,5	0	0	0	0	0	0
14	0	0	0	35	0	0	0	0	0	0
15	0	22,5	2	0	11	1	0	0	0	0
16	3,5	20	0	0	10	0	0	0	0	0
17	13,5	0	2	1,5	0	1	0	0	0	0
18	0	10	10	6,5	5	5	0	0	0	0
19	0	2	0	0	1	0	0	0	0	0

TABELA C.3 – Cargas, potências injetadas e bancos capacitores nas barras

(conclusão)

Barra	Pda (kW)	Pdb (kW)	Pdc (kW)	Qda (kvar)	Qdb (kvar)	Qdc (kvar)	PG máx (P.U.)	QG máx (P.U.)	SG máx (P.U.)	BC máx (kvar)
20	0	2	0	0	1	0	0	0	0	0
21	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23	3,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0
24	0	1	3	1,5	0,5	1,5	0	0	0	0
25	150	0	0	0	0	0	0	0	0	0
26	6,5	150	150	75	75	75	0	0	0	0
27	0,5	8,5	9,5	3	4,5	5	0	0	0	0
28	10	0	0	0,5	0	0	0	0	0	0
29	4,5	17,5	61,5	5	9	31	0	0	0	0
30	139,5	0	0	2,5	0	0	0	0	0	0
31	0	147,5	145	107,5	111	110,5	0	0	0	0
32	20	24	10	0	11,5	5,5	0	0	0	0
33	43	31,5	20	16	21,5	16	0	0	0	0
34	24	35	96	27,5	24	54,5	0	0	0	0
35	18	16	21	12	8,5	11	0	0	0	275
36	0	20	9	11,5	12,5	7	0	0	0	0
37	0	14	0	0	7	0	0	0	0	0
38	0	14	0	0	7	0	0	0	0	0