



## IMPACTOS DO TIPO DE CONTROLE DOS INVERSORES DA MICROGERAÇÃO FOTOVOLTAICA NA REDE DE DISTRIBUIÇÃO

Bruno Canesso Gonçalves

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica, COPPE, da Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Orientador: Djalma Mosqueira Falcão

Rio de Janeiro

Julho de 2018

IMPACTOS DO TIPO DE CONTROLE DOS INVERSORES DA MICROGERAÇÃO  
FOTOVOLTAICA NA REDE DE DISTRIBUIÇÃO

Bruno Canesso Gonçalves

DISSERTAÇÃO SUBMETIDA AO CORPO DOCENTE DO INSTITUTO ALBERTO  
LUIZ COIMBRA DE PÓS-GRADUAÇÃO E PESQUISA DE ENGENHARIA  
(COPPE) DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE  
DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE  
EM CIÊNCIAS EM ENGENHARIA ELÉTRICA.

Examinada por:



Prof. Djalma Mosqueira Falcão, Ph.D.



Prof. Tatiana Mariano Lessa de Assis, D.Sc.



Prof. Julio Cesar Stacchini de Souza, D.Sc.

RIO DE JANEIRO, RJ – BRASIL

JULHO DE 2018

Gonçalves, Bruno Canesso

Impactos do tipo de controle dos inversores da microgeração fotovoltaica na rede de distribuição / Bruno Canesso Gonçalves. – Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE, 2018.

XIV, 151 p. il.; 29,7 cm

Orientadores: Djalma Mosqueira Falcão

Dissertação (Mestrado) – UFRJ/ COPPE/ Programa de Engenharia Elétrica, 2018.

Referências Bibliográficas: p. 141-151.

1. Controle de inversores de frequência. 2. Microgeração fotovoltaica. 3. Rede de distribuição. 4. Análise estática e dinâmica. I. Falcão, Djalma Mosqueira. II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE, Programa de Engenharia Elétrica. III. Título.

# AGRADECIMENTOS

Aos meus pais, Lumen e Marilaine, pelo exemplo de dedicação e perseverança. Pelo apoio incondicional, compreensão, carinho em todas as fases da minha vida. Ao meu irmão, Vitor, um amigo e companheiro de todas as horas.

À minha namorada, Patrícia, pelos anos de amor, amizade e companheirismo que dividimos.

Aos meus orientadores, professores Djalma e Glauco, pela excelente orientação durante este trabalho, pelos ensinamentos e experiências compartilhados e pelas oportunidades apresentadas.

Aos amigos de longa data e aos novos amigos do mestrado e do LASPOT, pela amizade e apoio em diversos momentos.

Ao Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico, CNPq, pelo suporte financeiro.

Resumo da Dissertação apresentada à COPPE/UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Mestre em Ciências (M.Sc.)

## IMPACTOS DO TIPO DE CONTROLE DOS INVERSORES DA MICROGERAÇÃO FOTVOLTAICA NA REDE DE DISTRIBUIÇÃO

Bruno Canesso Gonçalves

Julho/2018

Orientador: Djalma Mosqueira Falcão

Programa: Engenharia Elétrica

Atualmente, a maioria das distribuidoras de energia pelo mundo permitem que os inversores de frequência conectados à rede trabalhem com fator de potência unitário. Entretanto, com o aumento da presença de geração distribuída (GD), deu-se início a discussões sobre o papel desta na operação do sistema, a partir de diferentes tipos de controle nos inversores de frequência. Com base nestas novas atribuições ao equipamento, este trabalho tem como objetivo a avaliação do impacto em redes de distribuição dos controles dos inversores fotovoltaicos, através do monitoramento de certos índices de desempenho, como níveis de tensão, carregamento de transformadores e perdas ativas. São considerados quatro tipos de controle, analisados em diferentes níveis de penetração. O software SIMULIGHT é empregado para realização dos estudos estáticos e dinâmicos no sistema IEEE 34 barras modificado, em que são consideradas curvas típicas de demanda e geração fotovoltaica a céu aberto.

Abstract of Dissertation presented to COPPE/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Master of Science (M.Sc.)

IMPACTS OF THE TYPES OF CONTROL OF MICROGENERATION  
PHOTOVOLTAIC INVERTERS ON DISTRIBUTION POWER NETWORK

Bruno Canesso Gonçalves

July/2018

Advisor: Djalma Mosqueira Falcão

Department: Electrical Engineering

Currently, the vast major of utility distribution companies around the globe require frequency inverters connected to the power grid to operate with unit power factor. However, due to the increase in presence of distributed generation (DG), it's been discussed the role of DGs in the daily operation of the grid, using different types of control of the frequency inverters. Based on these new assignments to this equipment, this work has as subject the evaluation of the impacts of different types of control of microgeneration photovoltaic frequency inverters on distribution power networks, by monitoring certain performance indices, such as voltage levels, transformers loading and active power losses. Four types of control are considered, all analyzed at different levels of photovoltaic penetration. The software SIMULIGHT is used to perform the static and dynamic studies using the modified IEEE 34 bus feeder, by applying typical load and photovoltaic curves whereas clear sky.

# SUMÁRIO

<b>LISTA DE FIGURAS.....</b>	<b>X</b>
<b>LISTA DE TABELAS.....</b>	<b>XIV</b>
<b>CAPÍTULO 1 INTRODUÇÃO .....</b>	<b>1</b>
1.1    MOTIVAÇÃO .....	1
1.2    OBJETIVO.....	2
1.3    REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....	2
1.4    ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO.....	3
<b>CAPÍTULO 2 GERAÇÃO FOTOVOLTAICA.....</b>	<b>5</b>
2.1    INTRODUÇÃO.....	5
2.2    LEGISLAÇÃO.....	7
2.3    PRINCÍPIOS DE FUNCIONAMENTO.....	9
2.3.1    Comportamento da Geração Fotovoltaica .....	10
2.3.2    Controles Típicos do Inversor .....	15
2.4    INVERSOR INTELIGENTE.....	16
2.4.1    Controle de Tensão Local.....	17
2.4.2    Geração Desbalanceada.....	18
2.5    MODELO DE GERADOR FOTOVOLTAICO .....	18
2.5.1    Análise Estática .....	19
2.5.2    Análise Dinâmica .....	19
<b>CAPÍTULO 3 SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO.....</b>	<b>24</b>
3.1    INTRODUÇÃO.....	24
3.2    CARACTERÍSTICAS GERAIS DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO.....	24
3.3    CONTROLE DE TENSÃO .....	26
3.3.1    Bancos de Capacitores.....	27
3.3.2    Transformadores com Trocadores de Tape .....	27
3.4    INDICADORES DE DESEMPENHO.....	28
3.4.1    Tensão em Regime Permanente .....	29
3.4.2    Fator de Potência .....	29
3.4.3    Variação de Tensão de Curta Duração .....	30
3.4.4    Carregamento de Transformadores .....	31
3.4.5    Comutação de Tapes no OLTC .....	31
3.4.6    Perdas .....	32
3.4.7    Outros Indicadores .....	33

3.5	IMPACTOS DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA .....	36
3.5.1	Regulação de Tensão.....	36
3.5.2	Inversão de Fluxo: Carregamento e Coordenação de Tensão.....	38
3.5.3	Sistema de Proteção .....	39
3.5.4	Ilhamento Não Intencional .....	40
<b>CAPÍTULO 4 METODOLOGIA DE SIMULAÇÃO .....</b>		<b>41</b>
4.1	INTRODUÇÃO.....	41
4.2	AMBIENTE DE SIMULAÇÃO .....	42
4.2.1	Análise Estática .....	43
4.2.2	Análise Dinâmica .....	45
4.3	ÍNDICES DE DESEMPENHO AVALIADOS.....	46
4.3.1	Nível de Tensão.....	46
4.3.2	Carregamento de Transformadores .....	46
4.3.3	Mudanças de Posição de Tape.....	47
4.3.4	Geração do Sistema .....	48
4.3.5	Perdas .....	48
<b>CAPÍTULO 5 MODELAGEM DO SISTEMA TESTE.....</b>		<b>49</b>
5.1	SISTEMA TESTE .....	49
5.2	MODELAGEM DAS CARGAS .....	53
5.3	MODELAGEM DA GERAÇÃO FOTOVOLTAICA.....	55
5.4	MODELAGEM DOS TRANSFORMADORES COM TROCADORES DE TAPE .....	59
5.5	DESCRIÇÃO DOS CASOS .....	60
<b>CAPÍTULO 6 RESULTADOS .....</b>		<b>63</b>
6.1	ANÁLISE ESTÁTICA .....	63
6.1.1	Sem Geração Fotovoltaica – Caso Base.....	63
6.1.2	Nível de Penetração: 5% .....	67
6.1.3	Nível de Penetração: 25% .....	79
6.1.4	Nível de Penetração: 50% .....	90
6.1.5	Resumo Comparativo .....	102
6.2	ANÁLISE DINÂMICA DE 240 SEGUNDOS.....	102
6.2.1	Nível de Penetração: 5% .....	103
6.2.2	Nível de Penetração: 25% .....	105
6.2.3	Nível de Penetração: 50% .....	112
6.2.4	Resumo Comparativo .....	118
6.3	ANÁLISE DINÂMICA DE 24 HORAS.....	119
6.3.1	Sem Geração Fotovoltaica – Caso Base.....	119
6.3.2	Nível de Penetração: 50% .....	122



6.3.3	Resumo Comparativo .....	135
<b>CAPÍTULO 7 CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS.....</b>		<b>137</b>
7.1	CONCLUSÕES.....	137
7.2	TRABALHOS FUTUROS.....	140
<b>REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....</b>		<b>141</b>

# LISTA DE FIGURAS

FIGURA 1 – PROJEÇÃO DE POTÊNCIA INSTALADA – ADAPTADO DE [13] .....	6
FIGURA 2 – ESQUEMA DE SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO À REDE .....	9
FIGURA 3 – CURVA CARACTERÍSTICA $IxV$ GENÉRICA DE PAINEL FOTOVOLTAICO .....	11
FIGURA 4 – CURVA CARACTERÍSTICA $IxV$ – EFEITO DA IRRADIÂNCIA SOLAR .....	12
FIGURA 5 – CURVA CARACTERÍSTICA $IxV$ – EFEITO DA TEMPERATURA AMBIENTE.....	12
FIGURA 6 – CURVA CARACTERÍSTICA DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA DIÁRIA .....	13
FIGURA 7 – CURVA DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA DIÁRIA – EFEITO DE SOMBREAMENTO.....	14
FIGURA 8 – VARIABILIDADE DA GERAÇÃO FOTOVOLTAICA – ADAPTADO DE [33].....	14
FIGURA 9 – CONTROLE VOLT/VAR.....	17
FIGURA 10 – DIAGRAMA DE BLOCOS DO MODELO PVD1. ADAPTADO DE [57].....	20
FIGURA 11 – <i>DROOP</i> DE POTÊNCIA REATIVA APÓS O SOMADOR COM $Q_{REF}$ .....	22
FIGURA 12 – MODELO CONVENCIONAL DE SISTEMA ELÉTRICO DE POTÊNCIA .....	24
FIGURA 13 – EXEMPLO DE REDE DE DISTRIBUIÇÃO. ADAPTADO DE [64].....	25
FIGURA 14 – REGULAÇÃO DE TENSÃO – FUNÇÃO DE PROTEÇÃO ANSI 90.....	28
FIGURA 15 – ELEVACÃO DE TENSÃO COM GD. ADAPTADO DE [78].....	37
FIGURA 16 – TELA DO PROGRAMA SIMULIGHT .....	43
FIGURA 17 – FLUXOGRAMA DO FLUXO DE POTÊNCIA SEQUENCIAL .....	44
FIGURA 18 – SISTEMA IEEE 34 BARRAS [93].....	49
FIGURA 19 – CARGAS MODELADAS EM BAIXA TENSÃO.....	53
FIGURA 20 – CURVAS DE CARGA NORMALIZADAS.....	54
FIGURA 21 – CURVA DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA DIÁRIA NORMALIZADA.....	55
FIGURA 22 – CURVA DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA – FP 1 .....	57
FIGURA 23 – CURVA DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA – FP 0,95 CAPACITIVO .....	58
FIGURA 24 – CURVA DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA – FP 0,95 INDUTIVO .....	58
FIGURA 25 – CURVA DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA – INVERSOR INTELIGENTE.....	59
FIGURA 26 – MODELO DE TRANSFORMADOR COM TROCADOR DE TAPE .....	60
FIGURA 27 – CURVA DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA – SOMBREAMENTO DE CURTA DURAÇÃO .....	62
FIGURA 28 – ANÁLISE ESTÁTICA – CASO BASE – MÉDIA TENSÃO .....	64
FIGURA 29 – ANÁLISE ESTÁTICA – CASO BASE – BAIXA TENSÃO .....	64
FIGURA 30 – ANÁLISE ESTÁTICA – CASO BASE – GERAÇÃO DO SISTEMA E CARGAS.....	65
FIGURA 31 – ANÁLISE ESTÁTICA – CASO BASE – CARREGAMENTO DOS OLTCs.....	66
FIGURA 32 – ANÁLISE ESTÁTICA – CASO BASE – TAPES DOS OLTCs.....	67
FIGURA 33 – ANÁLISE ESTÁTICA – 5% FP1 – MÉDIA TENSÃO.....	68
FIGURA 34 – ANÁLISE ESTÁTICA – 5% FP1 – BAIXA TENSÃO .....	68
FIGURA 35 – ANÁLISE ESTÁTICA – 5% FP1 – GERAÇÃO DO SISTEMA, GD E CARGAS .....	69
FIGURA 36 – ANÁLISE ESTÁTICA – 5% FP1 – CARREGAMENTO DOS OLTCs.....	69
FIGURA 37 – ANÁLISE ESTÁTICA – 5% FP CAPACITIVO – MÉDIA TENSÃO .....	70
FIGURA 38 – ANÁLISE ESTÁTICA – 5% FP CAPACITIVO – BAIXA TENSÃO.....	71

FIGURA 39 – ANÁLISE ESTÁTICA – 5% FP CAPACITIVO – GERAÇÃO DO SISTEMA, GD E CARGAS.....	71
FIGURA 40 – ANÁLISE ESTÁTICA – 5% FP CAPACITIVO – CARREGAMENTO DOS OLTCS .....	72
FIGURA 41 – ANÁLISE ESTÁTICA – 5% FP INDUTIVO– MÉDIA TENSÃO .....	73
FIGURA 42 – ANÁLISE ESTÁTICA – 5% FP INDUTIVO– BAIXA TENSÃO .....	73
FIGURA 43 – ANÁLISE ESTÁTICA – 5% FP INDUTIVO– GERAÇÃO DO SISTEMA, GD E CARGAS.....	74
FIGURA 44 – ANÁLISE ESTÁTICA – 5% FP INDUTIVO – CARREGAMENTO DOS OLTCS .....	75
FIGURA 45 – ANÁLISE ESTÁTICA – 5% INVERSOR INTELIGENTE – MÉDIA TENSÃO .....	76
FIGURA 46 – ANÁLISE ESTÁTICA – 5% INVERSOR INTELIGENTE – BAIXA TENSÃO .....	77
FIGURA 47 – ANÁLISE ESTÁTICA – 5% INVERSOR INTELIGENTE – GERAÇÃO DO SISTEMA, GD E CARGAS..	77
FIGURA 48 – ANÁLISE ESTÁTICA – 5% INVERSOR INTELIGENTE – CARREGAMENTO DOS OLTCS .....	78
FIGURA 49 – ANÁLISE ESTÁTICA – 25% FP1 – MÉDIA TENSÃO .....	79
FIGURA 50 – ANÁLISE ESTÁTICA – 25% FP1 – BAIXA TENSÃO .....	80
FIGURA 51 – ANÁLISE ESTÁTICA – 25% FP1 – GERAÇÃO DO SISTEMA, GD E CARGAS .....	80
FIGURA 52 – ANÁLISE ESTÁTICA – 25% FP1 – CARREGAMENTO DOS OLTCS.....	81
FIGURA 53 – ANÁLISE ESTÁTICA – 25% FP CAPACITIVO – MÉDIA TENSÃO .....	82
FIGURA 54 – ANÁLISE ESTÁTICA – 25% FP CAPACITIVO – BAIXA TENSÃO .....	82
FIGURA 55 – ANÁLISE ESTÁTICA – 25% FP CAPACITIVO – GERAÇÃO DO SISTEMA, GD E CARGAS.....	83
FIGURA 56 – ANÁLISE ESTÁTICA – 25% FP CAPACITIVO – CARREGAMENTO DOS OLTCS .....	84
FIGURA 57 – ANÁLISE ESTÁTICA – 25% FP INDUTIVO – MÉDIA TENSÃO .....	85
FIGURA 58 – ANÁLISE ESTÁTICA – 25% FP INDUTIVO – BAIXA TENSÃO.....	85
FIGURA 59 – ANÁLISE ESTÁTICA – 25% FP INDUTIVO – GERAÇÃO DO SISTEMA, GD E CARGAS.....	86
FIGURA 60 – ANÁLISE ESTÁTICA – 25% FP INDUTIVO – CARREGAMENTO DOS OLTCS .....	86
FIGURA 61 – ANÁLISE ESTÁTICA – 25% INVERSOR INTELIGENTE – MÉDIA TENSÃO .....	87
FIGURA 62 – ANÁLISE ESTÁTICA – 25% INVERSOR INTELIGENTE – BAIXA TENSÃO .....	88
FIGURA 63 – ANÁLISE ESTÁTICA – 25% INVERSOR INTELIGENTE – GERAÇÃO DO SISTEMA, GD E CARGAS	88
FIGURA 64 – ANÁLISE ESTÁTICA – 25% INVERSOR INTELIGENTE – CARREGAMENTO DOS OLTCS .....	89
FIGURA 65 – ANÁLISE ESTÁTICA – 50% FP1 – MÉDIA TENSÃO.....	91
FIGURA 66 – ANÁLISE ESTÁTICA – 50% FP1 – BAIXA TENSÃO .....	91
FIGURA 67 – ANÁLISE ESTÁTICA – 50% FP1 – GERAÇÃO DO SISTEMA, GD E CARGAS .....	92
FIGURA 68 – ANÁLISE ESTÁTICA – 50% FP1 – CARREGAMENTO DOS OLTCS.....	92
FIGURA 69 – ANÁLISE ESTÁTICA – 50% FP CAPACITIVO – MÉDIA TENSÃO .....	93
FIGURA 70 – ANÁLISE ESTÁTICA – 50% FP CAPACITIVO – BAIXA TENSÃO .....	94
FIGURA 71 – ANÁLISE ESTÁTICA – 50% FP CAPACITIVO – GERAÇÃO DO SISTEMA, GD E CARGAS.....	94
FIGURA 72 – ANÁLISE ESTÁTICA – 50% FP CAPACITIVO – CARREGAMENTO DOS OLTCS .....	95
FIGURA 73 – ANÁLISE ESTÁTICA – 50% FP INDUTIVO – MÉDIA TENSÃO .....	96
FIGURA 74 – ANÁLISE ESTÁTICA – 50% FP INDUTIVO – BAIXA TENSÃO.....	97
FIGURA 75 – ANÁLISE ESTÁTICA – 50% FP INDUTIVO – GERAÇÃO DO SISTEMA, GD E CARGAS.....	97
FIGURA 76 – ANÁLISE ESTÁTICA – 50% FP INDUTIVO – CARREGAMENTO DOS OLTCS .....	98
FIGURA 77 – ANÁLISE ESTÁTICA – 50% INVERSOR INTELIGENTE – MÉDIA TENSÃO .....	99
FIGURA 78 – ANÁLISE ESTÁTICA – 50% INVERSOR INTELIGENTE – BAIXA TENSÃO .....	100

FIGURA 79 – ANÁLISE ESTÁTICA – 50% INVERSOR INTELIGENTE – GERAÇÃO DO SISTEMA, GD E CARGAS .....	100
FIGURA 80 – ANÁLISE ESTÁTICA – 50% INVERSOR INTELIGENTE – CARREGAMENTO DOS OLTCs .....	101
FIGURA 81 – ANÁLISE DINÂMICA – 5% INVERSOR INTELIGENTE – TAPES DOS OLTCs .....	104
FIGURA 82 – ANÁLISE DINÂMICA – 5% INVERSOR INTELIGENTE – MÉDIA TENSÃO .....	105
FIGURA 83 – ANÁLISE DINÂMICA – 5% INVERSOR INTELIGENTE – BAIXA TENSÃO .....	105
FIGURA 84 – ANÁLISE DINÂMICA – 25% FP1 – TAPES DOS OLTCs.....	106
FIGURA 85 – ANÁLISE DINÂMICA – 25% FP1 – MÉDIA TENSÃO .....	107
FIGURA 86 – ANÁLISE DINÂMICA – 25% FP CAPACITIVO – TAPES DOS OLTCs .....	108
FIGURA 87 – ANÁLISE DINÂMICA – 25% FP CAPACITIVO – MÉDIA TENSÃO .....	109
FIGURA 88 – ANÁLISE DINÂMICA – 25% FP INDUTIVO – TAPES DOS OLTCs.....	110
FIGURA 89 – ANÁLISE DINÂMICA – 25% FP INDUTIVO – MÉDIA TENSÃO .....	110
FIGURA 90 – ANÁLISE DINÂMICA – 25% INVERSOR INTELIGENTE – TAPES DOS OLTCs .....	111
FIGURA 91 – ANÁLISE DINÂMICA – 25% INVERSOR INTELIGENTE – MÉDIA TENSÃO .....	112
FIGURA 92 – ANÁLISE DINÂMICA – 50% FP1 – TAPES DOS OLTCs.....	113
FIGURA 93 – ANÁLISE DINÂMICA – 50% FP1 – MÉDIA TENSÃO .....	113
FIGURA 94 – ANÁLISE DINÂMICA – 50% FP CAPACITIVO – TAPES DOS OLTCs .....	114
FIGURA 95 – ANÁLISE DINÂMICA – 50% FP CAPACITIVO – MÉDIA TENSÃO .....	115
FIGURA 96 – ANÁLISE DINÂMICA – 50% FP INDUTIVO – TAPES DOS OLTCs.....	116
FIGURA 97 – ANÁLISE DINÂMICA – 50% FP INDUTIVO – MÉDIA TENSÃO .....	116
FIGURA 98 – ANÁLISE DINÂMICA – 25% INVERSOR INTELIGENTE – TAPES DOS OLTCs .....	117
FIGURA 99 – ANÁLISE DINÂMICA – 25% INVERSOR INTELIGENTE – MÉDIA TENSÃO .....	118
FIGURA 100 – ANÁLISE DINÂMICA 24H – CASO BASE – MÉDIA TENSÃO.....	120
FIGURA 101 – ANÁLISE DINÂMICA 24H – CASO BASE – BAIXA TENSÃO .....	120
FIGURA 102 – ANÁLISE DINÂMICA 24H – CASO BASE – GERAÇÃO DO SISTEMA E CARGAS.....	121
FIGURA 103 – ANÁLISE DINÂMICA 24H – CASO BASE – CARREGAMENTO DOS OLTCs.....	121
FIGURA 104 – ANÁLISE DINÂMICA 24H – CASO BASE – TAPES DOS OLTCs.....	122
FIGURA 105 – ANÁLISE DINÂMICA 24H – 50% FP1 – MÉDIA TENSÃO.....	123
FIGURA 106 – ANÁLISE DINÂMICA 24H – 50% FP1 – BAIXA TENSÃO .....	124
FIGURA 107 – ANÁLISE DINÂMICA 24H – 50% FP1 – GERAÇÃO DO SISTEMA, GD E CARGAS .....	125
FIGURA 108 – ANÁLISE DINÂMICA 24H – 50% FP1 – CARREGAMENTO DOS OLTCs.....	125
FIGURA 109 – ANÁLISE DINÂMICA 24H – 50% FP CAPACITIVO – MÉDIA TENSÃO .....	126
FIGURA 110 – ANÁLISE DINÂMICA 24H – 50% FP CAPACITIVO – BAIXA TENSÃO.....	127
FIGURA 111 – ANÁLISE DINÂMICA 24H – 50% FP CAPACITIVO – GERAÇÃO DO SISTEMA, GD E CARGAS.....	128
FIGURA 112 – ANÁLISE DINÂMICA 24H – 50% FP CAPACITIVO – CARREGAMENTO DOS OLTCs .....	129
FIGURA 113 – ANÁLISE DINÂMICA 24H – 50% FP INDUTIVO – MÉDIA TENSÃO .....	130
FIGURA 114 – ANÁLISE DINÂMICA 24H – 50% FP INDUTIVO – BAIXA TENSÃO.....	130
FIGURA 115 – ANÁLISE DINÂMICA 24H – 50% FP INDUTIVO – GERAÇÃO DO SISTEMA, GD E CARGAS.....	131
FIGURA 116 – ANÁLISE DINÂMICA 24H – 50% FP INDUTIVO – CARREGAMENTO DOS OLTCs .....	132
FIGURA 117 – ANÁLISE DINÂMICA 24H – 50% INVERSOR INTELIGENTE – MÉDIA TENSÃO .....	133

FIGURA 118 – ANÁLISE DINÂMICA 24H – 50% INVERSOR INTELIGENTE – BAIXA TENSÃO .....	133
FIGURA 119 – ANÁLISE DINÂMICA 24H – 50% INVERSOR INTELIGENTE – GERAÇÃO DO SISTEMA, GD E CARGAS .....	134
FIGURA 120 – ANÁLISE DINÂMICA 24H – 50% INVERSOR INTELIGENTE – CARREGAMENTO DOS OLTCs	135

# LISTA DE TABELAS

TABELA 1 – PAÍSES LÍDERES EM GERAÇÃO FOTOVOLTAICA – ADAPTADO DE [14] .....	7
TABELA 2 – FAIXAS DE CLASSIFICAÇÃO DE TENSÕES – TN INFERIORES A 1 kV [34].....	29
TABELA 3 – FAIXAS DE CLASSIFICAÇÃO DE TENSÕES – TN SUPERIOR A 1 kV E INFERIOR A 69kV [34].....	29
TABELA 4 – CLASSIFICAÇÃO DAS VARIAÇÕES DE TENSÃO DE CURTA DURAÇÃO [34].....	31
TABELA 5 – DADOS DO TRANSFORMADOR .....	50
TABELA 6 – DADOS DOS BANCOS DE CAPACITORES.....	50
TABELA 7 – DADOS DOS REGULADORES DE TENSÃO .....	50
TABELA 8 – COMPRIMENTO E CONFIGURAÇÃO DOS RAMAIS .....	50
TABELA 9 – IMPEDÂNCIA DE ALIMENTADORES POR FASE – CONFIGURAÇÃO 300.....	51
TABELA 10 – IMPEDÂNCIA DE ALIMENTADORES POR FASE – CONFIGURAÇÃO 301.....	51
TABELA 11 – DADOS DAS CARGAS.....	51
TABELA 12 – DADOS DAS CARGAS MODELADAS EM BAIXA TENSÃO .....	53
TABELA 13 – DIVISÃO DE CARGAS COMERCIAIS E RESIDENCIAIS .....	54
TABELA 14 – DESCRIÇÃO DE CASOS .....	61
TABELA 15 – ANÁLISE ESTÁTICA – CASO BASE – RESULTADOS .....	66
TABELA 16 – ANÁLISE ESTÁTICA – 5% FP1 – RESULTADOS .....	70
TABELA 17 – ANÁLISE ESTÁTICA – 5% FP CAPACITIVO – RESULTADOS .....	72
TABELA 18 – ANÁLISE ESTÁTICA – 5% FP INDUTIVO – RESULTADOS .....	75
TABELA 19 – ANÁLISE ESTÁTICA – 5% INVERSOR INTELIGENTE – RESULTADOS .....	78
TABELA 20 – ANÁLISE ESTÁTICA – 25% FP1 – RESULTADOS.....	81
TABELA 21 – ANÁLISE ESTÁTICA – 25% FP CAPACITIVO – RESULTADOS .....	84
TABELA 22 – ANÁLISE ESTÁTICA – 25% FP INDUTIVO – RESULTADOS .....	87
TABELA 23 – ANÁLISE ESTÁTICA – 25% INVERSOR INTELIGENTE – RESULTADOS .....	89
TABELA 24 – ANÁLISE ESTÁTICA – 50% FP1 – RESULTADOS.....	93
TABELA 25 – ANÁLISE ESTÁTICA – 50% FP CAPACITIVO – RESULTADOS .....	95
TABELA 26 – ANÁLISE ESTÁTICA – 50% FP INDUTIVO – RESULTADOS .....	98
TABELA 27 – ANÁLISE ESTÁTICA – 50% INVERSOR INTELIGENTE – RESULTADOS .....	101
TABELA 28 – ANÁLISE ESTÁTICA – RESUMO .....	102
TABELA 29 – ANÁLISE DINÂMICA 24H – CASO BASE – RESULTADOS.....	122
TABELA 30 – ANÁLISE DINÂMICA 24H – 50% FP1 – RESULTADOS.....	126
TABELA 31 – ANÁLISE DINÂMICA 24H – 50% FP CAPACITIVO – RESULTADOS .....	129
TABELA 32 – ANÁLISE DINÂMICA 24H – 50% FP INDUTIVO – RESULTADOS .....	132
TABELA 33 – ANÁLISE DINÂMICA 24H – 50% INVERSOR INTELIGENTE – RESULTADOS .....	135
TABELA 34 – ANÁLISE DINÂMICA DE 24 HORAS – RESUMO .....	136
TABELA 35 – VARIAÇÃO DA GERAÇÃO DO SISTEMA.....	136

# CAPÍTULO 1

## INTRODUÇÃO

### 1.1 Motivação

A tendência de crescimento da presença de geração fotovoltaica distribuída no Brasil e no mundo é cada vez mais evidente. Seja por motivos financeiros ou por questões ambientais, esta fonte de energia é cada vez mais incentivada. A introdução de geração distribuída na rede é acompanhada de uma série de benefícios para o sistema elétrico, como postergação de investimentos na expansão do sistema, possibilidade de redução no carregamento e perdas na distribuição [1], dentre outros. Entretanto, o aumento do nível de penetração fotovoltaica também introduz novas complicações técnicas ao sistema de distribuição, uma vez que a rede não foi originalmente projetada para operação com este tipo de geração.

Atualmente, a maioria das distribuidoras de energia pelo mundo permitem que os inversores de frequência conectados à rede trabalhem com fator de potência unitário, e limitam a operação destes frente a perturbações. Entretanto, com o aumento da presença de geração distribuída, deu-se início a discussões sobre o papel desta na operação do sistema, a partir de diferentes tipos de controle nos inversores, incluindo a adoção de

equipamentos inteligentes. Os procedimentos brasileiros já inferem novas funções aos inversores, mas com foco nos eventos dinâmicos, como defeitos na rede e variações de frequência.

Além destes efeitos, é importante avaliar e compreender quais os efeitos destas novas alternativas de operação no regime permanente, buscando discutir os prós e contras de cada uma do ponto de vista da rede de distribuição.

## 1.2 Objetivo

O presente trabalho busca avaliar o impacto dos diferentes controles dos inversores de frequência presentes nos geradores fotovoltaicos em redes de distribuição. Para tal, foram considerados quatro tipos de controle, sendo três por fator de potência constante – unitário, capacitivo e indutivo – e um considerando a adoção de inversores inteligentes. Além da variação no tipo de controle, são considerados diferentes níveis de penetração fotovoltaica na rede. Em complementação à análise estática, frequentemente utilizada na literatura, são realizadas análises dinâmicas visando observar a resposta cronológica do sistema ao funcionamento da geração distribuída. Como resultados das análises, o trabalho também busca discutir o tipo de controle mais eficaz nos diferentes cenários simulados.

## 1.3 Revisão Bibliográfica

A avaliação da presença de geração fotovoltaica distribuída é assunto atual e recorrente na literatura. É apresentada a seguir breve revisão bibliográfica com trabalhos sobre o tema e de relevância para esta dissertação.

Em [2] é feita a análise do impacto da geração fotovoltaica distribuída em três níveis de penetração. O trabalho utiliza a análise estática para avaliação dos níveis de tensão e desequilíbrio entre fases em um alimentador teste. A modelagem do sistema não considera equipamentos de regulação de tensão ao longo da rede e, além disso, o gerador sempre opera com fator de potência unitário.

Em [3] faz-se uso do fluxo de potência com série temporal para avaliar os efeitos da inserção de geração distribuída na rede de distribuição. Apesar de considerar apenas um nível de penetração e fator de potência unitário, o trabalho debate uma gama extensa de efeitos técnicos e econômicos, como capacidade de hospedagem e emissão de carbono.



Em [4], análises similares são realizadas, porém, a discussão é realizada considerando maiores horizontes, o que evidencia os efeitos da geração distribuída ao longo do tempo.

Ao considerar o nível de penetração extremamente elevado (acima de 100% da carga), o trabalho [5] mostra a necessidade de reavaliar o algoritmo para solução do problema de fluxo de potência com série temporal. Neste algoritmo proposto são incorporadas as atuações de equipamentos de regulação de tensão, entretanto, ainda se limita a considerar o gerador operando com fator de potência unitário.

A capacidade de o gerador distribuído participar da regulação de tensão é discutida em [6]. Além de debater possíveis mudanças nas normas e procedimentos para melhor explorar esta funcionalidade, são mostrados diferentes tipos de controle de tensão e potência reativa presentes na literatura utilizando análise estática. Esta discussão é expandida em [7], onde os autores utilizam análise temporal de curta duração para avaliação de diferentes estratégias de controle e fazem alusão à *smart grid* e suas implicações no futuro das redes de distribuição.

Por fim, em [8] é discutida a implicação da alteração do esquema de controle da rede de um nível centralizado para distribuído. O trabalho demonstra, através de simulações estáticas, que a participação de equipamentos inteligentes, com capacidade de comunicação entre si e sistemas de controle locais, é capaz de melhorar o desempenho da rede quando a coordenação é feita de forma adequada.

## 1.4 Estrutura da Dissertação

Este trabalho está dividido em 7 capítulos. O Capítulo 2 apresenta, de maneira geral, o funcionamento de gerador fotovoltaico conectado à rede de distribuição, incluindo diferentes tipos de controle do inversor de frequência. Além dos aspectos técnicos, são abordadas a legislação brasileira e de outros países sobre a interação entre rede elétrica e geração fotovoltaica.

No Capítulo 3 são apresentados conceitos referentes à rede de distribuição, como princípios de operação atuais e efeitos da incorporação de geração fotovoltaica distribuída.

No Capítulo 4 é apresentada a metodologia utilizada nesta dissertação. Neste capítulo são abordados os tipos de análises realizadas, grandezas elétricas monitoradas e o software utilizado para as simulações.

O Capítulo 5 aborda a modelagem do sistema adotado para implementação da metodologia proposta. Neste capítulo são descritos os casos simulados e os índices de desempenho observados a cada simulação.

No Capítulo 6 são apresentados os resultados e conclusões parciais de cada um dos casos estudados.

No Capítulo 7 são apresentadas as conclusões acerca dos resultados obtidos e trabalhos futuros propostos.

# CAPÍTULO 2

## GERAÇÃO FOTOVOLTAICA

Neste capítulo são abordadas informações gerais sobre a geração fotovoltaica. Uma breve análise do cenário nacional e mundial da inserção de geração fotovoltaica é apresentada, focando no aumento da capacidade instalada e legislação que tange o tema explorado neste trabalho. É apresentado, em seguida, o funcionamento de um gerador fotovoltaico conectado à rede, incluindo comportamento típico da geração e diferentes tipos de controle do inversor de frequência. Por fim, são apresentados os modelos de geração fotovoltaica distribuída utilizados nos estudos estáticos e dinâmicos.

### 2.1 Introdução

Em resposta ao nível dos reservatórios das usinas hidrelétricas, que começaram a baixar no fim do primeiro semestre de 2012, a solução adotada pelo Brasil para manter o suprimento à crescente demanda por energia foi o acionamento de usinas termelétricas movidas a combustíveis fósseis. Além de efeitos negativos ao ambiente, a maior participação destas usinas resultou no aumento das tarifas de energia [9]. A falta d'água e alta nos preços deixou evidente a crescente necessidade da diversificação da matriz energética brasileira. Desde a instituição em 2002 do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA), vem se verificando um interesse crescente pelas fontes de energia alternativas, inclusive nos planos de expansão do sistema [10].

A energia solar fotovoltaica foi incluída pela primeira vez em um leilão de energia em 2014, e atraiu investimentos que foram utilizados na construção de 31 empreendimentos do tipo [11]. Atualmente, o Brasil possui mais de 1.800 centrais

geradoras de energia solar fotovoltaica, totalizando aproximadamente 1.195MW de potência fiscalizada [12].

Em relação à geração distribuída de energia, a ANEEL contabilizou em 2017 mais de 20.000 consumidores, entre residenciais e comerciais, com micro e minigeração, totalizando cerca de 250MW instalados [13]. Deste total, 80% das instalações correspondem a consumidores residenciais, e cerca de 15% a consumidores comerciais. Ainda segundo [13], o crescimento esperado para a geração distribuída é concentrado nas unidades residenciais, representando mais de 90% deste tipo de geração até o horizonte de 2024, conforme apresentado na Figura 1.

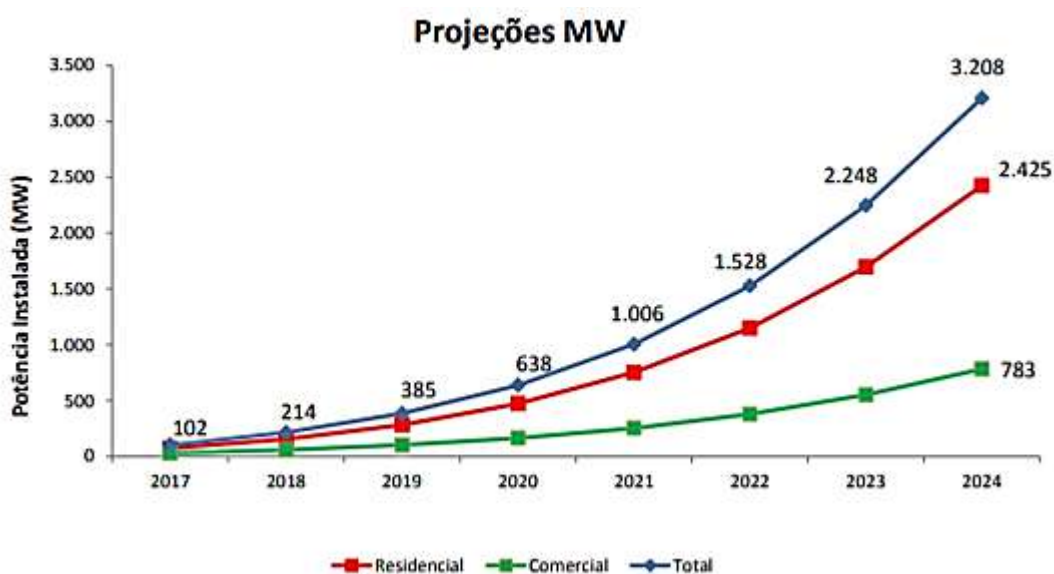


Figura 1 – Projeção de Potência Instalada – Adaptado de [13]

No início de 2017, a capacidade global instalada de geração fotovoltaica era próxima a 303GW [14], representando 1,8% de toda a geração mundial de energia. No ano de 2016, foram instalados cerca de 70GW de potência, contra 50GW em 2015. A China é responsável por 34,5GW, e, juntamente com Japão e Índia, coloca o continente asiático como principal gerador de energia fotovoltaica. A Tabela 1 apresenta os 10 países que mais instalaram esta fonte em 2016 e os 10 países líderes em potência instalada acumulada.

**Tabela 1 – Países Líderes em Geração Fotovoltaica – Adaptado de [14]**

TOP 10 PAÍSES EM 2016: CAPACIDADE INSTALADA NO ANO			TOP 10 PAÍSES EM 2016: CAPACIDADE ACUMULADA		
1	China	34,5 GW	1	China	78,1 GW
2	EUA	14,7 GW	2	Japão	42,8 GW
3	Japão	8,6 GW	3	Alemanha	41,2 GW
4	Índia	4 GW	4	EUA	40,3 GW
5	Reino Unido	2 GW	5	Itália	19,3 GW
6	Alemanha	1,5 GW	6	Reino Unido	11,6 GW
7	Coréia do Sul	0,9 GW	7	Índia	9 GW
8	Austrália	0,8 GW	8	França	7,1 GW
9	Filipinas	0,8 GW	9	Austrália	5,9 GW
10	Chile	0,7 GW	10	Espanha	5,5 GW

A partir do observado nos últimos anos, a tendência de crescimento da geração fotovoltaica distribuída é evidente. O Brasil vem se mantendo atrasado em relação ao restante do mundo, principalmente quando observado o potencial de geração desperdiçado. Além das medidas de incentivo financeiro, como o PROINFA e o ProGD (Programa de Desenvolvimento da Geração Distribuída de Energia Elétrica, do Ministério de Minas e Energia), é necessário revisar as normas e procedimentos vigentes para que a geração distribuída seja integrada de maneira mais atrativa e eficiente para o sistema.

## 2.2 Legislação

A instalação de sistemas fotovoltaicos conectados à rede no Brasil deve obedecer às determinações da ANEEL, da concessionária de energia local e da ABNT (Associação Brasileira de Normas Técnicas), além de exigências do INMETRO (Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia) e organizações internacionais de padronização. De modo geral, as distribuidoras basearam suas normas na ABNT NBR 16149:2013 [15] quanto às exigências no funcionamento do gerador fotovoltaico, como distorção harmônica total e funções de proteção. Esta norma, entretanto, não contempla as questões de compatibilidade eletromagnética e anti-ilhamento, esta última é abordada na ABNT NBR 62116:2012 [16].

O início da geração fotovoltaica distribuída no Brasil tem como grande marco a Resolução Normativa nº 482 da ANEEL de 2012 [17], que foi alterada pela Resolução

Normativa nº 687 de 2015 [18], e estabelece regras importantes sobre micro e minigeração distribuída no país. A Resolução Normativa nº 687 estabelece os conceitos para microgeração e minigeração distribuída:

- Microgeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 75 kW e que utilize cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, ou fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras.
- Minigeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 5 MW para cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, ou para as demais fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras.

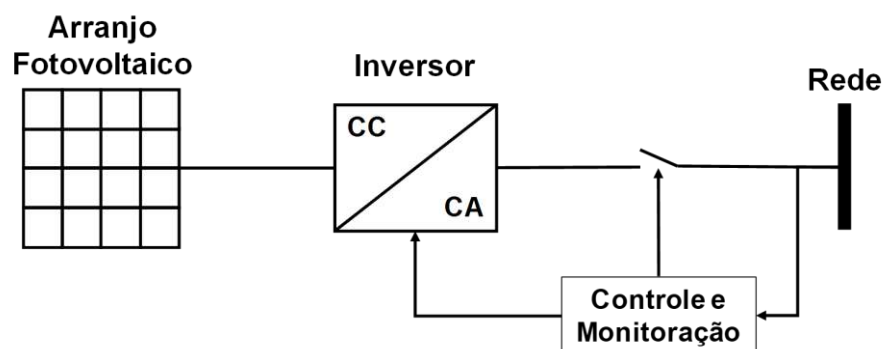
A Resolução também estabelece as regras para a compensação da energia gerada por geração distribuída do tipo *net metering*. A energia gerada é considerada um empréstimo para a distribuidora e fica como crédito a ser compensado do consumo da unidade geradora durante um prazo de até sessenta meses. Há também novas possibilidades como geração compartilhada, que torna possível a reunião de consumidores, que são atendidos por uma mesma distribuidora, por meio de consórcio ou cooperativa, possuir unidade consumidora com micro ou minigeração distribuída em local diferente das unidades consumidoras nas quais a energia excedente será compensada. E o autoconsumo remoto que possibilita que unidades consumidoras de uma mesma Pessoa Física ou Jurídica, mesmo que em local diferente das unidades de geração distribuída, desde que as unidades consumidoras e geradoras estejam sob a concessão de uma mesma distribuidora, tenham seu excedente de energia compensado.

As normas internacionais são baseadas na *IEEE Standard 1547* [19] e *IEC Standard 61727* [20]. Estas normas possuem vários pontos em comum em relação à operação do gerador fotovoltaico, principalmente quanto às limitações impostas aos inversores. Estas normas proíbem expressamente que estes equipamentos atuem na regulação de tensão local, além de exigir o desligamento da unidade geradora durante falta na rede de distribuição. Em comparação com estas normas, a NBR 16149:2013 possui mais detalhes e é mais abrangente [21].

Nos últimos anos, as normas internacionais vêm passando por atualizações para incorporar os benefícios da tecnologia de comunicação dos equipamentos inteligentes, incluindo inversores de frequência e medidores. As principais mudanças são apresentadas na *IEEE Standard 1547a* [22], especialmente quanto à participação do inversor inteligente no controle de tensão local. A norma alemã *VDE-AR-N 4105* [23] já previa a utilização desta funcionalidade ainda em 2011, e tende, hoje, a ser utilizada de guia para modificações nas demais normas europeias. Nos Estados Unidos, além da atualização da *IEEE 1547*, as normas *UL 1741* [24], *Rule 21* [25] e *IEEE Standard 2030.5* [26] abrem caminho para a maior participação dos equipamentos inteligentes.

## 2.3 Princípios de Funcionamento

O sistema de microgeração fotovoltaica conectado à rede é composto basicamente por painéis fotovoltaicos, inversor de frequência e chave ou disjuntor para conexão à rede através do quadro de distribuição da residência. A Figura 2 apresenta esquema típico de microgeração fotovoltaica conectada à rede.



**Figura 2 – Esquema de Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede**

As células que compõem os painéis fotovoltaicos fazem a conversão da radiação solar em energia elétrica, através do efeito fotoelétrico [27]. A faixa de potência de painéis fotovoltaicos usualmente comercializada varia entre 50W e 350W, com tensão de saída entre 20V e 40V, e corrente próxima a 9A. Os painéis são conectados em combinações série e paralelo, formando os arranjos, de modo a gerar a potência desejada em corrente contínua (CC).

O inversor de frequência é responsável pela transformação da corrente contínua em corrente alternada (CA) e pelas funções de proteção do conjunto. Usualmente, os inversores de frequência aplicados à geração fotovoltaica operam como fonte de tensão [28], regulando a tensão em CA de saída em função da tensão da rede. Conforme exposto no item anterior, este equipamento pode realizar a adequação da distorção harmônica, controle do fator de potência, proteção de sobrecorrente, anti-ilhamento, dentre outras.

Neste trabalho, considera-se que a microgeração está conectada no mesmo nível de tensão do atendimento à unidade consumidora. Para maiores centrais geradoras, é utilizado ainda um transformador para ajustar a tensão de saída do inversor para a tensão de distribuição.

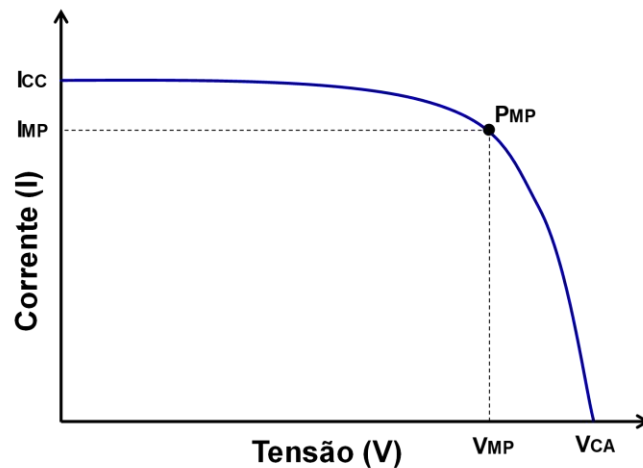
## 2.3.1 Comportamento da Geração Fotovoltaica

O estudo do comportamento da geração fotovoltaica deve ser dividido em duas etapas. Primeiramente, é necessário estudar o comportamento típico do painel, ou arranjo, através de curvas e efeitos de temperatura e irradiação solar. Após esta análise, estuda-se a variação periódica do gerador fotovoltaico, formado pelo conjunto de painéis e inversor, observando o efeito de sombreamento.

### 2.3.1.1 Painel Fotovoltaico

O comportamento de um painel, ou arranjo, fotovoltaico pode ser ilustrado pela curva apresentada na Figura 3. A variação da corrente de saída do arranjo em função da tensão permite analisar alguns pontos de operação importantes do gerador. O primeiro ponto é a condição de curto circuito, em que a tensão de saída é nula e a corrente é máxima ( $I_{CC}$ ). O valor da corrente de curto circuito é ligeiramente superior à corrente de operação normal do arranjo. Outro ponto de análise é a condição de circuito aberto, onde a corrente de saída é nula e a tensão é máxima ( $V_{CA}$ ), que pode atingir valores 25% superiores à tensão nominal do painel [29]. O outro ponto de operação é referente ao ponto de máxima potência ( $P_{MP}$ ).



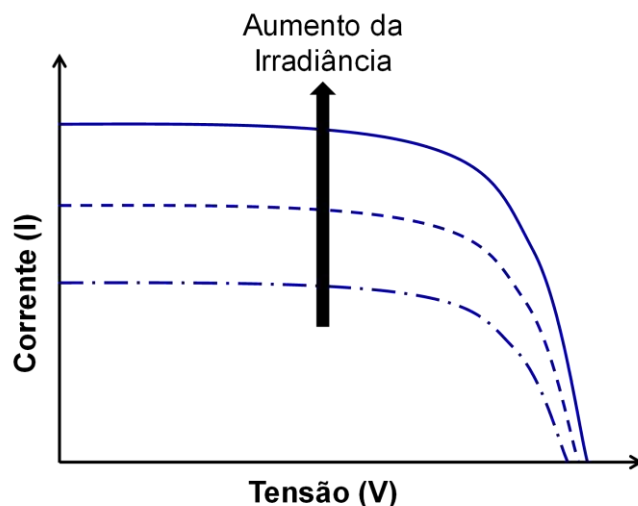


**Figura 3 – Curva Característica  $I \times V$  Genérica de Painel Fotovoltaico**

O ponto de máxima potência indica a máxima potência que o painel é capaz de fornecer naquelas condições de irradiação e temperatura. Em inversores modernos, existem controles dedicados a encontrar este ponto de operação continuamente, através da alteração dos níveis de tensão e corrente de operação. Este controle é denominado de Rastreamento do Ponto de Máxima Potência (MPPT – *Maximum Power Point Tracking*), e possui diferentes técnicas de implementação [30].

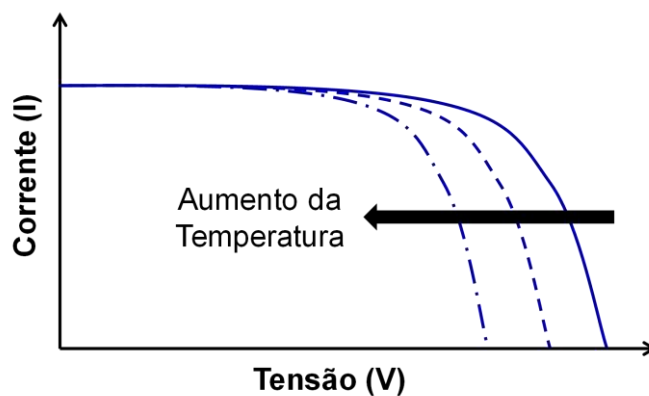
No dimensionamento do sistema fotovoltaico, são considerados fatores que impactam a curva característica apresentada acima. Os principais fatores são o nível de irradiação ( $\text{W}/\text{m}^2$ ) e a temperatura ambiente ( $^{\circ}\text{C}$  ou  $\text{K}$ ).

O efeito da variação da irradiação na curva  $I \times V$  é apresentado na Figura 4. O nível de irradiação solar tem relação linear com a corrente de saída do painel [31], enquanto a tensão sofre pouca alteração. Desta maneira, a irradiação tem efeito direto na potência de saída do painel. A flutuação de potência causada pelo sombreamento momentâneo do arranjo, total ou parcial, é explorada no próximo capítulo deste trabalho.



**Figura 4 – Curva Característica  $I \times V$  – Efeito da Irradiância Solar**

A temperatura ambiente apresenta grande impacto na tensão de saída do painel, conforme ilustrado na Figura 5. O aumento na temperatura de operação do painel reduz a tensão de trabalho e, conseqüentemente, a potência total do mesmo [32]. O efeito da temperatura não é considerado na fase de dimensionamento do gerador fotovoltaico e possui pouca influência na operação em curto prazo do mesmo.



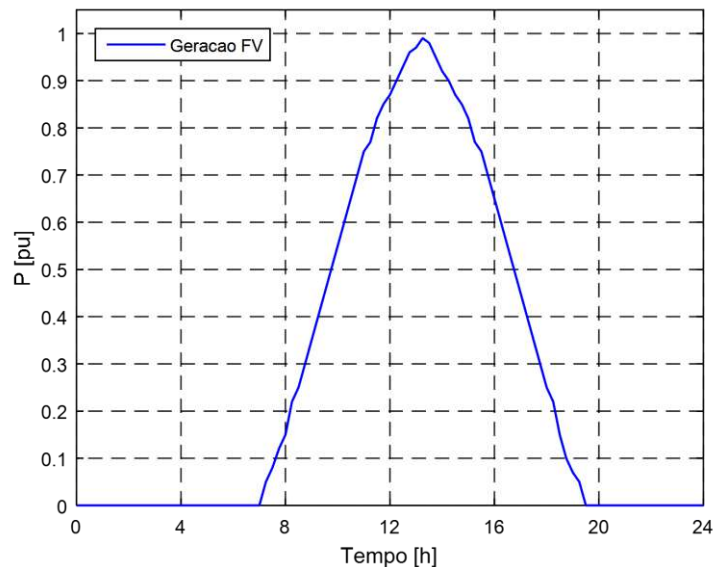
**Figura 5 – Curva Característica  $I \times V$  – Efeito da Temperatura Ambiente**

### 2.3.1.2 Gerador Fotovoltaico

O gerador fotovoltaico é composto pelo arranjo de painéis fotovoltaicos e o inversor de frequência. Este conjunto é usualmente conectado ao quadro de distribuição da unidade consumidora através de uma chave ou disjuntor, e, dali, conectado à rede da distribuidora.

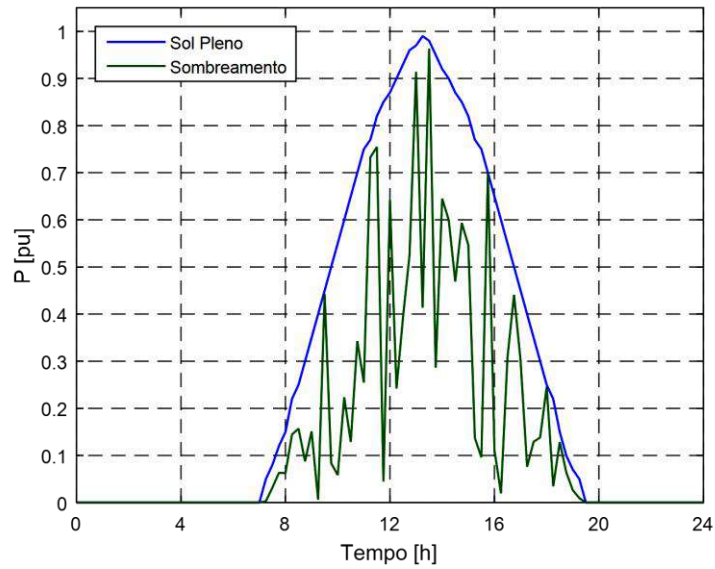
O comportamento típico do gerador fotovoltaico é definido pela associação das curvas características apresentadas no item anterior, onde a corrente e tensão de operação do gerador depende de como os painéis estão conectados entre si.

A caracterização da geração fotovoltaica é normalmente abordada através da variação temporal da potência, que varia linearmente com a variação da irradiância solar, conforme apresentado no item anterior. Usualmente, o gerador inicia a injeção de potência na rede ao nascer do sol e cessa quando o sol se põe. O pico de geração é alcançado entre 12:00 e 13:00, quando a irradiância é máxima. Exemplo típico do comportamento padrão do gerador fotovoltaico, considerando sol pleno sem nuvens, é apresentado na Figura 6. A quantidade de energia (Wh) produzida pelo gerador durante o dia corresponde à área sob a curva.



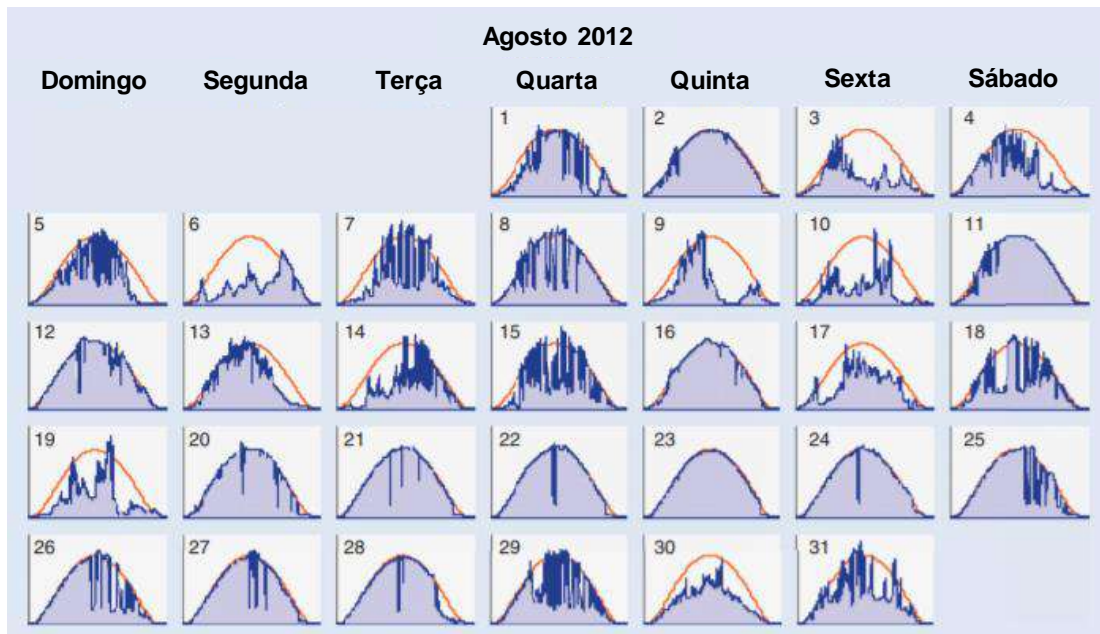
**Figura 6 – Curva Característica de Geração Fotovoltaica Diária**

Variações da curva apresentada na Figura 6 são amplamente utilizadas em estudos relacionados à geração fotovoltaica. Entretanto, quando se deseja avaliar uma janela maior de tempo, é necessário considerar a grande variação e intermitência causadas pelo sombreamento de nuvens. A Figura 7 ilustra o efeito da variação de irradiância na geração diária do gerador. Esta imprevisibilidade de geração é um dos maiores obstáculos na utilização em larga escala da energia solar, uma vez que é necessária a combinação de outras fontes ou utilização de sistemas de armazenamento de energia, como baterias.



**Figura 7 – Curva de Geração Fotovoltaica Diária – Efeito de Sombreamento**

A Figura 8 ilustra a variabilidade da geração fotovoltaica com dados reais, a partir de medição de uma central geradora no Tennessee, EUA [33]. Os dados apresentados permitem observar a grande variação de potência fotovoltaica gerada ao longo do mês, o que dificulta processos de planejamento sistêmico com esta fonte.



**Figura 8 – Variabilidade da Geração Fotovoltaica – Adaptado de [33]**

## 2.3.2 Controles Típicos do Inversor

O inversor de frequência aplicado na geração fotovoltaica deve ser capaz de realizar todas as funções especificadas nas normas e procedimentos da distribuidora. No Brasil, além das funções de proteção enumeradas na R.N. 687/2015, os geradores fotovoltaicos devem trabalhar com fator de potência dentro dos limites estabelecidos no Módulo 8, do PRODIST [34]. De acordo com o tema proposto nesta dissertação, será estudado o controle do fator de potência, com foco nos impactos destes controles na rede em operação normal. Os efeitos transitórios do controle não são abordados neste trabalho.

De acordo com as normas atuais, o gerador conectado à rede deve trabalhar com fator de potência controlado, de acordo com as exigências da distribuidora, como [35] e [36]. O valor exigido para o fator de potência depende a potência instalada:

- Potência nominal inferior ou igual a 3kW: Fator de potência unitário, com tolerância para operar entre 0,98 indutivo e 0,98 capacitivo;
- Potência nominal superior a 3kW e inferior ou igual a 6kW: Fator de potência ajustável de 0,95 indutivo e 0,95 capacitivo;
- Potência nominal superior a 6kW: Fator de potência ajustável de 0,92 indutivo e 0,92 capacitivo.

O ajuste solicitado para o fator de potência influencia no dimensionamento do equipamento. Quando se utiliza o fator de potência unitário, o inversor é dimensionado para que a potência aparente total ( $S - \text{kVA}$ ) seja igual à potência ativa de pico ( $P - \text{kWp}$ ). Quando outros valores de fator de potência são diferentes do unitário, a potência aparente total do inversor é superior à potência ativa máxima, o que demanda um sobre dimensionamento do equipamento. Para fator de potência capacitivo ou indutivo igual a 0,95, valor adotado nesta dissertação, considerando a potência ativa de pico como 1,0pu, o inversor deve ser dimensionado para ao menos 1,05pu. Como estes equipamentos são produzidos em faixas de potência, sendo seu custo proporcional à potência nominal demandada, esta diferença pode ser suficiente para aumentar consideravelmente o investimento total.

## 2.4 Inversor Inteligente

Os inversores de frequência tipicamente utilizados em geradores fotovoltaicos são utilizados para conversão de corrente contínua para corrente alternada, em um fluxo sempre unidirecional. Esta conversão, porém, pode incluir níveis indesejados de perda de potência ativa, distorção harmônica, flutuação de tensão e de potência. Para contornar estes problemas, são utilizados elementos externos à geração distribuída, como filtros, bancos de capacitores / reatores, transformadores com mudança de tape, ou mesmo baterias [37].

As normas técnicas brasileiras, e aquelas em vigência na maior parte dos países, seguem a orientação da IEEE *Standard* 1547. Este padrão IEEE proibia a participação da geração distribuída na regulação de tensão, fixava limites para o fator de potência que o gerador poderia trabalhar, dentre outras restrições. Em 2014, o padrão foi atualizado, IEEE *Standard* 1547a, permitindo que o gerador distribuído participe do controle de tensão local e que apresente controles para resposta à variação de frequência e defeitos na rede.

A partir das funcionalidades possíveis para a geração distribuída, surgem os inversores inteligentes. A literatura discute várias características de um inversor inteligente, como em [38], [39], [40] e [41]. As principais características, no âmbito desta dissertação, são o controle de potência reativa para regulação de tensão local e a capacidade de geração desbalanceada entre fases. Apesar deste trabalho focar somente nestas funcionalidades do inversor inteligente citadas, grande parte do avanço tecnológico está ligada à comunicação e integração entre equipamentos [42].

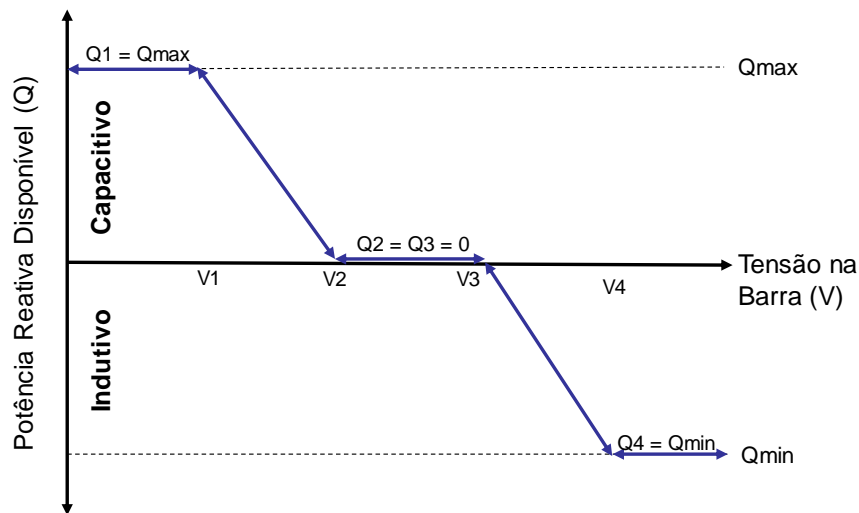
A rede elétrica composta por equipamentos inteligentes (inversores, medidores, sensores, etc.), denominada de *smart grid* [43], utiliza a comunicação entre estes equipamentos e elevado grau de automação para melhorar a eficiência na operação do sistema, tornando-o mais confiável e sustentável. A interação entre estes componentes da rede permite mais rapidez na recomposição do sistema e controle descentralizado.

Conforme apresentado no Capítulo 1, diversos estudos convergem para a conclusão de que múltiplos problemas enfrentados hoje no sistema de distribuição podem ser reduzidos, ou solucionados, através da adoção de inversores inteligentes. Entretanto, estes inversores podem causar efeitos negativos à rede [44]. Exemplos destes efeitos são

oscilação transitória de tensão devido a ajustes inadequados dos equipamentos, e aumento no carregamento de linhas e transformadores devido à variação no fluxo de potência reativa causada pelo consumo ou injeção dos inversores. A maior preocupação atualmente com equipamentos inteligentes é em relação à segurança cibernética, conforme explorado em [45] e [46].

## 2.4.1 Controle de Tensão Local

O inversor inteligente é capaz de realizar o controle de tensão local através da associação do controle volt/var [47] e limites de geração reativa variáveis [48]. O controle volt/var apresenta a curva característica mostrada na Figura 9. O inversor utiliza medição local de tensão para ajustar a geração ou consumo de potência reativa. Para níveis baixos de tensão (inferiores a  $V_2$ ), o inversor trabalha com fator de potência capacitivo, injetando potência reativa na rede. Para níveis elevados de tensão (acima de  $V_3$ ), o inversor absorve potência reativa, trabalhando com fator de potência indutivo. Quando a tensão medida local está entre  $V_2$  e  $V_3$ , o inversor trabalha, via de regra, com fator de potência unitário. Para valores de referência [49],  $V_1$  é comumente adotado como 0,95pu,  $V_2$  como 0,99pu,  $V_3$  como 1,01pu e  $V_4$  como 1,05pu.



**Figura 9 – Controle volt/var**

O controle volt/var deve ser ajustado para trabalhar com o gerador fotovoltaico, uma vez que o retorno financeiro do investimento é dado a partir da injeção de potência ativa na rede. Sendo assim, a relação apresentada na Equação (1) pode ser utilizada para

cálculo dos limites de reativo. Esta equação estabelece que o valor máximo de potência reativa em determinado instante ( $Q_{max}$ ), seja injeção ou absorção, é dado em função da geração ativa naquele momento ( $P$ ) e a capacidade nominal do inversor ( $S_{nom}$ ).

$$|Q_{max}| = \sqrt{(S_{nom})^2 - (P)^2} \quad (1)$$

Da equação mostrada acima, é possível estabelecer algumas proposições quanto ao comportamento do gerador fotovoltaico. Primeiramente, nota-se que na situação de potência ativa máxima, geralmente onde ocorrem problemas de sobretensão, o limite teórico de potência reativa está no mínimo, restringindo a capacidade do gerador em contribuir na regulação de tensão de maneira eficaz. Uma possibilidade de contornar este problema seria dimensionar o inversor para uma potência acima do máximo esperado de geração de potência ativa, porém, ao custo de aumentar o investimento da instalação fotovoltaica. Uma segunda observação seria quanto aos limites de geração reativa próximo ao pico de carga, usualmente após das 18:00, horário em que há pouca ou nenhuma injeção de potência ativa. Nesta situação, o inversor inteligente passa a atuar como um compensador estático (STATCOM – *Static Synchronous Compensator*).

## 2.4.2 Geração Desbalanceada

A capacidade do inversor inteligente em injetar correntes de sequência negativa e zero na rede vem como forma de compensar o desbalanço na rede de distribuição. A presença de cargas monofásicas, assimetria das linhas de distribuição e próprio desequilíbrio de cargas polifásicas causam desbalanço na tensão de sistemas de distribuição.

Conforme proposto em [50], o inversor inteligente trifásico seria capaz estimar o desbalanço na rede e ajustar a injeção de potência em cada fase de modo a mitigar o problema. Na metodologia proposta em [51], a compensação pode ser realizada ao utilizar sistema de comunicação entre inversores monofásicos.

## 2.5 Modelo de Gerador Fotovoltaico

O gerador fotovoltaico pode ser modelado de diferentes maneiras, e o modelo adotado pode variar de acordo com o tipo de análise pretendida e, principalmente, com as janelas de tempo da simulação. A modelagem do gerador pode incluir a formulação



matemática que representa o funcionamento das células fotovoltaicas e o conjunto de equações diferenciais do inversor para estudos dinâmicos, ou simplesmente um equivalente de injeção de potência para estudos estáticos.

O presente trabalho pretende analisar o impacto da geração fotovoltaica, do ponto de vista dinâmico e estático. Para isso, torna-se necessário utilizar modelos adequados para cada situação.

## 2.5.1 Análise Estática

A representação do gerador fotovoltaico para estudos estáticos pode ser realizada através da utilização de cargas com valor negativo de potência, ou geradores, dependendo da funcionalidade pretendida. Esta representação é facilmente inserida na ferramenta de fluxo de potência utilizada neste tipo de análise.

O modelo mais clássico parte do princípio que o gerador se comporta como fonte de corrente controlada, sem regulação de tensão no ponto de conexão à rede. Esta característica permite utilizar cargas tipo ZIP, com valores negativos de demanda, ou geradores tipo PQ [52]. Esta modelagem é a mais simples, porém amplamente utilizada nos estudos de geração distribuída quando não é considerado controle de tensão local e o fator de potência é considerado fixo.

Conforme discutido anteriormente, novos estudos propondo a participação do gerador fotovoltaico no controle local de tensão vêm sendo explorados e, com eles, novas considerações em relação aos modelos do gerador. A maneira mais simples de incorporar esta funcionalidade é utilizar geradores tipo PV. Nesse tipo de modelagem, é comum a utilização dos limites de reativo variáveis [53], de maneira similar ao mostrado nos itens anteriores deste capítulo.

A partir destes tipos de modelagem, alguns autores, como [54], [55] e [56], propõem ajustes na resolução do fluxo de potência para melhor analisar o impacto da geração distribuída.

## 2.5.2 Análise Dinâmica

O modelo amplamente utilizado para representar a geração fotovoltaica distribuída é o PVD1, da WECC [57]. Este modelo representa a injeção de corrente ativa e reativa

do gerador fotovoltaico na rede, utilizando malha de controle para ajustes de geração e proteção.

O diagrama de blocos do modelo PVD1 é apresentado na Figura 10. A partir do diagrama, é possível identificar as três principais funcionalidades do modelo, sendo o controle de potência ativa, controle de potência reativa e sistema de proteção. As lógicas de controle e proteção são apresentadas nos itens a seguir.

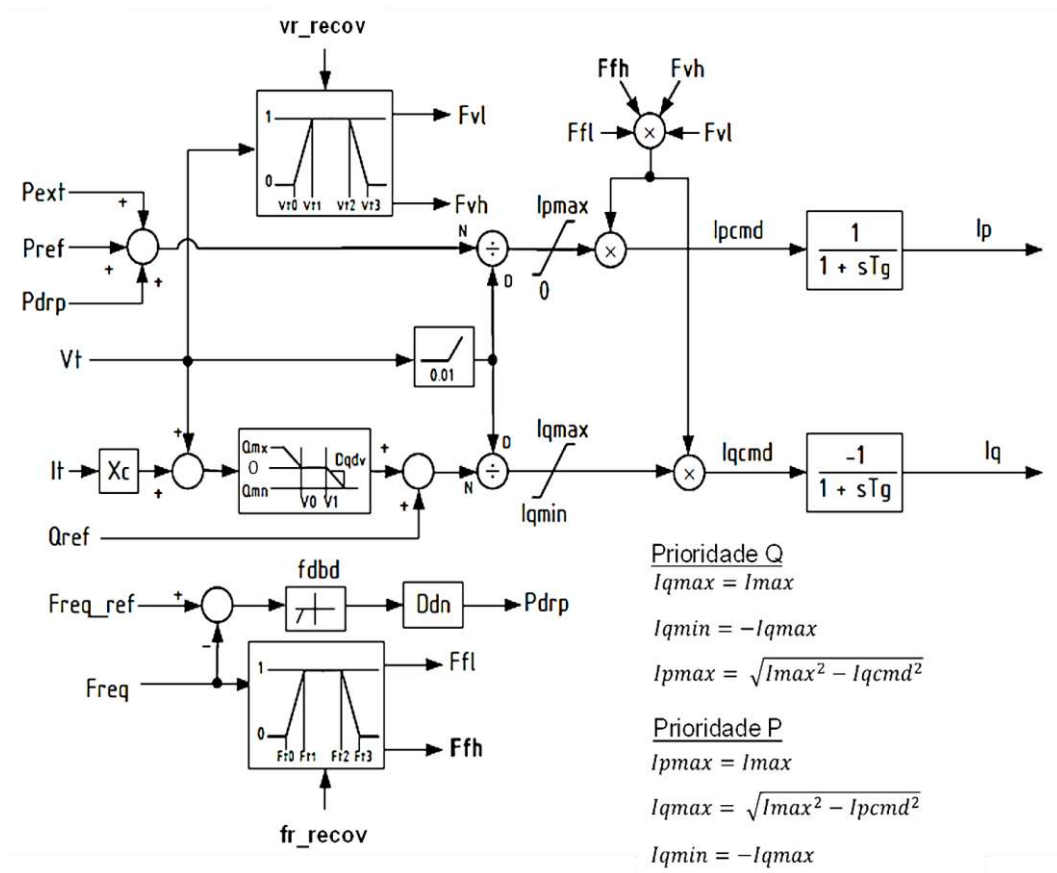


Figura 10 – Diagrama de Blocos do Modelo PVD1. Adaptado de [57]

O modelo PVD1 foi desenvolvido desconsiderando os fenômenos transitórios relacionados aos módulos e ao inversor, como o MPPT. Dessa maneira, este modelo apresenta-se mais adequado para estudos de fenômenos lentos de origem elétrica, como defeitos na rede ou perda de blocos de geração / carga. Além disso, o modelo considera apenas a frequência fundamental de tensões e correntes.

## 2.5.2.1 Controle de Potência Ativa

O controle de potência ativa pode atuar na injeção de corrente ativa de duas maneiras diferentes. A forma mais completa deste controle considera a diminuição da injeção de corrente ativa quando é detectada sobrefrequência no ponto de conexão à rede, através da malha de *droop*. Esta malha é composta por um comparador entre um referencial de frequência e a frequência no terminal de saída do gerador, um filtro que apresenta apenas valores iguais ou menores que zero ( $f_{bdb}$ ) e um ganho ( $D_{dn}$ ). A concepção do modelo PVD1 parte do princípio que o gerador injeta na rede o máximo possível de potência ativa no início da simulação, atuando somente de forma a diminuir esta injeção quando detectada sobrefrequência.

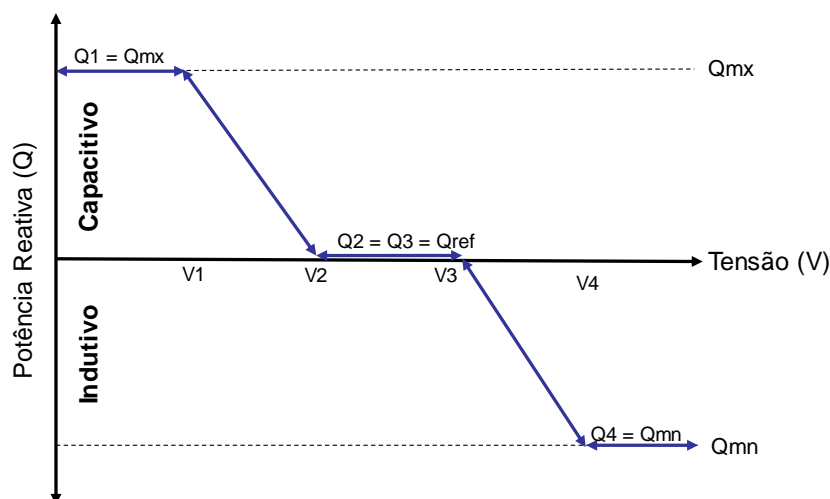
A outra forma de atuação considera a injeção de corrente ativa constante. Para tal, é necessário anular o ganho ( $D_{dn}$ ) da malha de controle e, desta forma, a injeção de corrente ativa não será penalizada por fenômenos de sobrefrequência. Esta atuação é interessante na avaliação do impacto da geração distribuída na frequência da rede, ou em casos onde a variação de frequência é desconsiderada.

## 2.5.2.2 Controle de Potência Reativa

Similar à corrente ativa, o modelo permite dois modos de operação para a parcela reativa. O modelo PVD1 possui controle volt/var [58] que compensa a injeção de corrente reativa de forma a regular a tensão em uma barra remota. A característica de *droop* é representada no bloco  $D_{qdv}$ , e apresenta a variação permitida para a potência reativa do gerador em relação à tensão remota (dada pelo produto de  $I_t$  e  $X_c$ ). A Figura 11 apresenta a curva do controle de potência reativa após o somador do *droop* e da referência de potência. Nesta forma de atuação, a injeção de corrente reativa pode variar em torno da referência estabelecida no início da simulação, tanto para valores superiores quanto inferiores.

O modelo também permite a atuação considerando a parcela de corrente reativa constante. Para este modo de atuação, é necessário manter os parâmetros  $Q_{mx}$  e  $Q_{mn}$ , do bloco  $D_{qdv}$ , com os mesmos valores da referência de potência reativa ( $Q_{ref}$ ). Para situações em que é interessante considerar o fator de potência unitário, os limites de potência reativa devem ser iguais à zero.

O modelo PVD1 possui limitações quanto ao controle de tensão local, onde a variação da potência reativa é limitada ao valor de referência. Para melhorar esta funcionalidade para regulação de tensão, alguns autores, como [59] e [60], sugerem adaptar este modelo com as funcionalidades de um compensador estático (STATCOM).



**Figura 11 – Droop de Potência Reativa após o somador com  $Q_{ref}$**

Além do exposto acima, o modelo possui bloco limitador de corrente ativa e reativa. A definição destes limites depende de como é proposta a atuação do gerador, seja com prioridade de injeção de potência ativa ou prioridade de potência reativa, conforme indicado no diagrama de blocos. É interessante notar que o limite inferior de corrente ativa é zero, o que significa que modelo considera o gerador incapaz de absorver potência ativa.

### 2.5.2.3 Proteção

As funções de proteção consideradas no modelo levam em consideração o nível de tensão em uma barra remota do sistema, frequência na rede e limite de injeção de corrente. Este último, conforme explicado nos itens acima, é responsável por impedir que os níveis de injeção de corrente do gerador sejam superiores à capacidade nominal do inversor, inclusive durante defeitos na rede.

A tensão e frequência são dois parâmetros utilizados na proteção de anti-ilhamento, que é exigida para a operação de geradores fotovoltaicos conectados à rede. Quando os limites previamente definidos de tensão ou frequência são desrespeitados o gerador é

desconectado da rede. Caso a tensão e frequência sejam restabelecidos para dentro dos limites admitidos, o gerador tem a capacidade de reconexão (caso os parâmetros  $vr\_recov$  e  $fr\_recov$  sejam considerados com valor não nulo). As malhas de proteção de tensão e frequência possuem comportamentos semelhantes, conforme apresentado na Figura 10, e os limites de tensão são dados pelos parâmetros  $vt0$ ,  $vt1$ ,  $vt2$  e  $vt3$ , e os de frequência por  $ft0$ ,  $ft1$ ,  $ft2$  e  $ft3$ . De modo geral, estas malhas atuam de forma a aumentar a injeção de potência do gerador para situações onde há queda de tensão ou frequência (valores da grandeza monitorada entre os valores dos parâmetros com índices 1 e 0). Quando há sobretensão ou sobrefrequência (valores da grandeza monitorada entre os valores dos parâmetros com índices 2 e 3), as malhas diminuem a injeção de potência. Quando o valor medido de uma destas grandezas excede os limites externos da malha (parâmetros com índices 0 e 3), o gerador é retirado de operação.

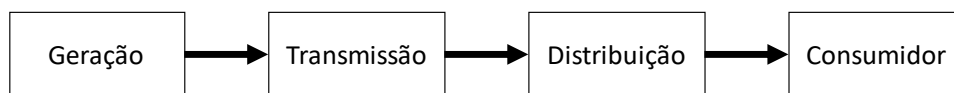
Além destas malhas, os blocos na saída das correntes ativa e reativa representam os atrasos na atuação do inversor de frequência. Comumente, os tempos adotados para este atraso são na ordem de 20ms.

# CAPÍTULO 3

## SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO

### 3.1 Introdução

O modelo convencional de sistemas elétricos de potência é caracterizado pela geração centralizada em grandes usinas e transmitida até os consumidores ao longo de linhas de transmissão e distribuição. Dada as grandes distâncias entre usinas e centros de carga, a energia elétrica gerada é transportada em alta tensão (acima de 69kV [61]), através do sistema de transmissão, até o sistema de distribuição. A energia elétrica é, então, levada até os consumidores através das linhas de distribuição de média e baixa tensão (inferior a 69kV para média tensão, e inferior a 1kV para baixa [62]). A Figura 12 ilustra o conceito descrito acima.

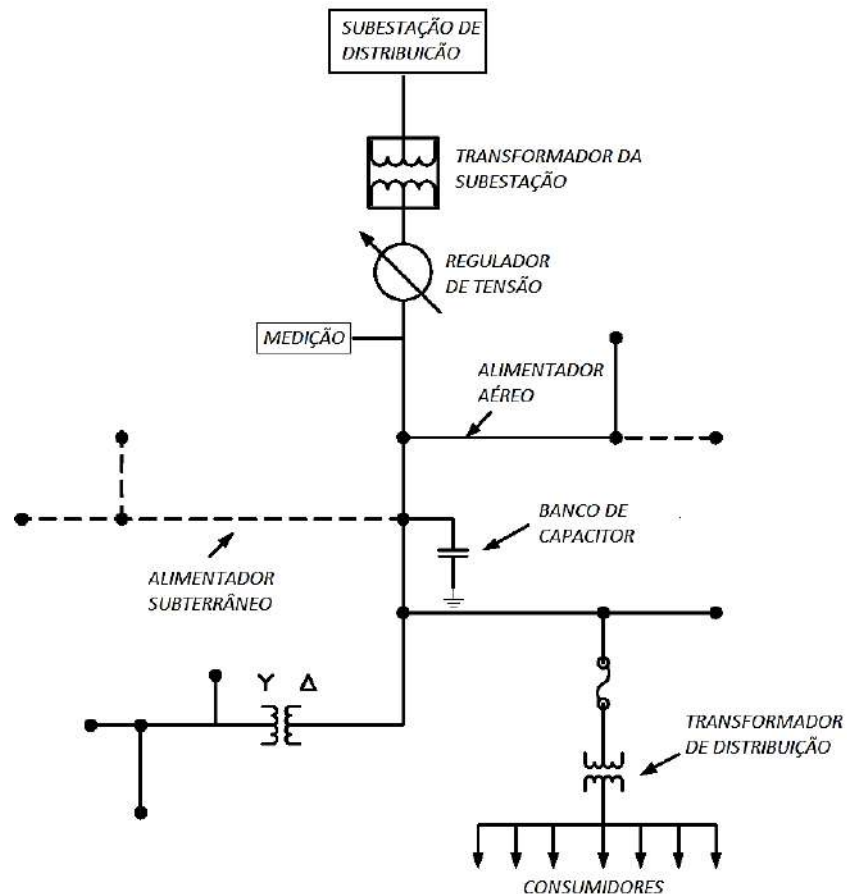


**Figura 12 – Modelo Convencional de Sistema Elétrico de Potência**

### 3.2 Características Gerais de Sistemas de Distribuição

Sob a ótica do modelo apresentado no item anterior, o sistema de distribuição é responsável por levar energia elétrica até os consumidores em níveis de tensão adequados. Os sistemas de distribuição são planejados para operação considerando fluxo de potência

unidirecional, da subestação da distribuidora em direção aos consumidores, e possuem natureza predominantemente radial [63]. De maneira geral, sistemas de distribuição são compostos por alimentadores/linhas de distribuição, transformadores abaixadores de tensão e equipamentos dos sistemas de proteção e regulação de tensão, conforme apresentado no exemplo de rede de distribuição da Figura 13. Outra característica destes sistemas é o desbalanço natural, causado pela assimetria das linhas de distribuição e conexão geralmente monofásica das cargas.



**Figura 13 – Exemplo de Rede de Distribuição. Adaptado de [64]**

Sistemas de distribuição são divididos entre subsistemas, diferenciados principalmente pelo nível de tensão. Detalhes de cada subsistema e equipamentos são analisados em [65].

Os circuitos da rede de distribuição em alta tensão, entre 34,5kV e 138kV, formam o sistema de sub-transmissão. Este subsistema possui característica radial, mas com capacidade de operação próxima a sistemas de transmissão, como deslocamento de

grandes quantidades de carga entre alimentadores. A sub-transmissão é a interface entre o sistema de transmissão e o de distribuição, sendo responsável pela transferência de potência às subestações de distribuição. As unidades consumidoras conectadas neste nível de tensão representam os grandes consumidores de energia elétrica e consumidores livres [66] e [67], como instalações industriais de grande porte ou centrais geradoras de energia elétrica.

Os transformadores abaixadores presentes nas subestações de distribuição alteram a tensão proveniente da sub-transmissão para média tensão, entre 1kV e 34,5kV. O conjunto de circuitos das saídas das subestações compõem o sistema de média tensão, também conhecido como rede de distribuição primária. Os alimentadores da rede primária são formados por troncos trifásicos e derivações, que podem possuir número menor de fases. Neste nível de tensão, encontram-se consumidores de médio porte, como pequenas indústrias e centros comerciais.

Próximo ao consumidor de pequeno porte, a tensão da rede primária é reduzida para a baixa tensão, entre 120V e 380V, dependendo do número de fases. O subsistema de baixa tensão, ou rede de distribuição secundária, tem a capacidade de operar de maneira radial ou em malha, sendo a primeira prática mais comum. Os alimentadores desta rede levam energia a consumidores residenciais e comerciais de pequeno porte, monofásicos ou trifásicos.

Conforme explicitado acima, o sistema de distribuição opera com a premissa de que o fluxo de potência unidirecional da subestação até os consumidores. Os sistemas de proteção e controle de tensão são fortemente baseados neste princípio.

### 3.3 Controle de Tensão

A regulação de tensão aplicada a sistemas de distribuição é baseada na operação radial e fluxo de potência unidirecional da subestação até os consumidores [68]. A queda de tensão ao longo do alimentador é inerente à transferência de potência até o consumidor, e o controle de tensão deve manter a tensão nas unidades consumidoras dentro de limites aceitáveis. Os limites de tensão adotados variam de acordo com a tensão nominal de atendimento à carga [34].



Os métodos comumente utilizados no controle de tensão em sistemas de distribuição são a utilização de bancos de capacitores, fixos ou chaveáveis, e de transformadores com trocadores de tape sob carga (OLTC – *On Load Tap Changer*). Os próximos itens apresentam as características principais destes elementos.

### 3.3.1 Bancos de Capacitores

As cargas elétricas conectadas à rede demandam potência ativa e reativa, refletindo em uma corrente de demanda que, da interação com a impedância dos elementos série do circuito, provocam uma queda de tensão nos terminais consumidores. Esta demanda de potência reativa pode ser suprida pela subestação de distribuição ou por bancos de capacitores ao longo do alimentador. A presença de bancos de capacitores próximos às cargas diminui o fluxo de potência reativa nos alimentadores e, conseqüentemente, a corrente e queda de tensão até as unidades consumidoras.

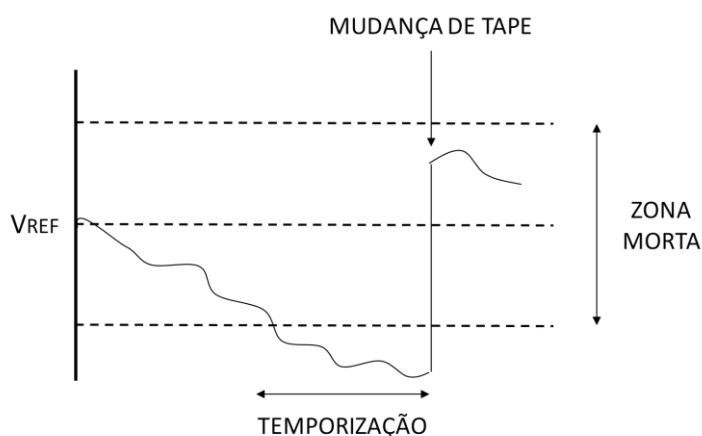
Os bancos de capacitores podem operar de forma fixa ou chaveada na rede. A primeira forma implica no funcionamento permanente do equipamento. A segunda consiste na capacidade do equipamento de conexão / desconexão da rede, via comandos remotos, ou chaveamento conforme a carga do alimentador varia.

A utilização de bancos de capacitores na regulação de tensão, porém, é raramente perfeita. Em primeiro lugar, com capacidade de chaveamento em quantidades discretas, o banco de capacitor não acompanha a variação constantemente e contínua da demanda. Ainda, a potência reativa gerada pelo componente varia com o quadrado da tensão em seus terminais, apresentando pouca geração quando em tensões baixas, quando seria mais necessário.

### 3.3.2 Transformadores com Trocadores de Tape

Os transformadores com trocador, ou comutador, de tape (OLTC) são equipamentos essenciais para a operação adequada de sistemas de distribuição. O princípio de funcionamento do equipamento é apresentado na Figura 14. O OLTC busca manter o nível de tensão no secundário próximo a um valor de referência ( $V_{REF}$ ) através da mudança de tape no enrolamento. A atuação do equipamento é realizada sempre que a tensão controlada estiver fora dos valores estabelecidos em sua zona morta e a operação

do equipamento parte da premissa de que a potência, ou corrente, flui do lado primário para o secundário [69].



**Figura 14 – Regulação de Tensão – Função de proteção ANSI 90**

Os OLTC são geralmente utilizados no início dos alimentadores, na saída das subestações de distribuição. Quando estes são utilizados ao longo dos alimentadores, são chamados de reguladores de tensão e, nesta situação, são utilizados autotransformadores. Em muitos casos, o equipamento realiza mais de uma mudança de tape para atingir os níveis de tensão adequados após a primeira atuação. Os OLTC possuem vida útil de aproximadamente 1 milhão de atuações [70].

A utilização de mais de um equipamento com trocador de tape em série exige que seja utilizado esquema de coordenação para operação ideal do sistema. Geralmente, a coordenação é realizada através dos tempos de atuação dos equipamentos, onde os mais próximos ao início do alimentador atuam com menores tempos que os mais distantes. Temporizações típicas adotadas estão entre 30 e 60 segundos.

### 3.4 Indicadores de Desempenho

A operação de redes de distribuição deve seguir procedimentos e normas para garantir a qualidade da energia elétrica entregue aos consumidores finais. No Brasil, as distribuidoras devem seguir os procedimentos descritos no Módulo 8 do PRODIST [34]. Neste documento são definidos, dentre outros, indicadores de desempenho que devem ser monitorados na rede, definindo padrões e responsabilidades dos agentes.

Os próximos itens apresentam indicadores e valores de referência, que influenciam as análises feitas nesta dissertação.

### 3.4.1 Tensão em Regime Permanente

A avaliação dos níveis de tensão é dada nos pontos de conexão entre rede de distribuição com as unidades consumidoras. A distribuidora deve ser capaz de manter a tensão dentro dos limites operacionais de acordo com o nível de tensão de atendimento, demonstrados na Tabela 2 e na Tabela 3.

**Tabela 2 – Faixas de Classificação de Tensões – TN Inferiores a 1 kV [34]**

TENSÃO DE ATENDIMENTO (TA)	FAIXA DE VARIAÇÃO DA TENSÃO DE LEITURA (TL) EM RELAÇÃO À TENSÃO NOMINAL (TN)
ADEQUADA	$0,92TN \leq TL \leq 1,05TN$
PRECÁRIA	$0,87TN \leq TL \leq 0,92TN$ ou $1,05TN < TL \leq 1,06TN$
CRÍTICA	$TL < 0,87TN$ ou $TL > 1,06TN$

**Tabela 3 – Faixas de Classificação de Tensões – TN Superior a 1 kV e Inferior a 69kV [34]**

TENSÃO DE ATENDIMENTO (TA)	FAIXA DE VARIAÇÃO DA TENSÃO DE LEITURA (TL) EM RELAÇÃO À TENSÃO NOMINAL (TN)
ADEQUADA	$0,93TN \leq TL \leq 1,05TN$
PRECÁRIA	$0,90TN \leq TL \leq 0,93TN$
CRÍTICA	$TL < 0,90 TN$ ou $TL > 1,05TN$

Para unificar a análise deste indicador, a tensão mínima admitida em regime permanente é adotada como 0,93TN nos estudos realizados neste trabalho para todos os níveis de tensão. O valor para a tensão máxima admitida é 1,05TN.

### 3.4.2 Fator de Potência

O controle do fator de potência é obrigatório para consumidores conectados à rede de distribuição de alta tensão (rede de sub-transmissão) ou média tensão (rede primária), e nas conexões entre duas distribuidoras. Em ambos os casos, o fator de potência é calculado a partir dos valores medidos das potências ativa (P) e reativa (Q) no ponto de medição. A Equação (2) apresenta a forma de cálculo do fator.

$$fp = \frac{P}{\sqrt{P^2 + Q^2}} \quad (2)$$

Para o sistema de distribuição, seja unidade consumidora ou conexão entre distribuidoras, o fator de potência deve apresentar valores entre 0,92 indutivo e 1,00, ou entre 1,00 e 0,92 capacitivo. Centrais geradoras devem obedecer aos valores estabelecidos nos Procedimentos de Rede, Módulo 3 [67].

### 3.4.3 Variação de Tensão de Curta Duração

Este índice refere-se aos desvios significativos na amplitude do valor da tensão durante um intervalo de tempo inferior a três minutos. As simulações estáticas de fluxo de potência são incapazes de avaliar este índice, pois não levam em consideração a dinâmica do sistema. Dessa maneira, torna-se necessária a utilização de simulações dinâmicas no tempo.

A frequência de ocorrência destes fenômenos é utilizada para avaliação da qualidade do sistema. Neste trabalho, não são consideradas as frequências do fenômeno, somente a duração permitida.

O fenômeno é avaliado conforme duração e amplitude da variação, conforme Tabela 4.

**Tabela 4 – Classificação das Variações de Tensão de Curta Duração [34]**

<b>CLASSIFICAÇÃO</b>	<b>DENOMINAÇÃO</b>	<b>DURAÇÃO</b>	<b>AMPLITUDE DA TENSÃO EM RELAÇÃO À TENSÃO DE REFERÊNCIA</b>
<b>VARIAÇÃO MOMENTÂNEA DE TENSÃO</b>	Interrupção Momentânea de Tensão	$t \leq 3$ segundos	$\leq 0,1$ pu
	Afundamento Momentâneo de Tensão	$t \geq 1$ ciclo e $t \leq 3$ segundos	$\geq 0,1$ pu e $\leq 0,9$ pu
	Elevação Momentânea de Tensão	$t \geq 1$ ciclo e $t \leq 3$ segundos	$> 1,1$ pu
<b>VARIAÇÃO TEMPORÁRIA DE TENSÃO</b>	Interrupção Temporária de Tensão	$t \geq 3$ segundos e $t \leq 3$ minutos	$\leq 0,1$ pu
	Afundamento Temporário de Tensão	$t \geq 3$ segundos e $t \leq 3$ minutos	$\geq 0,1$ pu e $\leq 0,9$ pu
	Elevação Temporária de Tensão	$t \geq 3$ segundos e $t \leq 3$ minutos	$> 1,1$ pu

### 3.4.4 Carregamento de Transformadores

Este índice não está presente nas normas e procedimentos utilizados na operação das redes. Entretanto, é um fator importante no âmbito do planejamento da expansão do sistema de distribuição, visto que o dimensionamento de transformadores leva em consideração, dentre outros fatores, a demanda média e máxima dentro do horizonte de planejamento, [71] e [72].

Dentre os critérios de dimensionamento de transformadores, o estudo focou na relação entre a demanda máxima e a potência nominal do equipamento. O valor adotado para este fator é próximo a 1,3. A avaliação, então, é realizada a partir da curva de demanda das cargas conectadas à rede a partir do secundário dos equipamentos.

### 3.4.5 Comutação de Tapes no OLTC

A presença de OLTCs, conforme discutido acima, é essencial para a manutenção dos níveis de tensão nas redes de distribuição. A monitoração do número de comutações realizadas pelos equipamentos não é um indicador presente nos procedimentos de

operação de sistemas, entretanto, apresenta elevada importância para o planejamento da distribuidora. A danificação ou mal funcionamento de equipamentos séria no sistema pode prejudicar a qualidade do serviço ou, em piores cenários, comprometer o fornecimento de energia aos consumidores durante os períodos de manutenção ou troca.

Dessa maneira, com vida útil baseada no número de atuações, a concessionária proprietária do equipamento é capaz de determinar o envelhecimento do equipamento com base no acompanhamento periódico deste indicador. A medição do número de atuações é funcionalidade do próprio equipamento, conforme exemplificado em [70].

### 3.4.6 Perdas

A perda elétrica, ou de energia, é dada pela diferença entre o montante de energia medido pelas distribuidoras nas unidades consumidoras e a energia recebida dos agentes supridores, conectados ao sistema de transmissão e sub-transmissão. Esta perda de energia é segregada conforme sua origem, Rede Básica ou Rede de Distribuição, e causa, técnica ou não-técnica.

As perdas técnicas são inerentes ao transporte de energia em sistemas elétricos. Esta categoria de perdas está relacionada à transformação de energia elétrica em energia térmica (efeito Joule) em condutores, perdas em transformadores, perdas dielétricas, dentre outras. As perdas da Rede Básica são aquelas que ocorrem entre a geração de energia elétrica nas usinas e o limite dos sistemas de distribuição, sendo apuradas mensalmente pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) e o seu custo rateado entre agentes de geração e consumidores. As perdas da Rede de Distribuição ocorrem dentro do próprio sistema e são calculadas de acordo com o Módulo 7 do PRODIST [73], e envolvem estimações de perfil de consumo, dados técnicos do sistema e medição nas unidades consumidoras.

As perdas não-técnicas são atribuídas somente às Redes de Distribuição e não possuem medição direta. Estas perdas são apuradas a partir da diferença entre as perdas totais e as perdas técnicas, com regras definidas pelo Submódulo 2.6 do PRORET [74]. Compreende-se como perdas não-técnicas todas as demais perdas associadas à distribuição de energia, como furtos, erros de medição, erros no processo de faturamento, unidades consumidoras sem equipamento de medição, etc. De maneira geral, a regulação dos valores desta categoria de perdas é realizada a partir de metodologia que envolve

comparação de desempenho das distribuidoras, observando critérios de eficiência e as características socioeconômicas das áreas de concessão.

Este trabalho tem como foco somente as perdas técnicas do sistema de distribuição. Com base em medições de potência ativa no início do alimentador principal que sai da subestação de distribuição ( $P_{Sist}$ ) e medidores em todas as unidades consumidoras ( $P_{Carga}$ ) e de geração distribuída ( $P_{GD}$ ), o cálculo de perdas se torna simples, conforme apresentado a seguir na Equação (3).

$$Perdas = \sum P_{Sist} + \sum P_{GD} - \sum P_{Carga} \quad (3)$$

### 3.4.7 Outros Indicadores

Existem ainda outros indicadores que são considerados importantes para a operação com qualidade da energia elétrica do sistema de distribuição. Entretanto, não foram considerados nesta dissertação.

#### 3.4.7.1 Distorções Harmônicas

As distorções harmônicas de tensão e corrente na rede de distribuição são associadas à deformação das ondas senoidais se apresenta de forma similar em cada ciclo da frequência fundamental. Essa deformação geralmente é imposta por dispositivos que apresentam relação não linear entre tensão e corrente, como motores e transformadores com núcleo saturado, cargas não lineares como fornos a arco, ou ainda equipamentos conectados à rede via inversores de frequência.

Com base nos valores de tensão ou corrente harmônicas no ponto de medição de interesse, o nível de distorção harmônico total é dado pela Equação (4). Esta equação pode ser utilizada para cálculo da distorção na tensão quanto na corrente.

$$DHT_X = \sqrt{\frac{\sum_{h>1}^{h_{max}} X_h^2}{X_1^2}} \quad (4)$$

Onde:

$X$  – Medição de tensão ou corrente

$X_1$  – Valor eficaz da componente fundamental de tensão ou corrente

$X_h$  – Valor eficaz do harmônico de ordem  $h$  de tensão ou corrente

$h$  – Ordem da componente harmônica

$h_{max}$  – Máxima ordem harmônica

Para valores de referência [34], o limite de DHT para tensão nominal de atendimento inferior a 1kV (rede secundária de baixa tensão) é 10%. Para tensões entre 1kV e 69kV (rede primária de média tensão), o limite é de 8%. Para a rede de sub-transmissão, o limite é de 5%.

No Brasil, conforme exposto no Capítulo 2, as resoluções sobre geração distribuída que tangem este índice, impõem a injeção de corrente harmônica seja limitada em 5%. Com base nesta afirmação, e em estudos dedicados ao tema [75], este trabalho considera que o indicador permaneça dentro dos limites estipulados.

### 3.4.7.2 Desequilíbrio de Tensão

O desequilíbrio em um sistema elétrico trifásico é uma condição na qual as três fases apresentam diferentes valores de tensão em módulo (desbalanço) ou defasagem angular entre fases diferentes de 120° elétricos (assimetria), ou ainda, as duas condições simultaneamente. O desequilíbrio em redes elétricas pode ser ocasionado por diversas causas, como cargas monofásicas distribuídas de maneira desigual entre as fases da unidade consumidora ou do alimentador, cargas trifásicas desequilibradas, anormalidades no sistema elétrico como aberturas monopolares e faltas assimétricas, ou ainda linhas aéreas assimétricas e sem transposição de fases.

Numericamente, o desequilíbrio de tensão é calculado através da relação entre as magnitudes da tensão de sequência negativa e tensão de sequência positiva, conforme mostrado na Equação (5).



$$FD = \frac{V_-}{V_+} \cdot 100\% \quad (5)$$

Onde:

FD – Fator de desequilíbrio

$V_-$  - Magnitudes da tensão de sequência negativa no ponto de medição

$V_+$  - Magnitudes da tensão de sequência positiva no ponto de medição

De maneira alternativa, é possível chegar no mesmo valor numérico da expressão acima utilizando a Equação (6) e Equação (7). Esta equação utiliza manipulações algébricas para calcular o fator de desequilíbrio a partir dos módulos das tensões de linha.

$$FD = \sqrt{\frac{1 - \sqrt{3 - 6\beta}}{1 + \sqrt{3 - 6\beta}}} \quad (6)$$

$$\beta = \frac{V_{AB}^4 + V_{BC}^4 + V_{CA}^4}{(V_{AB}^2 + V_{BC}^2 + V_{CA}^2)^2} \quad (7)$$

O limite deste índice permitido para tensões abaixo de 1kV é de 3%. Para tensões acima de 1kV e inferiores a 230kV, o limite é de 2% [34].

Este estudo não leva em consideração a análise do desequilíbrio de tensão, dada a dimensão de variáveis que compõem este tema, como divisão da geração entre as fases em determinada barra. O desequilíbrio de tensão possui um conjunto muito grande de possíveis fontes, e ao incluir a geração distribuída, novas discussões são adicionadas ao problema. Além do nível de penetração e controle dos inversores abordados neste trabalho, análises referentes à distribuição da geração nas fases (geradores monofásicos, bifásicos e trifásicos) mudariam o foco da dissertação. Os resultados analisados durante as simulações, apesar de ocultados neste documento, mostram pouca variação do desequilíbrio e valores abaixo dos limites.

### 3.4.7.3 Variação de Frequência

A variação da frequência natural do sistema, 60Hz, ocorre quando ocorrem distúrbios no sistema, como curto-circuito, perda de grandes blocos de geração ou carga. Em [34], fica estipulado que o sistema de distribuição deve operar dentro dos limites de frequência situados entre 59,9Hz e 60,1Hz em condições normais de operação e em regime permanente. Ainda é definido que por até 30 segundos após a ocorrência de distúrbios, o sistema pode operar com frequência entre 59,5Hz e 60,5Hz.

Este trabalho considera apenas a operação normal do sistema, considerando sempre que o equilíbrio geração-carga é mantido durante as simulações. Dessa maneira, torna-se desnecessária a avaliação deste índice.

## 3.5 Impactos da Geração Distribuída

A introdução de geração distribuída na rede é acompanhada de uma série de benefícios para o sistema elétrico, como postergação de investimentos na expansão do sistema, dentre outros [76]. Entretanto, o aumento do nível de penetração fotovoltaica, dado pela Equação (8), também introduz novas complicações técnicas ao sistema de distribuição, uma vez que a rede não foi originalmente projetada para operação com este tipo de geração. Este item busca discutir os principais impactos da geração fotovoltaica distribuída na rede primária e secundária de distribuição.

$$NP(\%) = \frac{\text{Pot. Fotovoltaica Instalada (kW}_{\text{pico}})}{\text{Carga Total do Alimentador (kW}_{\text{pico}})} \times 100\% \quad (8)$$

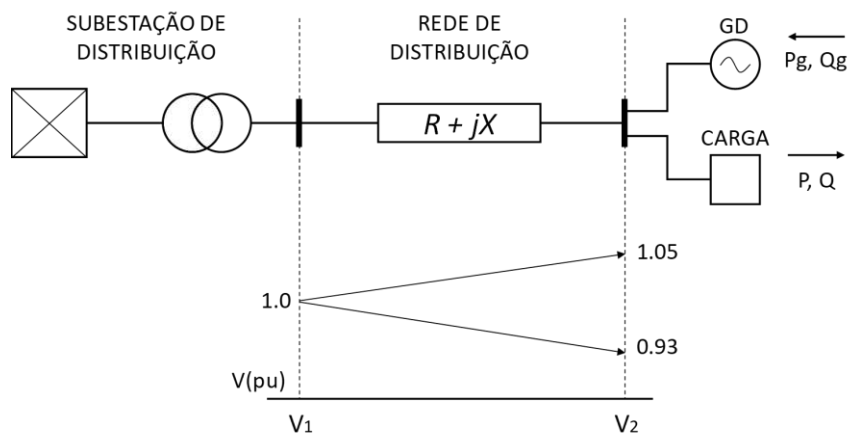
### 3.5.1 Regulação de Tensão

As empresas de distribuição devem ser capazes de manter os níveis de tensão nas unidades consumidoras dentro dos limites operacionais. Nos sistemas convencionais, onde o fluxo de potência é unidirecional, a compensação da queda de tensão nos trechos alimentador é realizada mantendo a tensão na saída da subestação elevada e utilizando os equipamentos de controle de tensão para regulação da tensão ao longo do circuito.

A presença de geração distribuída, fotovoltaica ou qualquer outro tipo, em um ponto da rede aumenta a tensão local, seja pela diminuição do fluxo de potência no alimentador

ou mesmo pela inversão deste. O aumento na tensão local depende de diversos fatores, como as características do alimentador, localização do gerador distribuído, perfil de carga, dentre outros [77].

A Figura 15 e a Equação (9) permitem demonstrar, para exemplo simples, o efeito da geração distribuída na tensão local. Nesta situação, é considerada a presença de uma carga e um gerador no final de um alimentador, conectados à subestação da rede de distribuição através de um alimentador de impedância ( $R+jX$ ). A tensão no início do alimentador é dada por  $V_1$ , e a tensão na unidade consumidora é dada por  $V_2$ . A carga apresenta demanda de potência ativa ( $P$ ) e reativa ( $Q$ ), enquanto o gerador injeta na rede potência ativa ( $P_g$ ) e é capaz de injetar ( $+Q_g$ ) ou consumir ( $-Q_g$ ) potência reativa.



**Figura 15 – Elevação de Tensão com GD. Adaptado de [78]**

Primeiramente, ao se considerar apenas a presença da carga, o perfil de tensão ao longo do alimentador segue a curva inferior da figura, onde a tensão  $V_2$  é menor do que  $V_1$ . Caso a geração seja superior à carga, há inversão de fluxo no alimentador, e a tensão tende a seguir a curva superior, onde  $V_2$  é superior a  $V_1$ . A Equação (9) demonstra a variação de tensão com base nos parâmetros citados anteriormente.

$$\Delta V = V_2 - V_1 = \frac{R(P_g - P) + X(\pm Q_g - Q)}{V_2} \quad (9)$$

De acordo com os pontos discutidos acima, a geração distribuída pode contribuir para a regulação de tensão de modo a diminuir a queda de tensão no alimentador, enquanto permanecer inferior à demanda local. Para casos onde a geração é superior, pode

ocorrer sobretensão no ponto de conexão. De maneira geral, a sobretensão é um dos principais problemas causados pela presença de geração distribuída, limitando a capacidade de hospedagem no alimentador [79].

A literatura [76] discute algumas soluções para o problema de sobretensão, como o uso de reguladores de tensão com OLTC ao longo dos alimentadores; uso de inversores com capacidade de absorção de potência reativa; ou mesmo limitação da injeção de potência ativa do gerador.

Os problemas de regulação de tensão em regime permanente discutidos no item anterior podem ser estendidos às variações rápidas de geração fotovoltaica. Conforme apresentado no Capítulo 2, este tipo de geração apresenta forte variação diária causada por nuvens ou objetos próximos, podendo apresentar intermitência em diversos períodos do dia.

O impacto desta variação é dado pela flutuação de tensão e refletido no aumento do número de atuações dos equipamentos de controle de tensão ao longo da rede. Para manter a tensão em seus terminais dentro dos ajustes, os reguladores de tensão com OLTC e bancos de capacitores chaveáveis operam a cada mudança drástica na geração, aumentando o desgaste dos atuadores dos equipamentos e diminuindo a vida útil destes.

### 3.5.2 Inversão de Fluxo: Carregamento e Coordenação de Tensão

Conforme discutido nos itens acima, a inversão de fluxo de potência se dá quando a potência gerada pelo gerador distribuído supera a demanda da carga local, e o excedente é injetado na rede. Como a geração fotovoltaica possui grande variação por efeito das nuvens, a este fluxo pode variar em módulo e direção. Ainda, a inversão de fluxo pode ocorrer em trechos do alimentador, dado que o excedente de potência pode ser absorvido por unidades consumidoras a montante.

Em termos de carregamento de elementos série, como cabos e transformadores, o fluxo bidirecional não é tido como complicador. O dimensionamento destes equipamentos leva em consideração a carga máxima do alimentador e fatores de sobrecarga, e o montante de potência que flui de maneira inversa dificilmente será superior aos valores de projeto.

A inversão de fluxo tem maior efeito na operação de reguladores de tensão com OLTC. Estes equipamentos atuam de forma a alterar a relação de transformação do transformador ou autotransformador para ajustar a tensão no lado secundário, e o fluxo inverso no equipamento pode levar à operação indevida do controlador do comutador de tap. Por exemplo, o controlador pode identificar o fluxo inverso como corrente de carga e operar de forma a elevar a tensão no secundário, o que pode piorar a situação de sobretensão nas barras a jusante do equipamento. Mesmo equipamentos com capacidade de identificação de direção de fluxo necessitam ajustes adicionais para evitar este tipo de problema [80].

### 3.5.3 Sistema de Proteção

O sistema de proteção de redes de distribuição parte do princípio de que a corrente é unidirecional, e é projetado a partir do uso de relés de sobrecorrente, chaves seccionadoras, religadores, fusíveis e disjuntores. A coordenação dos elementos é feita de modo a isolar o trecho onde a falta ocorre e manter o maior número de cargas alimentadas possível.

Em sistemas onde o nível de penetração de geração distribuída é elevado, pode haver problemas de coordenação dos equipamentos de proteção. Um problema discutido é parcela de contribuição para a corrente falta proveniente da geração distribuída, que diminui a contribuição da subestação principal, podendo atrapalhar a sensibilização de relés, levando a retardos na operação ou mesmo falha. Outra preocupação é em relação à coordenação dos equipamentos e esquemas de atuação comumente utilizados pelas distribuidoras, como a poupa-fusível [81].

Todavia, a contribuição para a corrente de defeito dos geradores fotovoltaicos é insignificante em relação aos níveis de curto-circuito da rede. Os inversores de frequência limitam a corrente de saída do gerador para valores próximos à corrente nominal. Ademais, as lógicas de proteção do inversor contra sub / sobretensão, sobrecorrente, etc., diminuem consideravelmente a contribuição do gerador para o defeito.

### 3.5.4 Ilhamento Não Intencional

O ilhamento é dado quando parte da rede elétrica, composto por cargas e geração local (distribuída ou concentrada), permanece operando quando isolado do restante do sistema principal, após ocorrência de defeito ou desligamento intencional de ramos de ligação entre sistemas. O processo de ilhamento, quando intencional, envolve várias condições para operação segura do sistema e qualidade de energia. Exemplos de estudos, como [82], debatem técnicas de ilhamento e seus efeitos.

O ilhamento não intencional ocorre quando parte do sistema, que deveria permanecer fora de operação após atuação do sistema de proteção, é mantida energizada por fontes geradoras locais. Este fenômeno pode causar danos a equipamentos e, principalmente, riscos à segurança de trabalhadores da rede elétrica e também a consumidores.

Para evitar estes riscos, as normas e procedimentos exigem que os geradores fotovoltaicos sejam desligados automaticamente quando a rede em que estão conectados é desenergizada, conforme comentado no Capítulo 2. Todos os inversores certificados [83] dentro do território nacional devem possuir esta proteção anti-ilhamento.

# CAPÍTULO 4

## METODOLOGIA DE SIMULAÇÃO

### 4.1 Introdução

Neste capítulo é apresentada a metodologia utilizada nos estudos propostos para avaliação dos impactos dos controles dos inversores da geração fotovoltaica distribuída. Inicialmente, é apresentado o programa de simulação adotado para realização dos estudos, expondo as ferramentas disponíveis e diferentes aspectos do programa. Em seguida, são apresentados os índices de desempenho avaliados durante as simulações. A modelagem do sistema teste adotado é apresentada em detalhes no Capítulo 5.

A metodologia proposta envolve simulações estáticas de fluxo de potência e simulações dinâmicas no tempo. O primeiro tipo de simulação é bastante explorado na literatura, conforme já explicitado no Capítulo 1. Tradicionalmente, os estudos envolvendo geração distribuída eram realizados a partir de simulações de fluxo de potência em poucos pontos de operação, considerando demanda das cargas e geração fotovoltaica em determinados instantes do dia [84]. De modo a incluir a evolução diária de geração e demanda, bem como atuação de equipamentos de controle, o método *Time-Series Distribution Power Flow* [85] é apresentado. Este método introduz a variação temporal das grandezas elétricas no planejamento de sistemas de distribuição, porém demanda alto custo de processamento quando avaliados longos períodos de tempo. De maneira a simplificar a análise, mas mantendo a evolução cronológica das cargas e geração fotovoltaica, é proposto o método Fluxo de Potência Sequencial [86]. Este método realiza a avaliação do fluxo de potência em pontos de operação distantes em intervalos de tempo que podem variar de minutos a dias. Como este método é uma

adaptação da análise estática, não é próprio para estudos com intervalos menores, pois não leva em consideração respostas dinâmicas dos equipamentos.

A segunda parte da metodologia envolve a análise da resposta dinâmica do sistema frente a variações bruscas da geração fotovoltaica. Esta variação pode ser causada, por exemplo, pelo sombreamento por nuvens ou objetos próximos aos painéis fotovoltaicos, bem como pelo mau funcionamento do equipamento. Esta análise busca estudar, em curto período de tempo, os efeitos da variação de geração fotovoltaica nos equipamentos de regulação de tensão e como o controle dos inversores pode influenciar estes efeitos.

Finalmente, a última análise avalia a operação de um dia completo, considerando a cronologia de atuação dos controladores dos inversores e reguladores de tensão ao longo da rede. Este último tipo de análise corresponde a uma situação mais próxima do real quando comparada à simulação estática, pois leva em consideração os diferentes tempos de atuação dos componentes da rede. A simulação considera a operação normal da rede, sem aplicação de defeitos ou sombreamento nos geradores fotovoltaicos.

## 4.2 Ambiente de Simulação

O programa de simulação adotado nesta dissertação é o SIMULIGHT [87]. O programa é baseado na modelagem monofásica e trifásica de redes elétricas [88], [89] e [90]. O software foi desenvolvido para avaliação do desempenho dinâmico de sistemas de energia elétrica de grande porte, compreendendo os segmentos de geração, transmissão e distribuição, considerando a presença de geração distribuída. O programa teve sua origem a partir de projetos P&D, apoiados pela LIGHT em 2001, e vem sendo aperfeiçoado desde então.

O SIMULIGHT conta com aplicativos de fluxo de potência para análise estática e simulação dinâmica no tempo a partir de uma mesma base de dados facilmente modelada pelo usuário. A modelagem estática e dinâmica de diversos equipamentos é formulada na biblioteca existente, o que permite ao usuário a entrada e edição de dados do sistema de maneira simples através da interface do programa. Em complementação, o usuário ainda tem a opção de incluir novos modelos nesta biblioteca a partir da utilização de blocos matemáticos básicos [91].





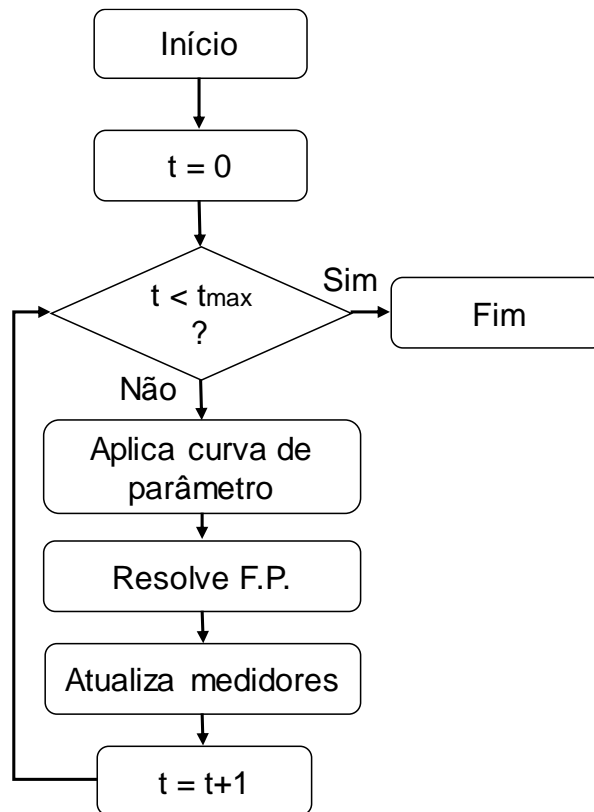
**Figura 16 – Tela do Programa SIMULIGHT**

Conforme exposto acima, o programa SIMULIGHT dispõe de ferramentas que permitem realizar as análises estáticas e dinâmicas propostas neste trabalho. Detalhes sobre estes aplicativos são mostrados nos itens a seguir.

### 4.2.1 Análise Estática

O aplicativo de análise estática compreende o cálculo de fluxo de potência da rede elétrica. Os resultados padrões deste tipo de estudo são as tensões nodais, em módulo e ângulo de fase, a partir das quais são calculadas outras grandezas elétricas, como distribuição de fluxos nos ramos e perdas elétricas. Esta análise considera somente a operação normal da rede. O programa permite que sejam introduzidos desequilíbrios no sistema, como equipamentos shunt (carga, geração, compensação, etc.) e/ou equipamentos série (linhas de transmissão/distribuição, transformadores, compensadores série, etc.) desbalanceados.

O aplicativo foi aprimorado para implementação do Fluxo de Potência Sequencial. A Figura 17 apresenta o fluxograma da ferramenta. A variável  $t$  do fluxograma representa cada instante de simulação e não possui dimensão, podendo significar o intervalo de minutos, horas ou dias. A curva de parâmetros considerada no fluxograma representa, nestas simulações, o valor da demanda e da geração fotovoltaica para todos os valores de  $t$ . Ao final de cada cálculo de Fluxo de Potência através do método Newton-Raphson, são adicionados aos medidores os novos valores das grandezas monitoradas, como nível de tensão e posição de tapes dos reguladores de tensão. Ao final do processo, o programa apresenta os resultados através de vetores com os valores das grandezas medidas.



**Figura 17 – Fluxograma do Fluxo de Potência Sequencial**

Nas simulações realizadas neste trabalho, são aplicadas as curvas de demanda e geração fotovoltaica apresentadas nos itens 5.2 e 5.3, respectivamente. As curvas diárias são discretizadas em intervalos de 15 minutos. Dessa maneira, as 24 horas do dia são divididas em 96 intervalos. Do fluxograma apresentado acima, a variável  $t_{max}$  corresponde ao último intervalo, e assume o valor 96.

## 4.2.2 Análise Dinâmica

O aplicativo de análise dinâmica do SIMULIGHT compreende a utilização da análise estática e posterior simulação dinâmica. O ponto inicial da simulação dinâmica é definido pelo fluxo de potência do aplicativo de análise estática, onde são definidas as condições iniciais dos controladores, carga e geração. A análise dinâmica envolve a solução da resposta sistêmica frente a perturbações, como aplicação de curvas de parâmetros de elementos da rede ou mesmo da aplicação de defeitos em barras ou ramos. Os modelos utilizados na representação de equipamentos e seus respectivos controles são as equações algébricas diferenciais que descrevem o comportamento destes. Tais modelos podem ser encontrados, alterados ou adicionados na biblioteca do programa.

De maneira geral, o simulador resolve o conjunto de equações diferenciais ordinárias não-lineares e um conjunto equações algébricas não lineares. O primeiro conjunto, conforme exposto anteriormente, descreve o comportamento dinâmico dos equipamentos e controladores, enquanto o segundo é compreendido pelo comportamento da rede elétrica. O programa apresenta diferentes métodos de solução para este tipo de problema. O método utilizado nestas simulações é o denominado *Esquema Alternado* [92], onde as equações diferenciais são transformadas em equações algébricas e, então, resolvidas alternadamente e iterativamente com as equações algébricas da rede a cada passo de integração.

De maneira similar ao Fluxo de Potência Sequencial apresentado no item anterior, os resultados da simulação dinâmica são apresentados através de vetores das grandezas medidas. O passo de integração adotado nestas simulações deve ser suficientemente pequeno para que toda a dinâmica do sistema seja bem representada. Geralmente, o passo de integração deve ser, no máximo, metade da menor constante de tempo presente no estudo. O simulador apresenta um passo *default* de 5ms, mas que pode ser alterado pelo usuário conforme necessidade.

## 4.3 Índices de Desempenho Avaliados

Este item apresenta os índices de desempenho observados para avaliação dos impactos dos controles da geração fotovoltaica na rede de distribuição. Ressalta-se que os índices observados variam com o tipo de análise realizada, conforme explicado à frente no item 5.5.

Embora as normas e procedimentos citados no Capítulo 2 e Capítulo 3 abordem diversos requisitos técnicos quanto à operação do gerador fotovoltaico, esta dissertação não analisará todos estes em função das características do modelo apresentado no item 2.5. Conforme exposto, o modelo não é adequado para estudos de eventos transitórios muito rápidos e harmônicos. Todavia, mesmo com estas limitações, o modelo ainda permite a avaliação de diversos indicadores relevantes à integração de geradores fotovoltaicos à rede de distribuição, através de simulações dinâmicas com fenômenos mais lentos, como variação de carga e a própria geração.

### 4.3.1 Nível de Tensão

O perfil de tensão da rede é um dos maiores limitadores de hospedagem de geração distribuída na rede de distribuição, conforme discutido no Capítulo 3. A injeção de potência ativa na rede pelos geradores fotovoltaicos causa elevação na tensão em todo o alimentador, podendo ultrapassar os limites operacionais.

A monitoração deste indicador é realizada através de medidores de tensão de sequência positiva instalados em todas as barras de carga e geração do sistema teste. A avaliação se dá através da comparação, entre casos, dos níveis observados, dos ajustes dos equipamentos de regulação de tensão e dos limites operacionais. De maneira geral, busca-se discutir se o controle adotado para o inversor é capaz de interferir na capacidade de hospedagem máxima do alimentador.

### 4.3.2 Carregamento de Transformadores

O carregamento de elementos série do sistema de distribuição está relacionado aos custos de operação e manutenção da rede, bem como do planejamento de expansão. O foco do monitoramento dos transformadores se dá pelo fato de se tratar de equipamentos de maior valor e custo de manutenção. O aumento no carregamento na rede de

distribuição implica na substituição de equipamentos ou recondução de trechos do alimentador.

Em teoria, a instalação de geração fotovoltaica distribuída deve diminuir o carregamento médio destes elementos. Entretanto, deve-se estudar a possibilidade do montante de potência excedente em determinado trecho da rede superar a demanda para a qual o equipamento tenha sido dimensionado.

Outra possibilidade que deve ser observada é o aumento do fluxo de potência reativa nos ramos. Dependendo do controle adotado no inversor, o gerador fotovoltaico injeta ou consome potência reativa durante grande parte do dia, aumentando o fluxo na rede.

A monitoração deste indicador é realizada através de medidores de potência aparente nos transformadores presentes no sistema. A avaliação se dá através da comparação dos níveis observados em cada caso com a potência nominal dos equipamentos.

### 4.3.3 Mudanças de Posição de Tape

A mudança na posição dos tapes dos reguladores de tensão está associada à coordenação de controle de tensão. Conforme tratado no Capítulo 3, a concepção da coordenação é dada pela premissa de fluxo unidirecional no alimentador, definindo a lógica de comutação de tape dos reguladores de tensão. A presença de geração distribuída pode afetar esta coordenação, podendo induzir mais atuações dos equipamentos e diminuindo sua vida útil.

Medidores para monitoração da posição dos tapes são inseridos em cada regulador de tensão presente no sistema. Os resultados obtidos em cada caso são comparados entre si para avaliação do impacto da presença de geração fotovoltaica.

### 4.3.4 Geração do Sistema

A subestação principal do sistema é considerada nas simulações como ponto de conexão do sistema teste com o sistema elétrico de transmissão, sendo modelada como barra infinita. A monitoração da potência ativa que é gerada ou absorvida por esta subestação possui múltiplas motivações. A primeira é a avaliação a quantificação de energia importada pelo sistema durante a operação diária e comparação entre os casos. A segunda motivação é avaliar o comportamento da curva de demanda com e sem a presença de geração fotovoltaica, uma vez que esta demanda se reflete na curva de geração do sistema e que pode acarretar custos ou complicações operacionais. Por último, busca-se monitorar se há inversão de fluxo que, conforme apresentado no Capítulo 3, pode causar problemas na coordenação da proteção.

A monitoração da geração na subestação principal será realizada através de medidor de potência ativa, localizado na saída da linha de distribuição do sistema. De maneira similar aos demais indicadores, os resultados obtidos em cada caso são comparados entre si para avaliação do impacto da geração fotovoltaica.

### 4.3.5 Perdas

Conforme apresentado no Capítulo 3, a medição e estimação de perdas técnicas no sistema de distribuição não é trivial, mas elevada importância financeira para o agente. A quantificação das perdas técnicas nas simulações é realizada através da medição de toda a geração no sistema, incluindo origem fotovoltaica, e da medição de todas as cargas. A diferença entre estas medidas corresponde às perdas elétricas nas linhas e equipamentos série, em potência ativa (kW).

O impacto da presença e dos controles da geração fotovoltaica será avaliado através da comparação entre os resultados encontrados em cada caso simulado.

# CAPÍTULO 5

## MODELAGEM DO SISTEMA TESTE

### 5.1 Sistema Teste

O sistema IEEE 34 barras [93] modificado é utilizado para implementação da metodologia apresentada no capítulo anterior e avaliação dos impactos da microgeração fotovoltaica em um sistema de distribuição. Este sistema é caracterizado como um alimentador longo, com cargas desbalanceadas na maior parte das barras, dois reguladores de tensão com trocadores de tape sob carga (OLTC) em média tensão, dois bancos de capacitores fixos e um transformador com tape fixo. A Figura 18 apresenta o diagrama unifilar do sistema IEEE 34 barras original. Os dados do sistema são apresentados nas tabelas a seguir.

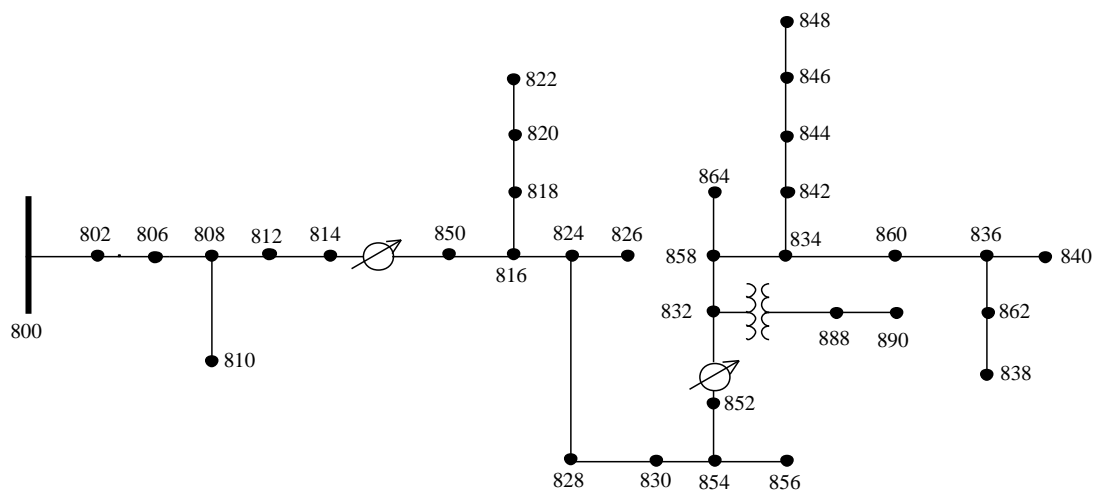


Figura 18 – Sistema IEEE 34 barras [93]

**Tabela 5 – Dados do Transformador**

EQUIP	POTÊNCIA (kVA)	ALTA TENSÃO (kV)	BAIXA TENSÃO (kV)	R (%)	X (%)
XFM-1	500	24,9 (Y at)	4,16 (Y at)	1,9	4,08

**Tabela 6 – Dados dos Bancos de Capacitores**

LOCAL	POTÊNCIA (kVAR)		
	Fase A	Fase B	Fase C
844	100	100	100
848	150	150	150

**Tabela 7 – Dados dos Reguladores de Tensão**

EQUIPAMENTO	OLTC 850	OLTC 852
LOCAL	814-850	852-832
R(%)	3	3
X(%)	9	9
TAPE MIN	0,9	0,9
TAPE MAX	1,1	1,1
ΔTAPE	0,01	0,01
V REF (PU)	1	1
ZONA MORTA (V - %)	1,5	1,5
T0 (s)	20	30
T1 (s)	5	5

**Tabela 8 – Comprimento e Configuração dos Ramais**

TERMINAL		CONFIGURAÇÃO	COMPRIMENTO (PÉ)
DE	PARA		
800	802	300	2580
802	806	300	1730
806	808	300	32230
808	810	301	5804
808	812	300	37500
812	814	300	29730
814	850	OLTC 850	-
816	818	301	1710
816	824	301	10210
818	820	301	48150
820	822	301	13740
824	826	301	3030



824	828	301	840
828	830	301	20440
830	854	301	520
832	858	301	4900
832	888	XFM-1	-
834	860	301	2020
834	842	301	280
836	840	301	860
836	862	301	280
842	844	301	1350
844	846	301	3640
846	848	301	530
850	816	301	310
852	832	OLTC 852	-
854	856	301	23330
854	852	301	36830
858	864	301	1620
858	834	301	5830
860	836	301	2680
862	838	301	4860
888	890	300	10560

**Tabela 9 – Impedância de Alimentadores por Fase – Configuração 300**

MATRIZ DE IMPEDÂNCIA ( $\Omega$ /milha)			MATRIZ DE SUSCEPTÂNCIA ( $\mu$ S/milha)		
1,3368 +j1,3343	0,2101 +j0,5779	0,2130 +j0,5015	5,3350	-1,5313	-0,9943
0,2101 +j0,5779	1,3238 +j1,3569	0,2066 +j0,4591	-1,5313	5,0979	-0,6212
0,2130 +j0,5015	0,2066 +j0,4591	1,3294 +j1,3471	-0,9943	-0,6212	4,8880

**Tabela 10 – Impedância de Alimentadores por Fase – Configuração 301**

MATRIZ DE IMPEDÂNCIA ( $\Omega$ /milha)			MATRIZ DE SUSCEPTÂNCIA ( $\mu$ S/milha)		
1,9300 +j1,4115	0,2327 +j0,6442	0,2359 +j0,5691	5,1207	-1,4364	-0,9402
0,2327 +j0,6442	1,9157 +j1,4281	0,2288 +j0,5238	-1,4364	4,9055	-0,5951
0,2359 +j0,5691	0,2288 +j0,5238	1,9219 +j1,4209	-0,9402	-0,5951	4,7154

**Tabela 11 – Dados das Cargas**

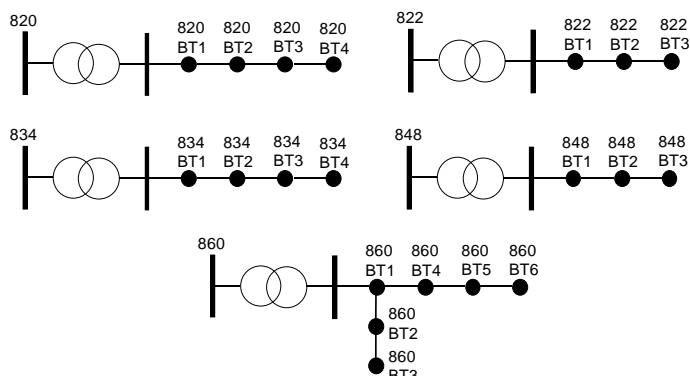
BARRA	FASE A		FASE B		FASE C		TOTAL	
	P (kW)	Q (kvar)	P (kW)	Q (kvar)	P (kW)	Q (kvar)	P (kW)	Q (kvar)
802	0	0	15	7,5	12,5	7	27,5	14,5
806	0	0	15	7,5	12,5	7	27,5	14,5
808	0	0	8	4	0	0	8	4

810	0	0	8	4	0	0	8	4
812	0	0	0	0	0	0	0	0
814	0	0	0	0	0	0	0	0
816	0	0	2,5	1	0	0	2,5	1
818	17	8,5	0	0	0	0	17	8,5
820	84,5	43,5	0	0	0	0	84,5	43,5
822	67,5	35	0	0	0	0	67,5	35
824	0	0	22,5	11	2	1	24,5	12
826	0	0	20	10	0	0	20	10
828	3,5	1,5	0	0	2	1	5,5	2,5
830	13,5	6,5	10	5	25	10	48,5	21,5
832	3,5	1,5	1	0,5	3	1,5	7,5	3,5
834	10	5	17,5	9	61,5	31	89	45
836	24	12	16	8,5	21	11	61	31,5
838	0	0	14	7	0	0	14	7
840	18	11,5	20	12,5	9	7	47	31
842	4,5	2,5	0	0	0	0	4,5	2,5
844	139,5	107,5	147,5	111	145	110,5	432	329
846	0	0	24	11,5	10	5,5	34	17
848	20	16	31,5	21,5	20	16	71,5	53,5
852	0	0	0	0	0	0	0	0
854	0	0	2	1	0	0	2	1
856	0	0	2	1	0	0	2	1
858	6,5	3	8,5	4,5	9,5	5	24,5	12,5
860	43	27,5	35	24	96	54,5	174	106
862	0	0	14	7	0	0	14	7
864	1	0,5	0	0	0	0	1	0,5
888	0	0	0	0	0	0	0	0
890	150	75	150	75	150	75	450	225
<b>TOTAL</b>	<b>606</b>	<b>357</b>	<b>584</b>	<b>344</b>	<b>579</b>	<b>343</b>	<b>1769</b>	<b>1044</b>

A modelagem original deste sistema inclui alimentadores em configurações monofásica e trifásica, em diferentes trechos. Neste trabalho, todos os ramos são modelados como trifásicos, utilizando as configurações 300 e 301, conforme Tabela 8.

Outra adaptação realizada neste estudo é a separação das cargas das barras 820, 822, 834, 848 e 860. O montante de carga original é fracionado em cargas menores e idênticas entre si. Estas novas cargas são modeladas em um sistema de baixa tensão (220V), conectadas ao sistema de 24,9 kV através de transformadores de tape fixo de impedância 10%. Os sistemas de baixa tensão são mostrados na Figura 19. A Tabela 12 apresenta o valor de cada carga em cada barra dos sistemas de baixa tensão. Esta

adaptação é justificada para adequação da geração fotovoltaica nestas barras para a categoria de microgeração, onde a potência instalada deve ser menor do que 75kW.



**Figura 19 – Cargas Modeladas em Baixa Tensão**

**Tabela 12 – Dados das Cargas Modeladas em Baixa Tensão**

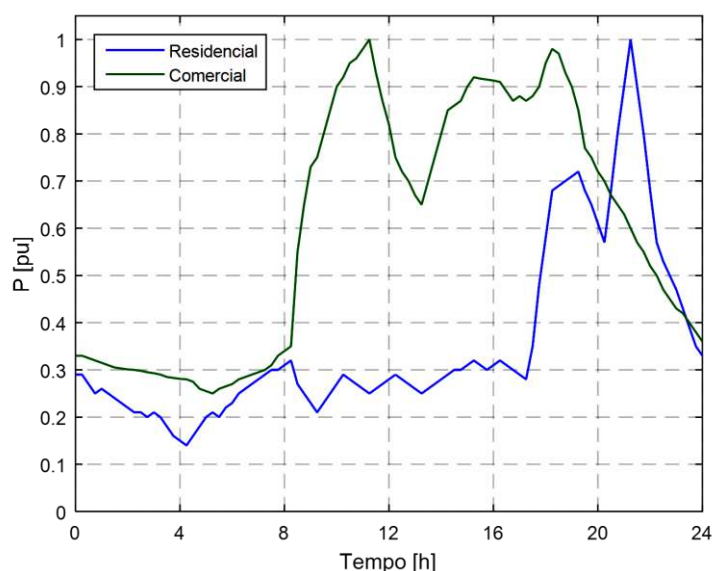
SE BT	FASE A		FASE B		FASE C		TOTAL	
	P (kW)	Q (kvar)	P (kW)	Q (kvar)	P (kW)	Q (kvar)	P (kW)	Q (kvar)
820	21,13	10,88	0	0	0	0	21,13	10,88
822	22,50	11,67	0	0	0	0	22,50	11,67
834	2,50	1,25	4,38	2,25	15,38	7,75	22,25	11,25
848	6,67	5,33	10,50	7,17	6,67	5,33	23,83	17,83
860	7,17	4,58	5,83	4,00	16,00	9,08	29,00	17,67

O sistema 34 barras com as adaptações mostradas foi comparado com o sistema original IEEE. Nesta comparação, foi realizado o estudo de fluxo de potência trifásico e observado aumento de aproximadamente 0,5% nas perdas ativas e desvio nos níveis de tensão inferior a 0,01pu.

## 5.2 Modelagem das Cargas

Neste trabalho são consideradas dois tipos de perfil de carga, residencial e comercial. Cada perfil de carga possui comportamento típico [94] diferente ao longo do dia. As curvas normalizadas de carga são apresentadas na Figura 20. O valor máximo considerado em ambas as curvas é o valor original da carga, apresentado no item anterior. Para fins de simplicidade, tanto a parcela de potência ativa quanto reativa das cargas seguem o mesmo comportamento diário.

O perfil do consumidor residencial, mostrado na curva em azul da Figura 20, possui baixa variação ao longo da manhã e parte da tarde, porém apresenta rápida elevação do consumo no final do dia, atingindo o pico entre 20:00 e 21:00. O perfil de consumo comercial, em verde, tende a ser constante durante a parte da manhã e tarde, com picos próximos às 11:00 e 18:00.



**Figura 20 – Curvas de Carga Normalizadas**

As barras 844 e 890 são consideradas neste estudo com perfil comercial, devido aos valores mais elevados de demanda nominal. As demais cargas são modeladas com perfil residenciais. A Tabela 13 apresenta esta divisão das cargas com perfil comercial e residencial. Os dados apresentados na Tabela 13 mostram que as cargas residenciais representam cerca de 50% da carga total do sistema.

**Tabela 13 – Divisão de Cargas Comerciais e Residenciais**

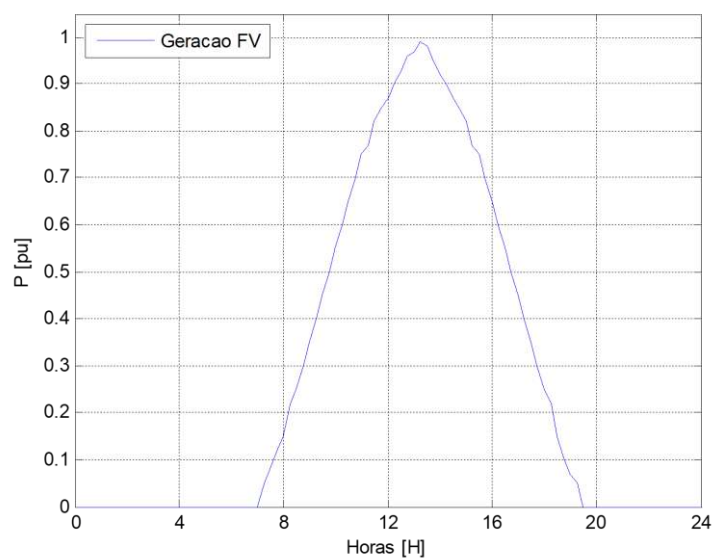
PERFIL	FASE A		FASE B		FASE C		TOTAL			
	P (kW)	Q (kVAr)	P (kW)	Q (kVAr)	P (kW)	Q (kVAr)	P (kW)	Q (kVAr)	P (%)	Q (%)
COMERCIAL	289,5	182,5	297,5	186,0	295,0	185,5	882,0	554,0	49,9	53,1
RESIDENCIA L	316,5	174,5	286,5	158,0	284,0	157,5	887,0	490,0	50,1	46,9
TOTAL	606	357	584	344	579	343	1769	1044	100	100

Para a análise estática, referente ao fluxo de potência sequencial, as barras de carga são modeladas como tipo PQ. Para simulações dinâmicas, as cargas são modeladas como impedância constante [95].

## 5.3 Modelagem da Geração Fotovoltaica

O objetivo deste estudo é analisar os efeitos da microgeração fotovoltaica em redes de distribuição, com foco na geração residencial *rooftop* [96]. Este tipo de geração, conforme apresentado nos capítulos anteriores, é o tipo de geração fotovoltaica que mais cresce em termos de números de instalações [97]. Dessa maneira somente será considerada presença de geração distribuída nas barras modeladas com perfil residencial.

Os estudos que envolvem a avaliação do comportamento diário da rede elétrica com a geração distribuída utilizam a curva apresentada na Figura 21. A curva representa o comportamento típico de um gerador fotovoltaico quando considerado céu claro e sem nuvens. O gerador inicia o fornecimento de potência ativa ao sistema por volta das 7:00, atingindo o valor máximo entre 12:00 e 13:00, e interrompendo a geração por volta das 19:00. O pico da geração fotovoltaica (1pu) é dado pela potência instalada nas respectivas barras. Este valor, conforme explicado a seguir, é definido como uma fração do valor máximo da carga instalada na barra de geração.



**Figura 21 – Curva de Geração Fotovoltaica Diária Normalizada**

De maneira similar à representação das cargas, a geração fotovoltaica deve ser modelada de maneira adequada ao tipo de estudo que se deseja realizar. Nos estudos estáticos de fluxo de potência, as barras com geração são modeladas de duas maneiras diferentes, dependendo do tipo de controle aplicado aos inversores. A modelagem como barra PQ e o gerador como injeção de corrente constante é utilizada quando considerado controle pelo fator de potência constante, que se justifica pelo comportamento dos geradores fotovoltaicos descrito nos capítulos anteriores. Quando o inversor inteligente é utilizado, as barras de geração são modeladas como PV e limite de geração / absorção de potência reativa variável [98]. O modelo PVD1 da WECC, apresentado no Capítulo 2, é utilizado nos estudos dinâmicos. De maneira geral, os geradores são conectados às mesmas fases da carga original do sistema. Quando considerado o inversor inteligente, porém, o gerador é conectado nas três fases com o propósito de explorar todas as funcionalidades de regulação do equipamento, incluindo geração desbalanceada entre fases.

Este trabalho avalia os impactos da microgeração fotovoltaica variando dois aspectos: nível de penetração e controle do inversor de frequência. Serão considerados três níveis de penetração, baseados na carga máxima do alimentador, e quatro tipos diferentes de controle do inversor do gerador fotovoltaico.

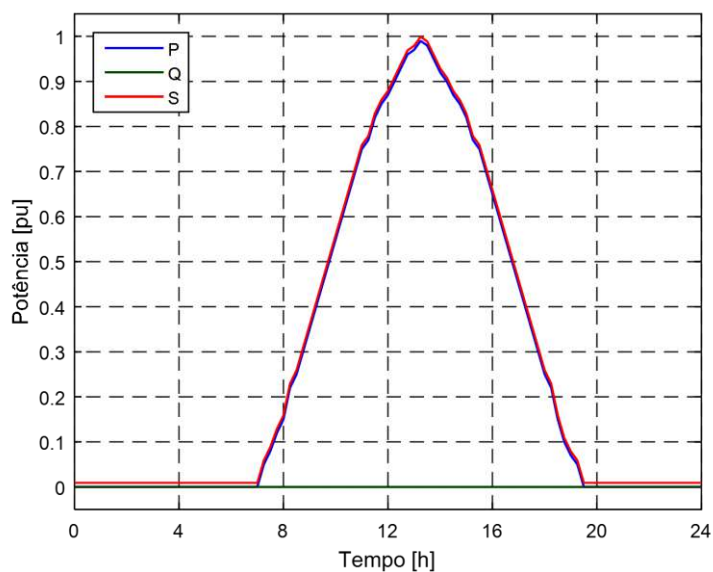
Em concordância com a atual legislação brasileira, apresentada no Capítulo 2, o limite de geração fotovoltaica que um consumidor residencial pode instalar em sua residência é dado pelo seu consumo. Dessa maneira, o limite da geração de potência ativa considerada em determinada barra é igual ao pico de demanda máxima naquela barra. Dada a definição de nível de penetração apresentada no Capítulo 3 e os valores apresentados na Tabela 13, considerando o valor máximo de geração fotovoltaica igual ao pico de demanda do consumidor residencial, o maior nível de penetração será de 50%. Os outros níveis considerados são 25% e 5%.

O inversor do sistema de geração fotovoltaica pode ser ajustado para interagir com a rede de diferentes maneiras, conforme descrito no Capítulo 2. O estudo considera os tipos de controle listados a seguir.

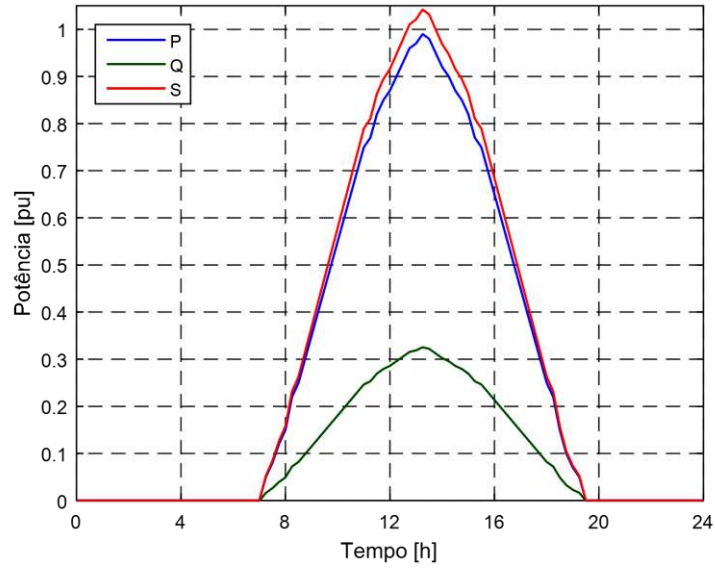
- Fator de potência unitário;

- Fator de potência 0,95 capacitivo fixo;
- Fator de potência 0,95 indutivo fixo;
- Inversor inteligente.

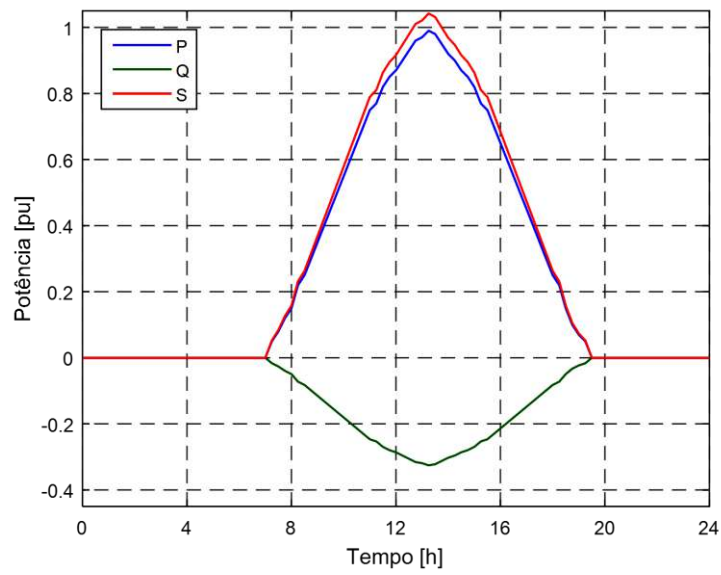
As figuras 22 a 25 apresentam as curvas normalizadas de potência ativa, reativa e aparente da geração fotovoltaica diária para os diferentes tipos de controle listados. A Figura 22, Figura 23 e Figura 24 apresentam a geração esperada para o sistema fotovoltaico que utilizam inversores com controle de fator de potência. A Figura 25 apresenta a geração esperada de potência ativa e o limite de potência reativa, em módulo, que pode ser gerado ou absorvido pelo gerador utilizando inversor inteligente. Nos casos em que os inversores inteligentes são utilizados, o ajuste dos controles de tensão serão os mesmos dos reguladores de tensão de média tensão.



**Figura 22 – Curva de Geração Fotovoltaica – FP 1**

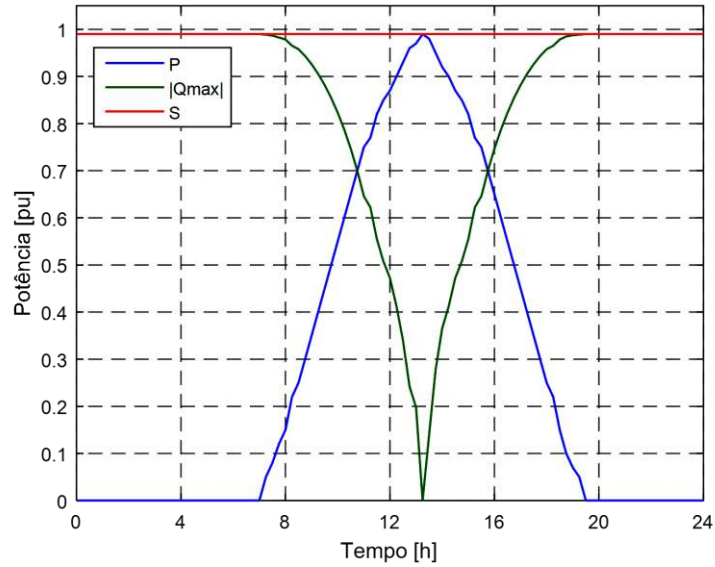


**Figura 23 – Curva de Geração Fotovoltaica – FP 0,95 capacitivo**



**Figura 24 – Curva de Geração Fotovoltaica – FP 0,95 indutivo**

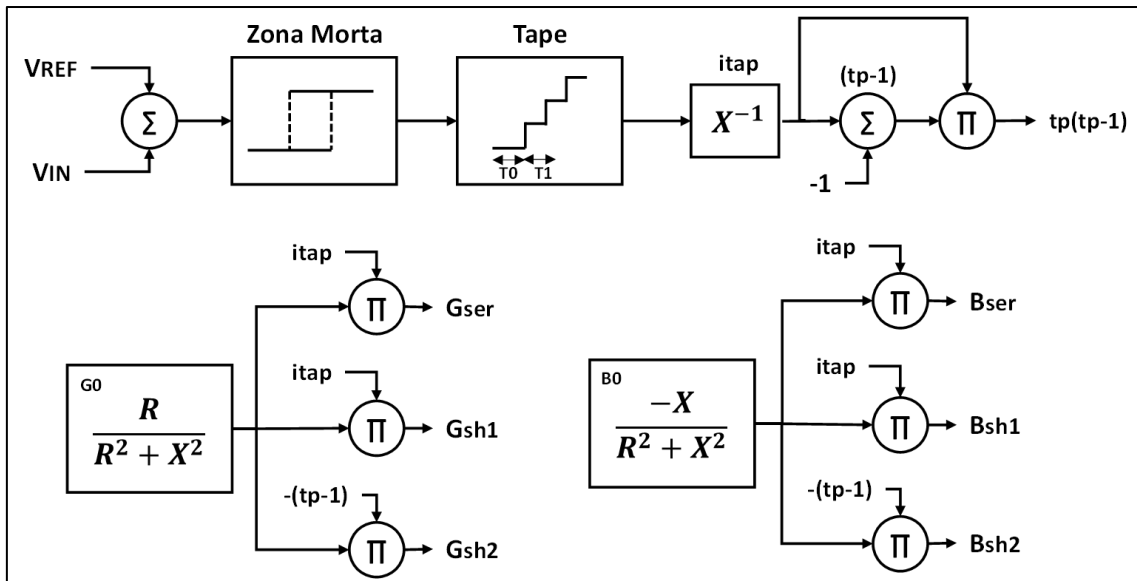




**Figura 25 – Curva de Geração Fotovoltaica – Inversor Inteligente**

## 5.4 Modelagem dos Transformadores com Trocadores de Tape

Durante a análise estática e a análise dinâmica de 24 horas, um indicador importante monitorado é o comportamento dos reguladores de tensão, com foco no número de mudanças de tape. A Figura 26 apresenta o modelo do transformador com trocador de tape utilizado em ambas as análises no SIMULIGHT.



**Figura 26 – Modelo de Transformador com Trocador de Tape**

O equipamento monitora a tensão na barra controlada ( $V_{IN}$ ) e compara com o valor de referência ajustado ( $V_{REF}$ ). A partir do instante que esta diferença excede a zona morta admissível, o equipamento inicia a comutação de tapes após um tempo previamente ajustado. O efeito da mudança do tape é refletido no sistema na alteração das impedâncias do transformador, dado pelos parâmetros  $G_{ser}$ ,  $G_{sh1}$ ,  $G_{sh2}$ ,  $B_{ser}$ ,  $B_{sh1}$  e  $B_{sh2}$ . A diferença entre os dois tipos de análise está na temporização do equipamento. A análise estática não considera esse atraso na atuação dos equipamentos e a posição final do tape é calculada pelo algoritmo de fluxo de potência.

## 5.5 Descrição dos Casos

Nos itens anteriores foram descritos os aspectos da geração fotovoltaica que são avaliados nesta dissertação. No capítulo anterior foi apresentada a metodologia com os tipos de análises e estudos realizados no sistema teste. A Tabela 14 apresenta os casos utilizados para a análise estática considerando as 24 horas do dia e para a análise dinâmica de curta duração. Para a análise dinâmica de 24 horas, apenas são considerados os casos sem geração fotovoltaica e nível de penetração 50%.

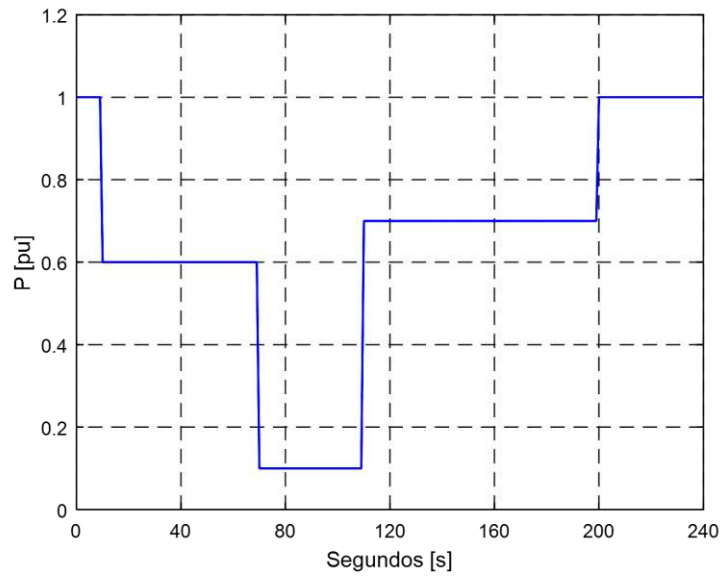
**Tabela 14 – Descrição de Casos**

<b>NÍVEL DE PENETRAÇÃO (%)</b>	<b>CONTROLES</b>
0	-
5	FP 1
	FP 0,95 capacitivo
	FP 0,95 indutivo
	Inversor Inteligente
25	FP 1
	FP 0,95 capacitivo
	FP 0,95 indutivo
	Inversor Inteligente
50	FP 1
	FP 0,95 capacitivo
	FP 0,95 indutivo
	Inversor Inteligente

Em resumo, a análise estática será avaliada ao longo de 13 simulações. A análise dinâmica de curta duração apresenta apenas 12 simulações, uma vez que não se aplica o caso onde não é considerada presença de geração fotovoltaica. A análise dinâmica de 24 horas, por sua vez, apresenta 5 simulações. No total, são realizadas 30 simulações ao longo deste trabalho.

Durante as análises que consideram as 24 horas, são observados o nível de tensão em todas as barras de carga e geração, carregamento dos reguladores de tensão, números de trocas de tape dos OLTC, fluxo de potência ativa na subestação principal do sistema e perdas.

A análise dinâmica de curta duração é realizada em um ponto de operação do sistema em que a geração fotovoltaica está próxima do seu valor máximo. A partir deste ponto, é aplicada a curva mostrada na Figura 27 nos geradores e são avaliados os níveis de tensão e a resposta dos reguladores de tensão.



**Figura 27 – Curva de Geração Fotovoltaica – Sombreamento de Curta Duração**

# CAPÍTULO 6

## RESULTADOS

Os resultados das simulações obtidos utilizando o software SIMULIGHT, e suas ferramentas apresentadas no capítulo anterior, são apresentados a seguir. Dado o número elevado de casos e itens avaliados, os resultados são divididos segundo o tipo de análise – estática, dinâmica de curta duração e dinâmica de 24 horas – e pelo nível de penetração – 5%, 25% e 50%.

### 6.1 Análise Estática

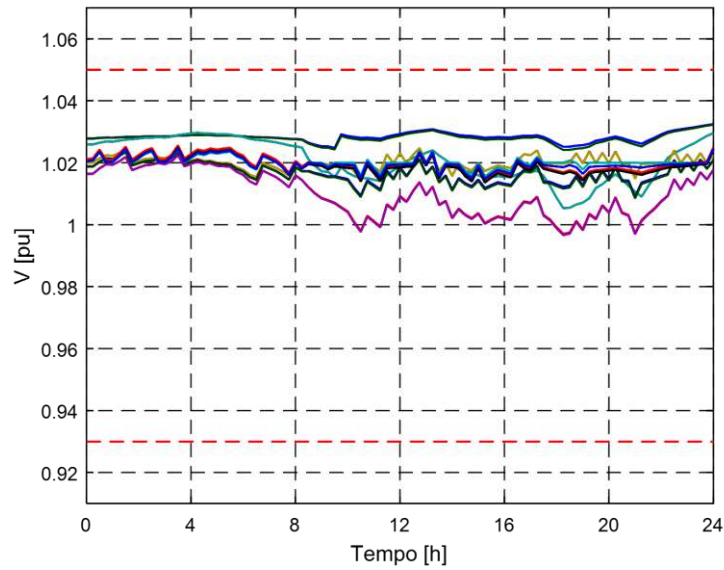
Os itens a seguir apresentam os resultados obtidos na análise estática considerando 24 horas, discretizadas em 96 intervalos de 15 minutos.

#### 6.1.1 Sem Geração Fotovoltaica – Caso Base

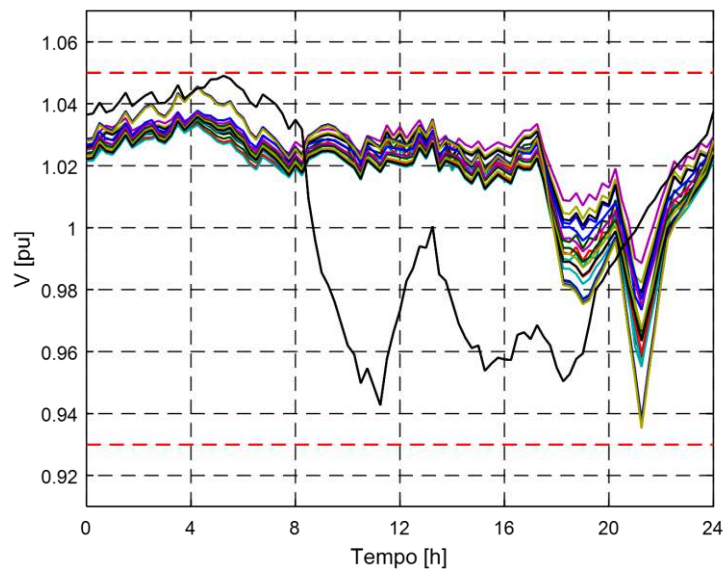
O primeiro caso apresentado não considera a presença de geração fotovoltaica e é utilizado como base para comparação dos demais nesta análise. Para adequação dos níveis de tensão nas barras de carga ao longo do dia, foi necessário alterar os ajustes dos reguladores de tensão originais do sistema IEEE 34 barras e definir os tapes fixos dos transformadores 24,9-0,48 kV das barras 820, 822, 834, 848 e 860. Estes ajustes são mantidos em todos os demais casos analisados. Os bancos de capacitores das barras 844 e 848 são considerados fixos e não despacháveis ao longo do dia.

A Figura 28 apresenta o perfil de tensão observado nas barras de carga de média tensão ao longo do dia. A Figura 29 apresenta o perfil de tensão observado nas barras de carga de baixa tensão, incluindo a barra 890. As linhas tracejadas indicam os valores máximo e mínimo de tensão considerados aceitáveis, conforme apresentado no Capítulo

3. A tensão nas barras de média tensão apresenta pouca variação ao longo do dia devido ao efeito direto dos reguladores de tensão. As barras de baixa tensão, no entanto, apresentam elevada excursão dos níveis de tensão, apresentando níveis abaixo de 0,95 pu. A barra 890, representada pela linha preta na Figura 29, apresenta comportamento do nível de tensão distinto em relação às demais barras de baixa tensão, dado que o perfil de demanda é diferente das demais.

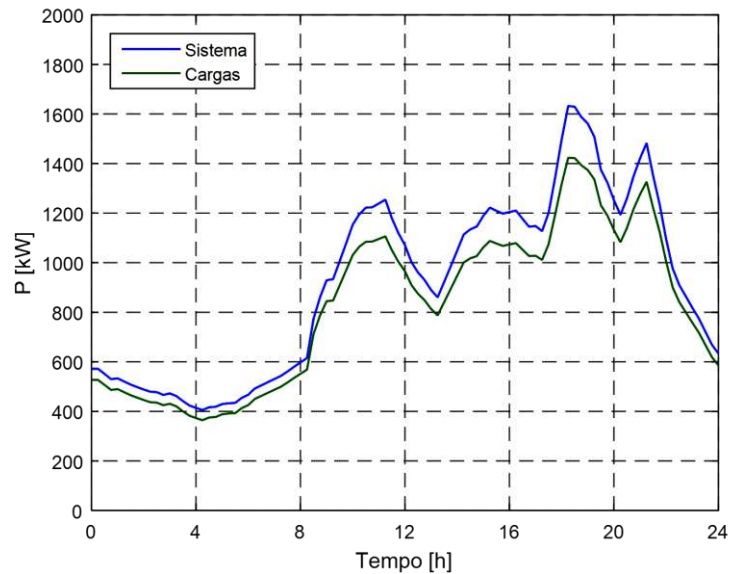


**Figura 28 – Análise Estática – Caso Base – Média Tensão**



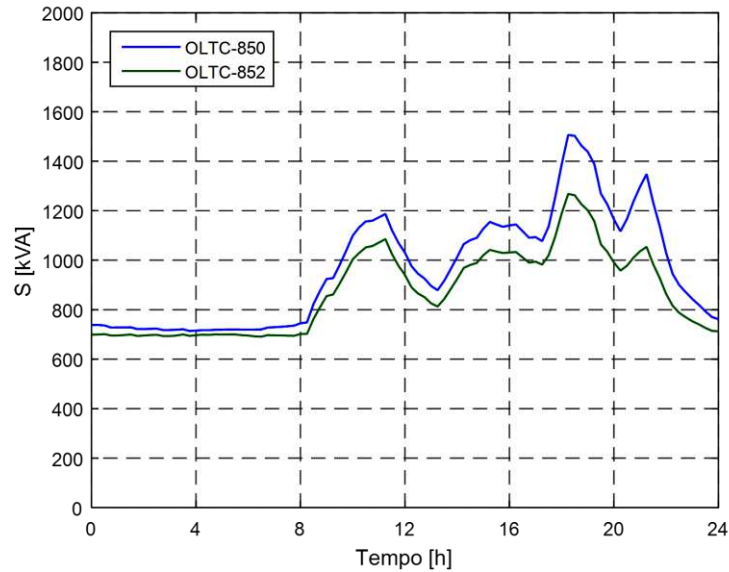
**Figura 29 – Análise Estática – Caso Base – Baixa Tensão**

O fluxo de potência ativa da subestação (sistema) e a demanda ativa total das cargas ao longo do dia são mostrados na Figura 30. O pico de demanda ocorre por volta das 17:00 e corresponde a aproximadamente 1,4 MW. A demanda no horário entre 12:00 e 13:00, próximo ao pico teórico de geração fotovoltaica, varia entre 800 kW e 1 MW.



**Figura 30 – Análise Estática – Caso Base – Geração do sistema e cargas**

O carregamento, em potência aparente total, em cada regulador de tensão do sistema é mostrado na Figura 31. Como não há presença de geração fotovoltaica, o carregamento segue a curva de demanda, somada a parcela reativa das cargas e dos bancos de capacitores fixos. Dada a potência base dos equipamentos de 2 MVA, o carregamento observado durante o pico de demanda é de aproximadamente 75%.



**Figura 31 – Análise Estática – Caso Base – Carregamento dos OLTCs**

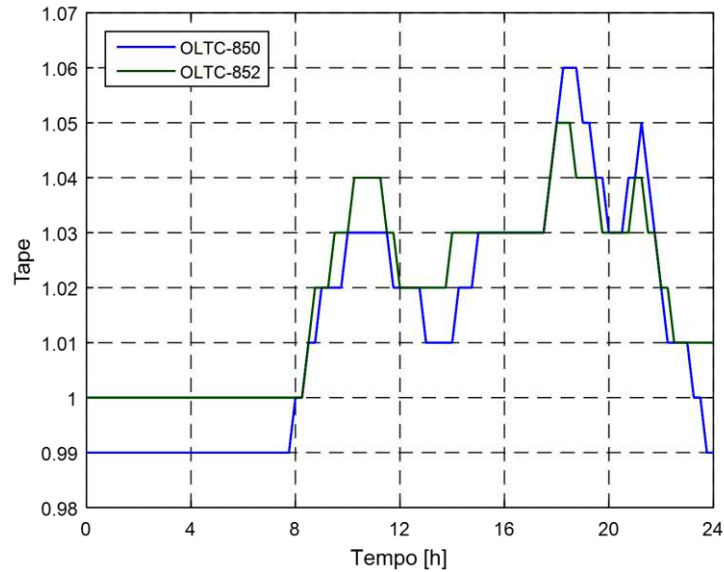
Os demais indicadores são mostrados na Tabela 15. Neste caso, o sistema apresenta perdas médias na ordem de 11% da demanda. Este patamar de perdas é relativamente elevado para os padrões brasileiros [99], que gira em torno de 8%. O regulador de tensão da barra 850 apresenta 22 mudanças de tape ao longo do dia, enquanto o regulador da barra 852 apresenta 16 mudanças.

**Tabela 15 – Análise Estática – Caso Base – Resultados**

CARGA MÉDIA (kW)	PERDA MÉDIA		MUDANÇAS DE TAPES	
	(kW)	(%)	OLTC 850	OLTC 852
819,96	89,48	10,91	22	16

A Figura 32 apresenta a posição dos tapes dos reguladores de tensão ao longo do dia. Nota-se que a maior parte das mudanças de tape encontram-se no período que corresponde ao pico de demanda. A operação dos inversores com controle por fator de potência pode influenciar o comportamento dos reguladores de tensão no período da manhã e da tarde, quando há geração fotovoltaica. Os inversores inteligentes, entretanto, podem influenciar a troca de tapes durante todo o dia.





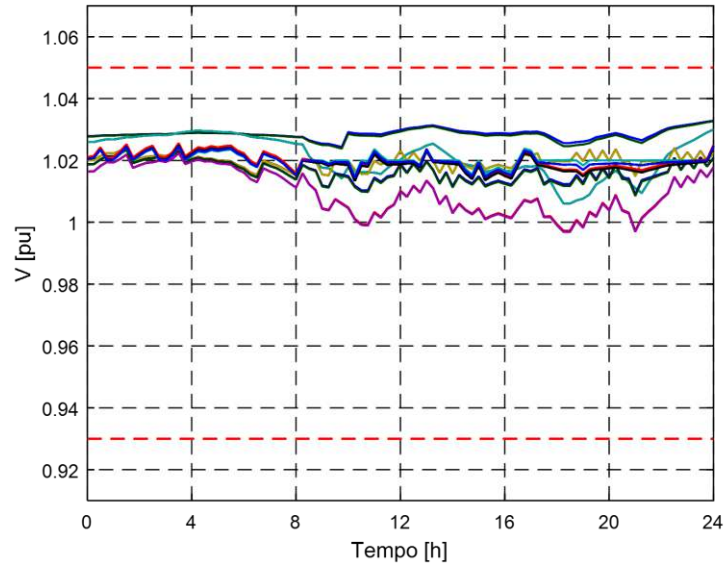
**Figura 32 – Análise Estática – Caso Base – Tapes dos OLTCs**

## 6.1.2 Nível de Penetração: 5%

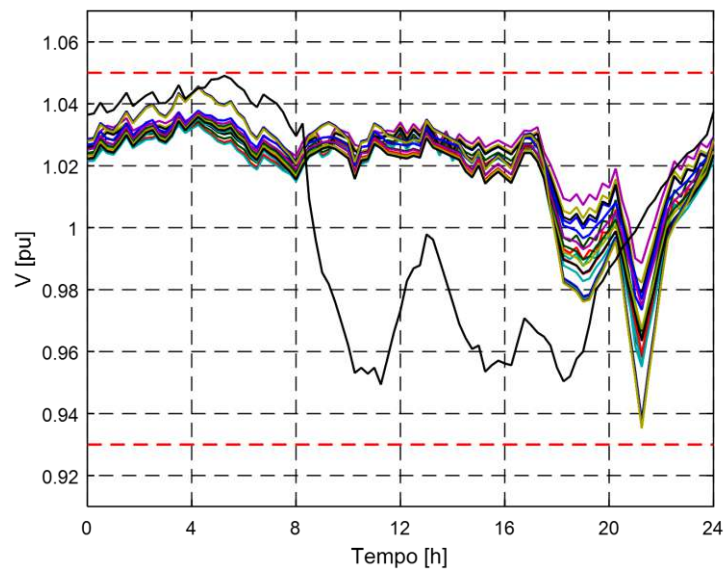
Os casos apresentados neste item consideram presença de geração fotovoltaica com 5% no nível de penetração. Os ajustes dos equipamentos de regulação de tensão e transformadores com tape fixo são mantidos conforme item 6.1.1 para comparação adequada entre os casos.

### 6.1.2.1 Fator de Potência Unitário

A Figura 33 e Figura 34 apresentam os níveis de tensão observados nas barras de carga ao longo do dia. De maneira similar ao caso base, as tensões das barras de média tensão não apresentam grande variação e se mantêm próximas ao ajuste dos reguladores de tensão. As barras de baixa tensão apresentam elevação de tensão em relação ao caso base no período onde há geração fotovoltaica. O menor nível de tensão observado, coincidente com o pico de demanda do final do dia, não sofre alteração, uma vez que não há geração fotovoltaica neste horário.

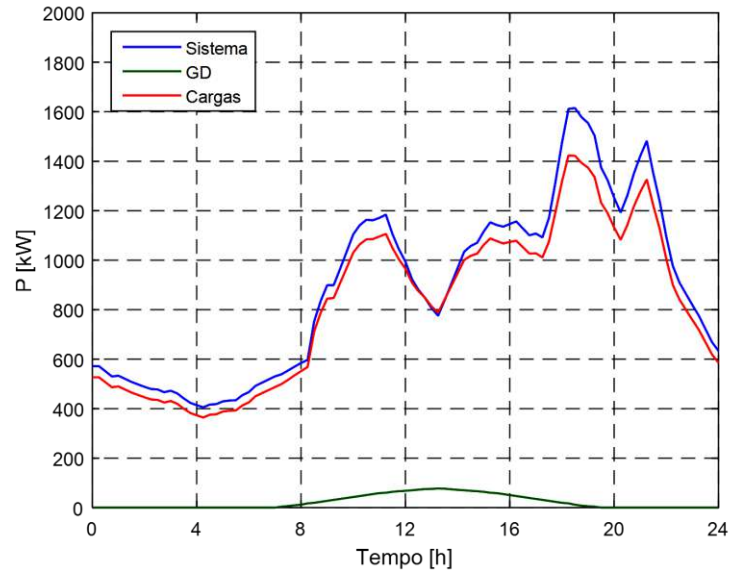


**Figura 33 – Análise Estática – 5% FP1 – Média Tensão**



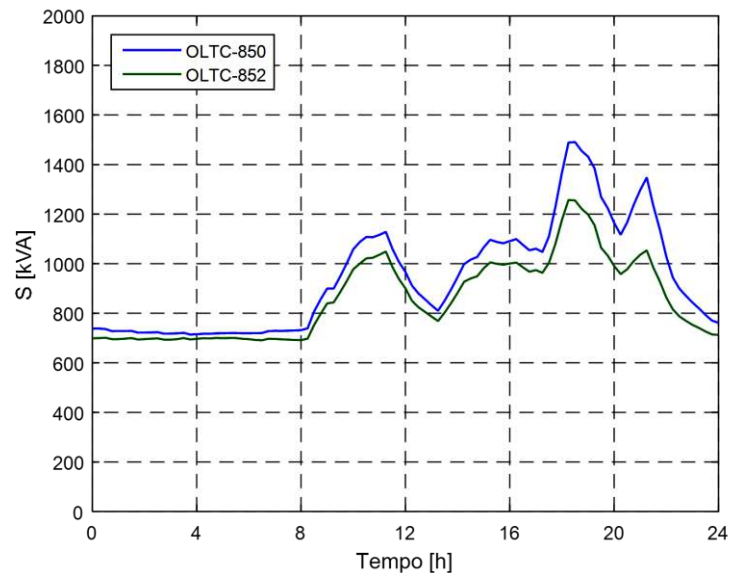
**Figura 34 – Análise Estática – 5% FP1 – Baixa Tensão**

O fluxo de potência ativa da subestação, a demanda ativa total das cargas e a geração fotovoltaica total do sistema são mostrados na Figura 35. A geração da subestação principal apresenta leve diminuição nos períodos da manhã e da tarde, mas apresenta o mesmo perfil a partir das 19:00. A presença de geração fotovoltaica próxima às cargas atua de maneira a diminuir o fluxo na subestação principal e nas linhas de distribuição.



**Figura 35 – Análise Estática – 5% FP1 – Geração do sistema, GD e cargas**

O carregamento, em potência aparente total, de cada regulador de tensão do sistema é mostrado na Figura 36. O baixo nível de penetração considerado neste caso apresenta pouco impacto no carregamento dos reguladores de tensão. Os carregamentos máximo e médio são mantidos aproximadamente constantes em relação ao caso base.



**Figura 36 – Análise Estática – 5% FP1 – Carregamento dos OLTCs**

Os demais indicadores são mostrados na Tabela 16. As perdas do sistema são próximas às perdas do caso base, porém apresentam queda de aproximadamente 0,5%. A

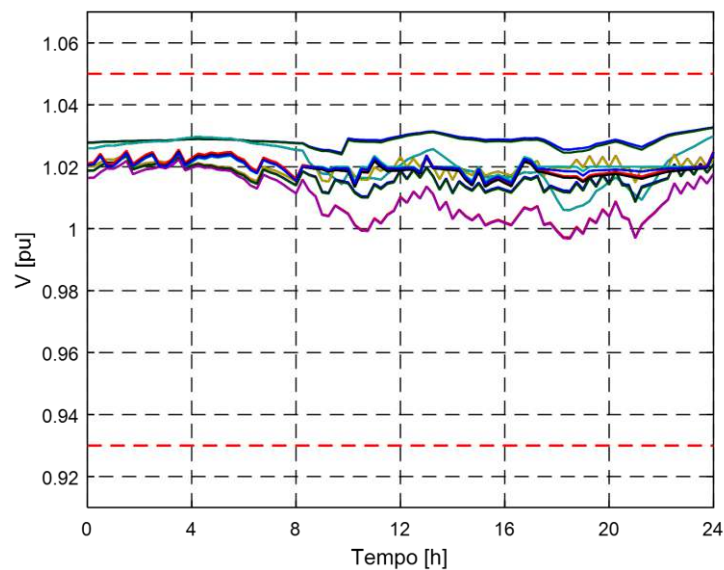
inclusão da geração fotovoltaica leva a mais atuações de ambos reguladores de tensão próximo ao máximo de geração.

**Tabela 16 – Análise Estática – 5% FP1 – Resultados**

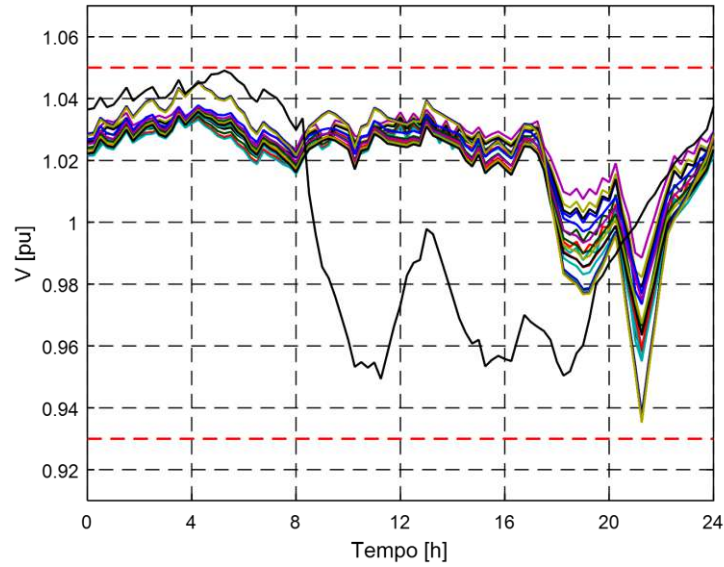
CARGA MÉDIA (kW)	PERDA MÉDIA		MUDANÇAS DE TAPES	
	(kW)	(%)	OLTC 850	OLTC 852
819,96	86,62	10,56	23	18

### 6.1.2.2 Fator de Potência 0,95 Capacitivo

A Figura 37 e Figura 38 apresentam os níveis de tensão observados nas barras de carga ao longo do dia. De maneira similar ao caso base, as tensões das barras de média tensão não apresentam grande variação. As barras de baixa tensão, entretanto, apresentam elevação de tensão em relação ao caso base enquanto há geração fotovoltaica. De maneira geral, os resultados observados são próximos ao caso onde o gerador fotovoltaico opera com fator de potência unitário.

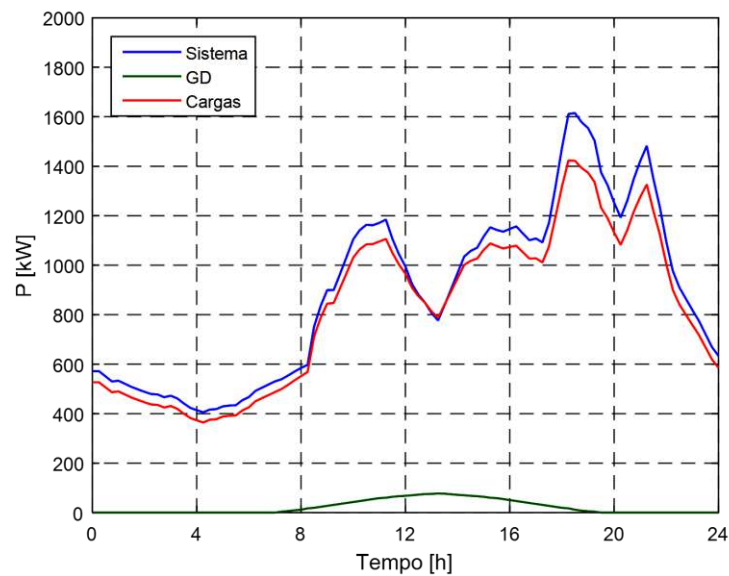


**Figura 37 – Análise Estática – 5% FP Capacitivo – Média Tensão**



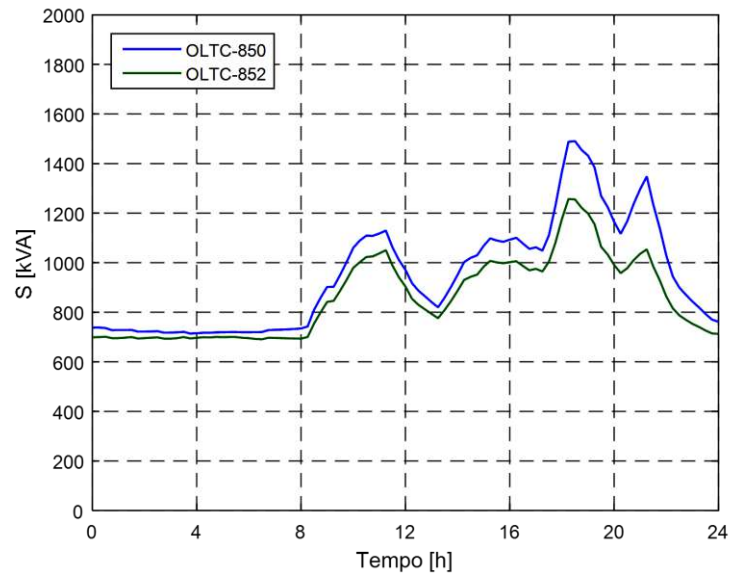
**Figura 38 – Análise Estática – 5% FP Capacitivo – Baixa Tensão**

O fluxo de potência ativa da subestação, a demanda ativa total das cargas e a geração fotovoltaica total do sistema são apresentados na Figura 39. A variação destas grandezas ao longo do dia é próxima ao observado quando considerada geração com fator de potência unitário. Observa-se maior diminuição na geração na subestação principal entre 12:00 e 14:00.



**Figura 39 – Análise Estática – 5% FP Capacitivo – Geração do sistema, GD e cargas**

A Figura 40 apresenta o carregamento, em potência aparente total, em cada regulador de tensão. Conforme exposto no capítulo anterior, o sistema teste utilizado possui bancos de capacitores fixos e há um fluxo de potência reativa da rede para a subestação principal no período entre 0:00 e 18:00. Dessa maneira, o carregamento médio dos equipamentos apresenta aumento em relação ao caso base devido ao aumento de injeção de potência reativa pelos geradores fotovoltaicos.



**Figura 40 – Análise Estática – 5% FP Capacitivo – Carregamento dos OLTCs**

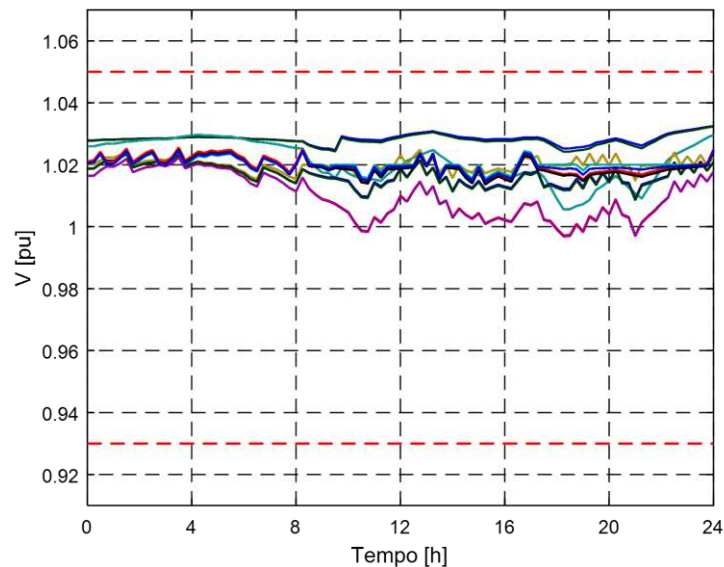
Os demais indicadores são mostrados na Tabela 17 a seguir. As perdas médias do sistema são próximas às do caso base, apresentando queda de 0,4%. A atuação dos reguladores de tensão é maior durante o período de geração fotovoltaica, resultando em um maior número de trocas de tape em relação ao caso base.

**Tabela 17 – Análise Estática – 5% FP Capacitivo – Resultados**

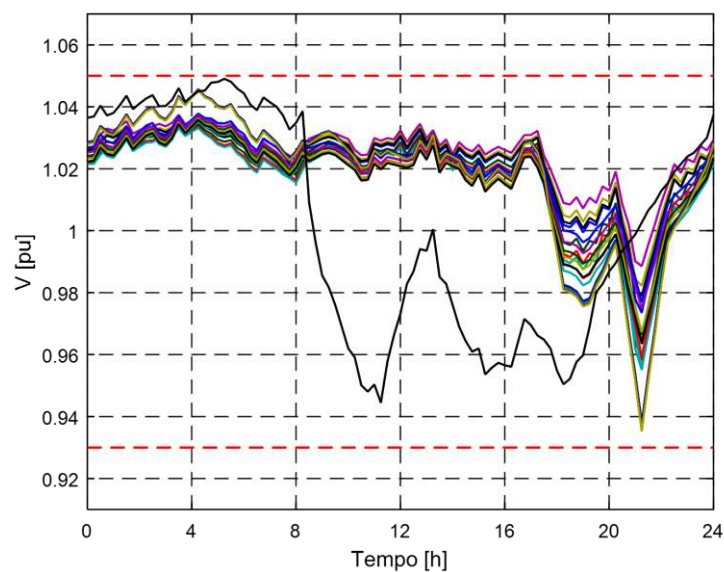
CARGA MÉDIA (kW)	PERDA MÉDIA		MUDANÇAS DE TAPES	
	(kW)	(%)	OLTC 850	OLTC 852
819,96	86,75	10,58	23	18

### 6.1.2.3 Fator de Potência 0,95 Indutivo

A Figura 41 e Figura 42 apresentam os níveis de tensão observados nas barras de carga ao longo do dia. As tensões das barras de média tensão, conforme mostrado nos casos anteriores, seguem próximas aos ajustes dos reguladores de tensão. As barras de baixa tensão apresentam comportamento similar ao caso base.

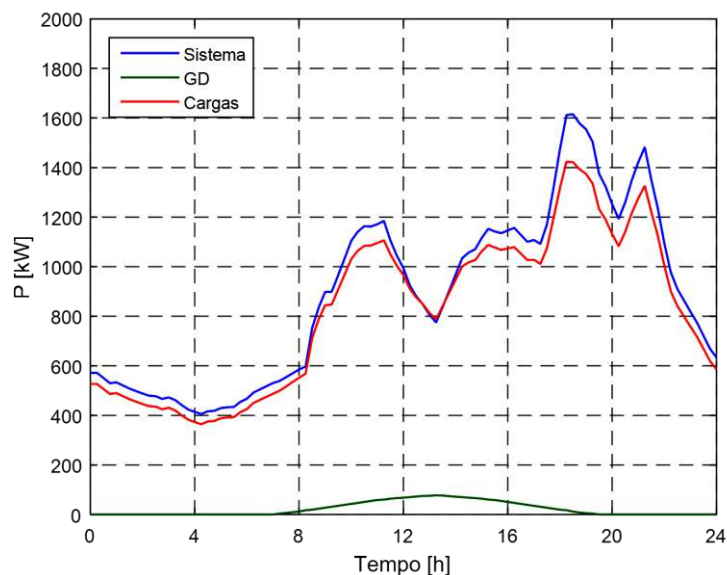


**Figura 41 – Análise Estática – 5% FP INDUTIVO– Média Tensão**



**Figura 42 – Análise Estática – 5% FP INDUTIVO– Baixa Tensão**

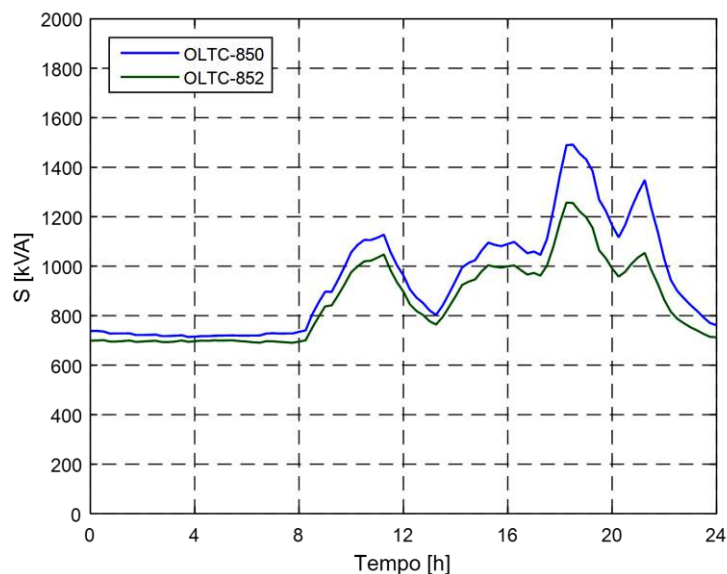
A Figura 43 apresenta o fluxo de potência ativa da subestação, a demanda ativa total das cargas e a geração fotovoltaica total. A variação destas grandezas ao longo do dia é próxima ao observado nos casos anteriores.



**Figura 43 – Análise Estática – 5% FP INDUTIVO– Geração do sistema, GD e cargas**

O carregamento, em potência aparente total, em cada regulador de tensão do sistema é mostrado na Figura 44. Em relação ao caso base, nota-se diminuição no carregamento médio ao longo do dia em cerca de 10%. A absorção de potência reativa pelos inversores diminui o fluxo na rede, e, conseqüentemente, o carregamento nos reguladores de tensão.





**Figura 44 – Análise Estática – 5% FP Indutivo – Carregamento dos OLTCs**

A Tabela 18 apresenta demais indicadores deste caso. As perdas do sistema são as menores registradas para este nível de penetração. Os reguladores de tensão o mesmo número de mudanças de tape ao longo do dia quando comparado ao caso base.

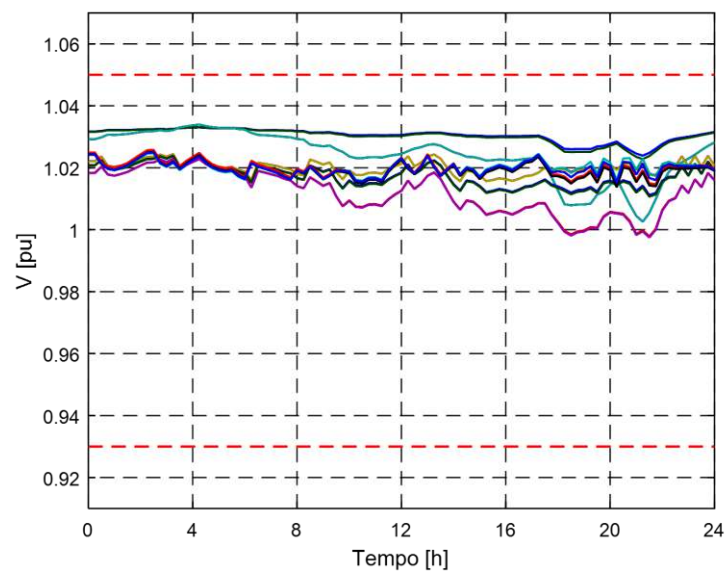
**Tabela 18 – Análise Estática – 5% FP Indutivo – Resultados**

CARGA MÉDIA (kW)	PERDA MÉDIA		MUDANÇAS DE TAPES	
	(kW)	(%)	OLTC 850	OLTC 852
819,96	86,75	10,55	22	16

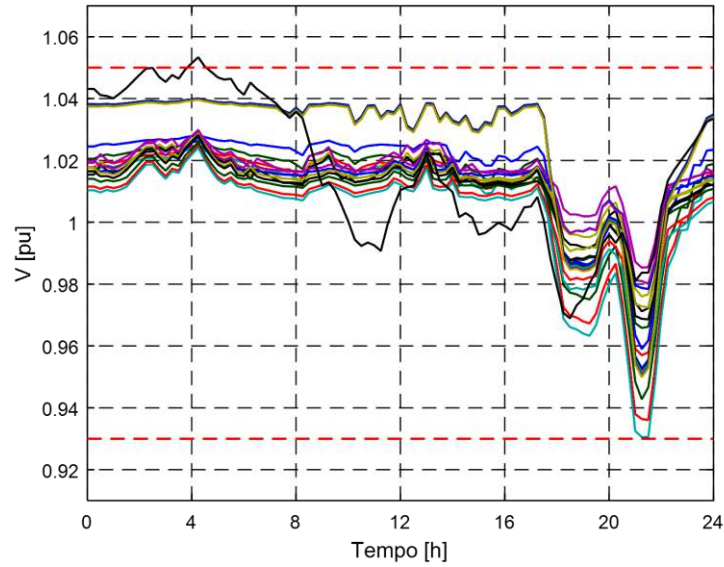
A adoção do controle pelo fator de potência indutivo se mostra como a melhor opção, até o momento, em relação aos indicadores avaliados. Para o nível de penetração considerado, o sistema apresentou as menores perdas, menores níveis de carregamento e manutenção do número de trocas de tape dos reguladores de tensão. A melhora pouco significativa destes indicadores é justificada pelo baixo nível de penetração.

## 6.1.2.4 Inversor Inteligente

A Figura 45 e a Figura 46 apresentam os níveis de tensão observados nas barras de carga. De maneira similar aos casos anteriores, a tensão nas barras de média tensão se mantém estáveis ao longo do dia, apresentando baixa variação e com níveis próximos ao ajuste dos reguladores de tensão. O efeito dos inversores inteligentes se mostra mais eficaz na regulação de tensão das barras de baixa tensão. Apesar de algumas barras ainda apresentarem tensões próximas a 0,93pu durante o período de pico de demanda, a tensão ao longo do dia apresenta perfil mais estável ao longo do dia.

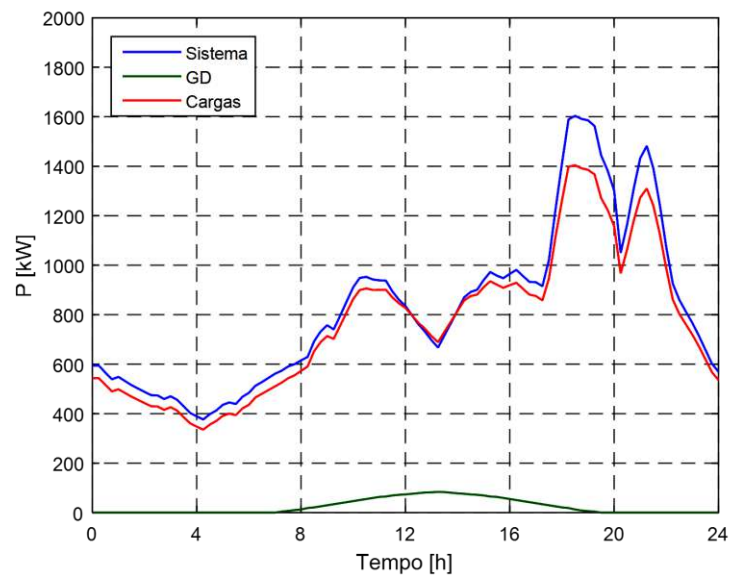


**Figura 45 – Análise Estática – 5% Inversor Inteligente – Média Tensão**



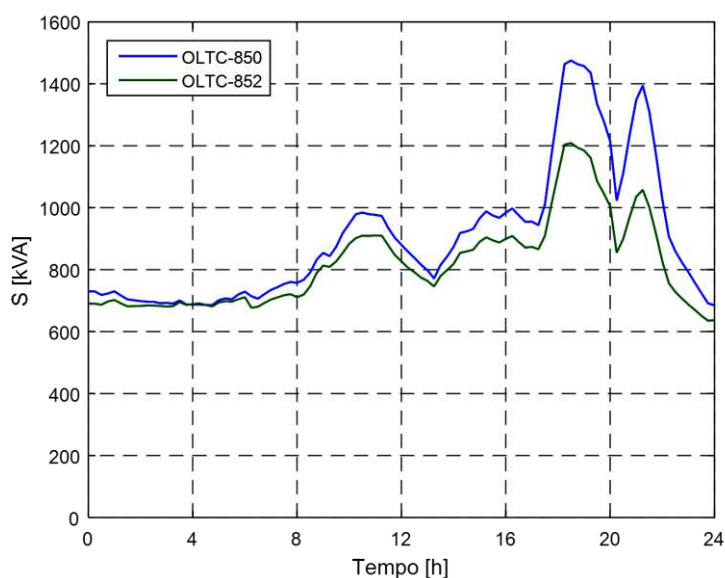
**Figura 46 – Análise Estática – 5% Inversor Inteligente – Baixa Tensão**

O fluxo de potência ativa da subestação, a demanda ativa total das cargas e a geração fotovoltaica total do sistema são apresentados na Figura 47. Os resultados mostrados não justificam a adoção do inversor inteligente para este nível de penetração se comparados aos casos anteriores. Este tipo de controle exerce maior influência no fluxo de potência reativa no sistema, análise que será realizada a seguir.



**Figura 47 – Análise Estática – 5% Inversor Inteligente – Geração do sistema, GD e cargas**

O controle local de tensão realizado pelos inversores inteligentes é realizado através da injeção ou absorção de potência reativa, o que se reflete no carregamento das linhas e demais equipamentos série do sistema. O carregamento, em potência aparente total, em cada regulador de tensão do sistema, Figura 48, mostra o efeito deste controle. Os inversores absorvem potência reativa durante os períodos onde a demanda é menor – entre 0:00 e 8:00 – diminuindo o carregamento dos reguladores de tensão. Quando a demanda do sistema se encontra próxima do máximo, os inversores são capazes de injetar potência reativa na rede, uma vez que não há geração de potência ativa neste horário. Dessa forma, o carregamento dos reguladores é elevado neste período, chegando ao máximo de 80%, comparado aos 75% do caso base.



**Figura 48 – Análise Estática – 5% Inversor Inteligente – Carregamento dos OLTCs**

Os demais indicadores são mostrados na Tabela 19. As perdas do sistema são próximas às perdas do caso base, porém apresentam aumento de aproximadamente 0,1%. O trocador de tape do regulador de tensão da barra 852 apresentou maior número de atuação ao longo do dia quando comparado ao caso base, enquanto o trocador da barra 850 atuou o mesmo número de vezes.

**Tabela 19 – Análise Estática – 5% Inversor Inteligente – Resultados**

CARGA MÉDIA (kW)	PERDA MÉDIA		MUDANÇAS DE TAPES	
	(kW)	(%)	OLTC 850	OLTC 852
819,96	88,45	10,79	22	21

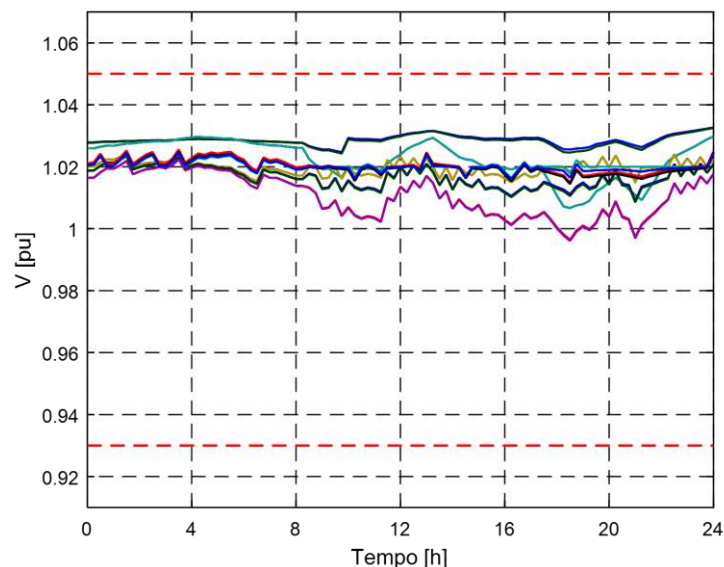
Ao adotar o uso de inversores inteligentes para controle local de tensão, nota-se que as barras de carga de baixa tensão são as mais afetadas. Os níveis de tensão são os melhores apresentados para este item, mantendo-se mais estáveis ao longo do dia. Além disso, as perdas observadas são reduzidas em relação ao caso base, mas ainda superiores a outros tipos de controle mais simples. Em contrapartida, o número de atuações dos reguladores de tensão é superior ao caso base, o que significa mais desgaste dos equipamentos, maiores custos de manutenção e redução do tempo de vida útil.

### 6.1.3 Nível de Penetração: 25%

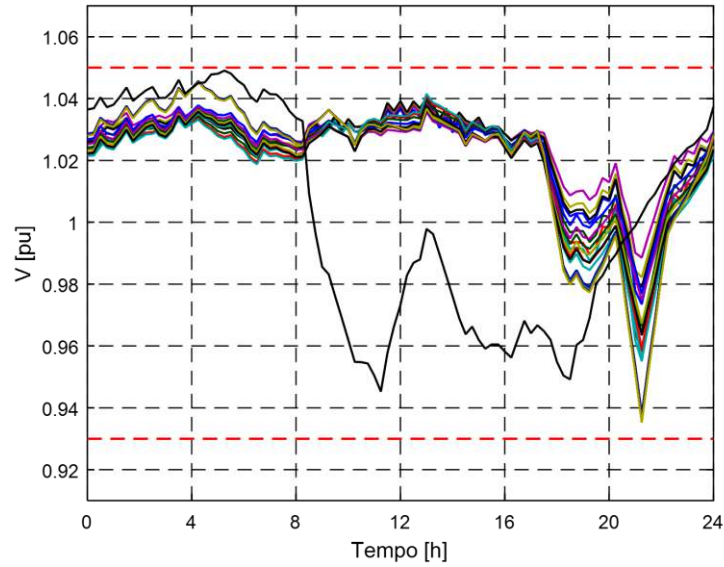
Os casos apresentados neste item consideram presença de geração fotovoltaica com 25% no nível de penetração. De maneira similar ao item anterior, os ajustes dos equipamentos serão mantidos iguais ao item 6.1.1 para melhor comparação de resultados.

#### 6.1.3.1 Fator de Potência Unitário

A Figura 49 e a Figura 50 apresentam os níveis de tensão observados nas barras de carga ao longo do dia. O perfil de tensão das barras de carga apresenta comportamento próximo ao observado no caso base. Durante o período onde há geração fotovoltaica, a tensão nas barras de baixa tensão é elevada em aproximadamente 0,01pu.

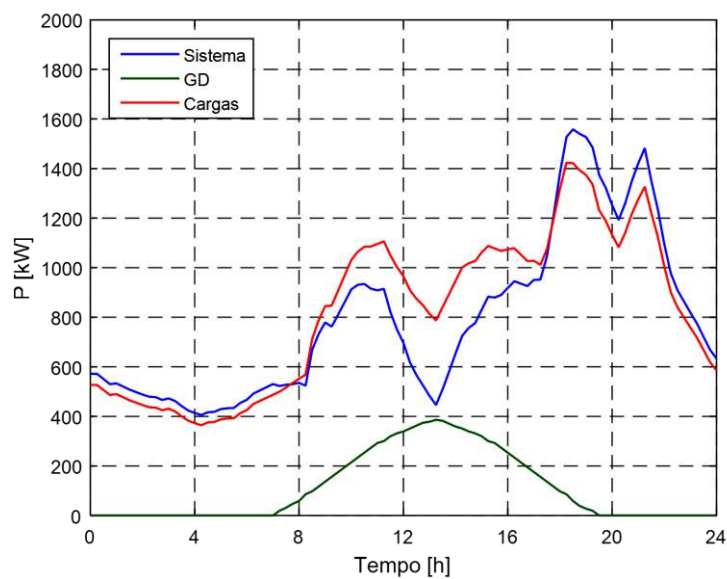


**Figura 49 – Análise Estática – 25% FP1 – Média Tensão**



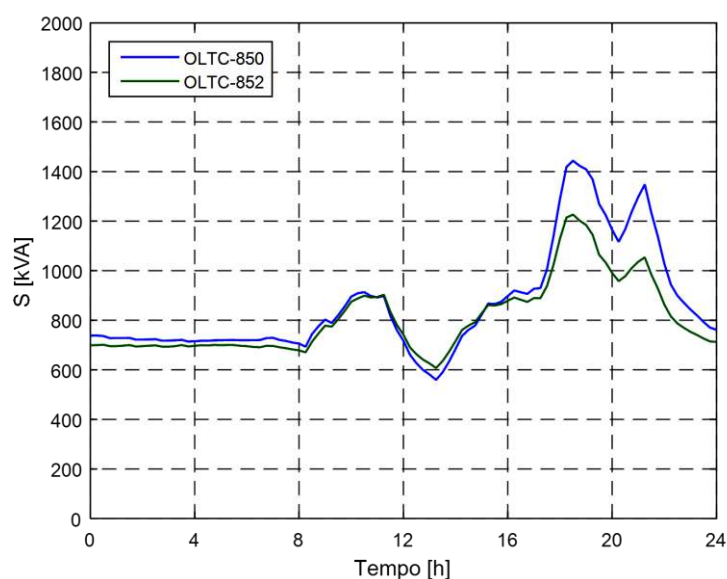
**Figura 50 – Análise Estática – 25% FP1 – Baixa Tensão**

O fluxo de potência ativa da subestação, a demanda ativa total das cargas e a geração fotovoltaica total do sistema são apresentados na Figura 51. O maior nível de penetração fotovoltaica implica na diminuição da geração na subestação principal ao longo do dia. Dado que a demanda do sistema durante o pico de geração fotovoltaica é relativamente baixa, a geração do sistema diminuiu em cerca de 50% em relação ao caso base neste período.



**Figura 51 – Análise Estática – 25% FP1 – Geração do sistema, GD e cargas**

Em relação ao caso base, os reguladores de tensão trabalham com carregamento médio aproximadamente 25% menor. Ao contrário dos casos com baixo nível de penetração, a redução expressiva da potência ativa gerada pela subestação principal é a principal causa deste resultado. O fluxo de potência reativa no sistema mantém o carregamento dos equipamentos próxima ao caso base durante os períodos onde não há geração fotovoltaica. O resultado descrito acima é mostrado na Figura 52.



**Figura 52 – Análise Estática – 25% FP1 – Carregamento dos OLTCs**

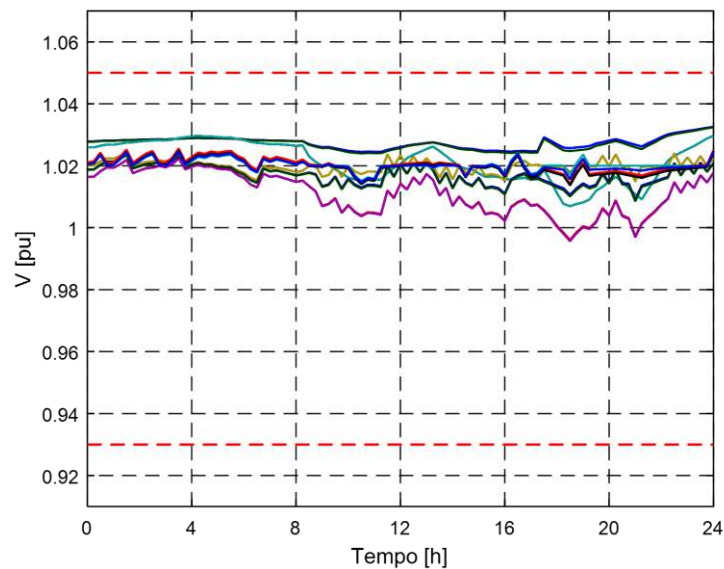
As perdas do sistema apresentam queda de aproximadamente 1,5% em relação ao caso base. A redução das perdas, neste caso, se dá somente pela injeção de potência ativa dos geradores fotovoltaicos. Quando adotados outros tipos de controle, espera-se maior redução devido a variações no fluxo de potência reativa. O regulador de tensão da barra 852 apresenta maior número de atuações em relação ao caso base. A Tabela 20 apresenta os indicadores descritos acima.

**Tabela 20 – Análise Estática – 25% FP1 – Resultados**

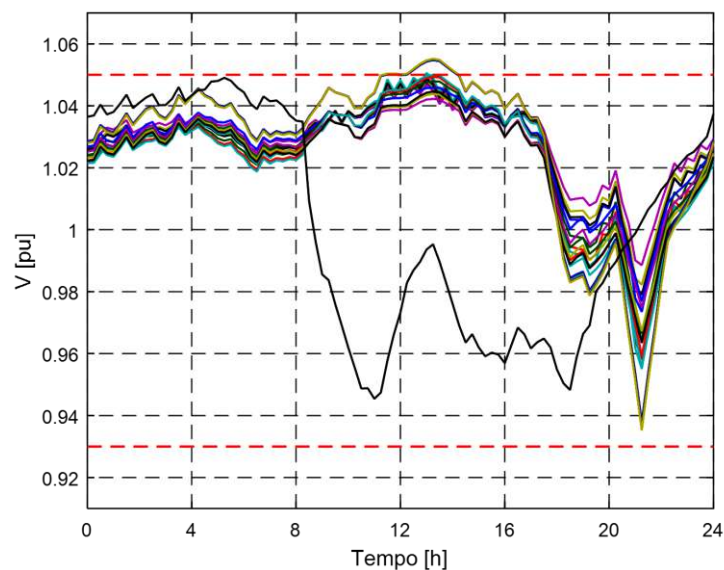
CARGA MÉDIA (kW)	PERDA MÉDIA		MUDANÇAS DE TAPES	
	(kW)	(%)	OLTC 850	OLTC 852
819,96	77,27	9,42	22	18

### 6.1.3.2 Fator de Potência 0,95 Capacitivo

A Figura 53 e a Figura 54 apresentam os níveis de tensão observados nas barras de carga. As tensões das barras de média tensão não apresentam grande variação ao longo do dia, de maneira similar ao caso base. As barras de baixa tensão apresentam considerável elevação de tensão em relação ao caso base enquanto há geração fotovoltaica. Durante este período, algumas barras apresentam tensão acima de 1,05pu.



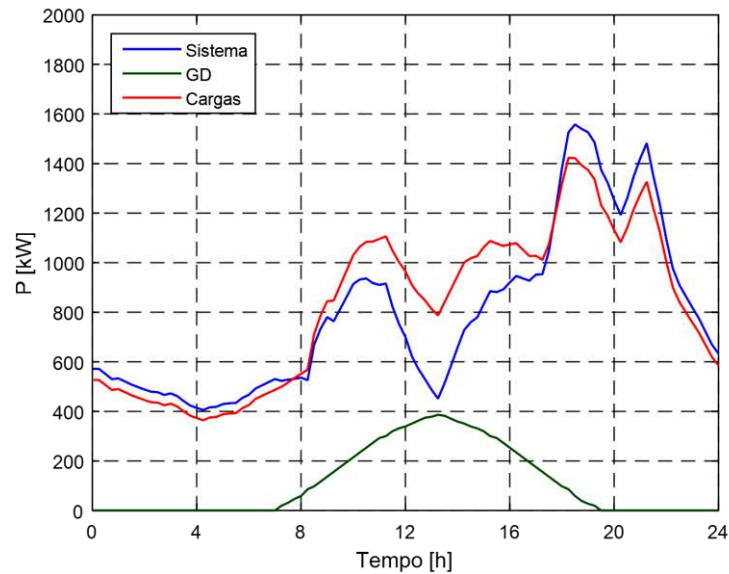
**Figura 53 – Análise Estática – 25% FP Capacitivo – Média Tensão**



**Figura 54 – Análise Estática – 25% FP Capacitivo – Baixa Tensão**

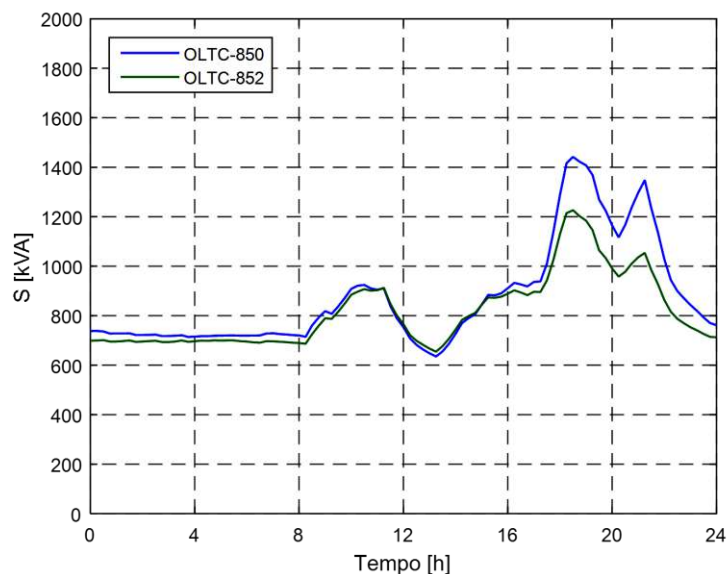


O fluxo de potência ativa da subestação, a demanda ativa total das cargas e a geração fotovoltaica total do sistema são apresentados na Figura 55. Este caso apresenta resultados próximos ao caso em que a geração fotovoltaica é modelada como fator de potência unitário, com forte redução da geração do sistema.



**Figura 55 – Análise Estática – 25% FP Capacitivo – Geração do sistema, GD e cargas**

O carregamento, em potência aparente total, em cada regulador de tensão do sistema é mostrado na Figura 56. Em relação ao caso base, os reguladores de tensão trabalham com carregamento médio aproximadamente 25% menor. Ao comparar este resultado com o caso anterior, porém, o carregamento dos reguladores é cerca de 10% superior. A elevação no carregamento se dá pelo aumento do fluxo de potência ativa durante os períodos com pouca demanda, coincidente com o pico de geração fotovoltaica.



**Figura 56 – Análise Estática – 25% FP Capacitivo – Carregamento dos OLTCs**

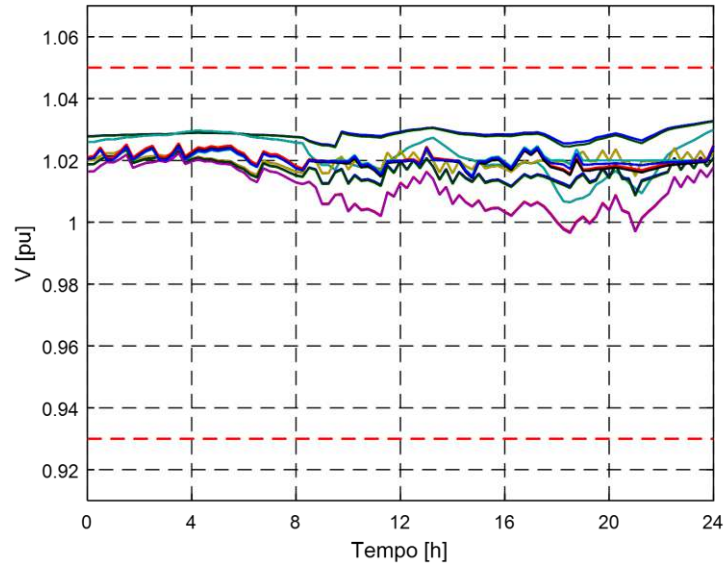
Os demais indicadores são mostrados na Tabela 21. As perdas do sistema são aproximadamente 1,4% inferiores ao caso base. Conforme exposto anteriormente, a injeção de potência reativa na rede tem efeito negativo nas perdas neste sistema pouco carregado. Os reguladores de tensão atuam o mesmo número de vezes quando comparado ao caso anterior.

**Tabela 21 – Análise Estática – 25% FP Capacitivo – Resultados**

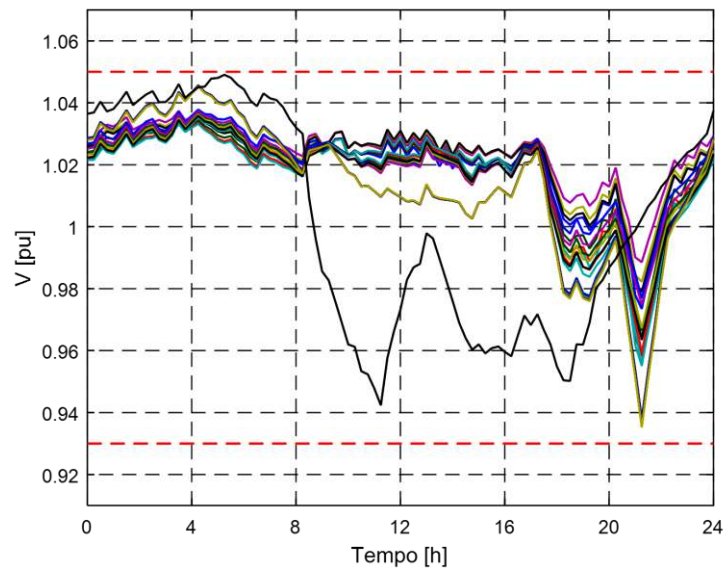
CARGA MÉDIA (kW)	PERDA MÉDIA		MUDANÇAS DE TAPES	
	(kW)	(%)	OLTC 850	OLTC 852
819,96	78,19	9,54	22	18

### 6.1.3.3 Fator de Potência 0,95 Indutivo

A Figura 57 e a Figura 58 apresentam os níveis de tensão observados nas barras de carga ao longo do dia. As tensões das barras de média tensão apresentam comportamento similar ao caso base. As barras de baixa tensão apresentam melhora nos níveis de tensão durante o período de geração fotovoltaica, mantendo-se próximas aos níveis das barras de média tensão. Ao contrário do caso considerando o fator de potência capacitivo, não são observadas sobretensões sustentadas em nenhum momento.

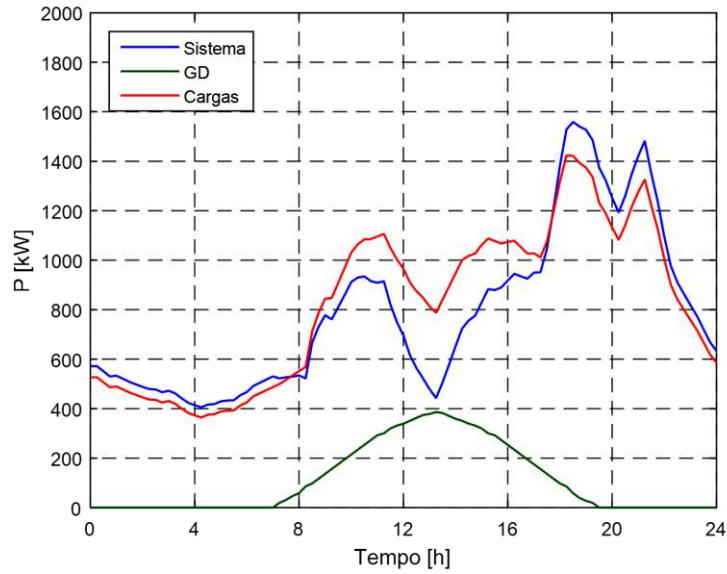


**Figura 57 – Análise Estática – 25% FP Indutivo – Média Tensão**



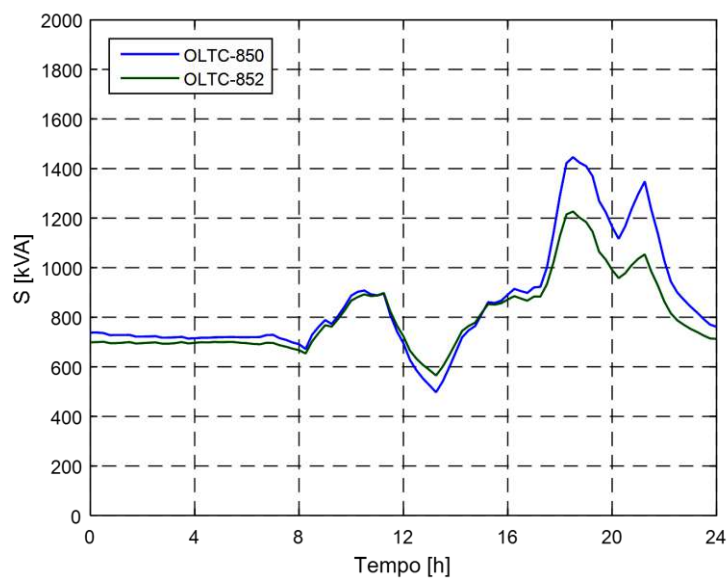
**Figura 58 – Análise Estática – 25% FP Indutivo – Baixa Tensão**

A variação do fluxo de potência ativa da subestação, a demanda ativa total das cargas e a geração fotovoltaica total do sistema ao longo do dia é próxima ao observado nos casos anteriores, conforme mostrado na Figura 59.



**Figura 59 – Análise Estática – 25% FP Indutivo – Geração do sistema, GD e cargas**

O carregamento, em potência aparente total, em cada regulador de tensão do sistema é mostrado na Figura 60. Em relação ao caso base e aos casos anteriores considerando o mesmo nível de penetração, este controle apresentou os menores níveis de carregamento na rede. A absorção de potência reativa pelos inversores durante o período de baixa demanda reduz o fluxo na rede, reduzindo o carregamento das linhas e reguladores de tensão.



**Figura 60 – Análise Estática – 25% FP Indutivo – Carregamento dos OLTCs**

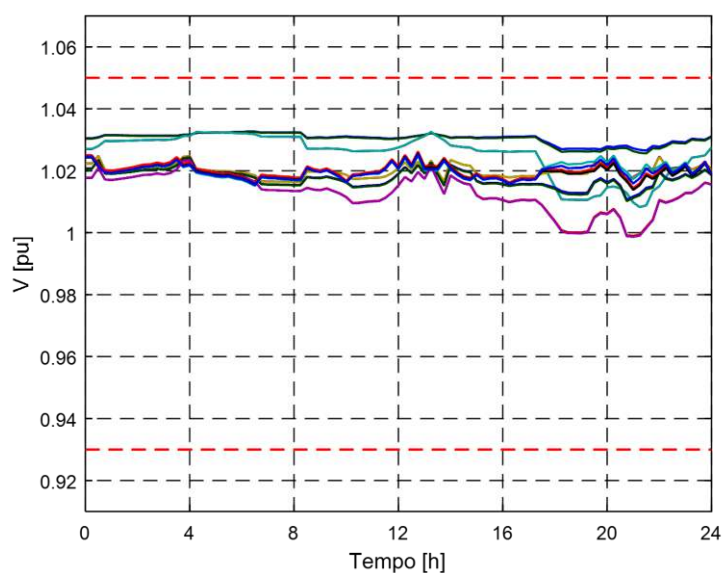
Os demais indicadores são mostrados na Tabela 22. As perdas do sistema apresentam queda de aproximadamente 1,5% quando comparadas ao caso base. Neste caso, parte da redução de perdas se dá pela redução do fluxo de potência reativa nas linhas de distribuição. No total, os reguladores de tensão atuam 10% menos vezes quando comparado ao caso base e aos casos anteriores.

**Tabela 22 – Análise Estática – 25% FP Indutivo – Resultados**

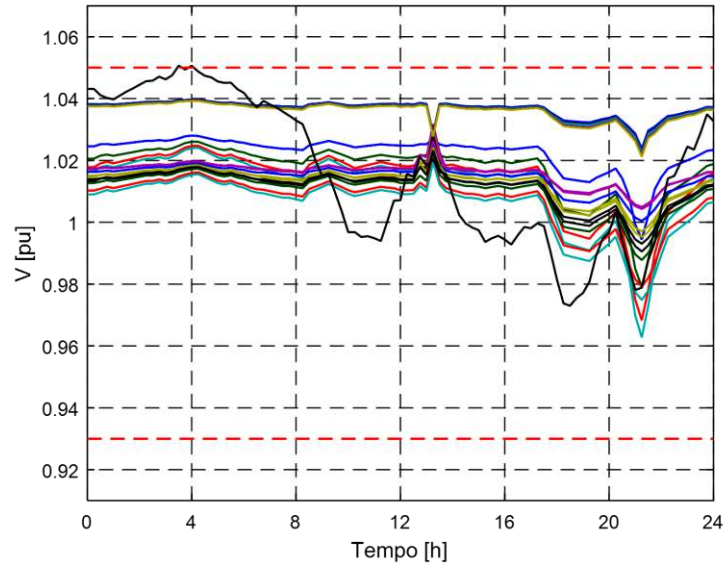
CARGA MÉDIA (kW)	PERDA MÉDIA		MUDANÇAS DE TAPES	
	(kW)	(%)	OLTC 850	OLTC 852
819,96	76,86	9,37	20	16

### 6.1.3.4 Inversor Inteligente

A Figura 61 e Figura 62 apresentam os níveis de tensão observados nas barras de carga. A tensão nas barras de média tensão se mantém estáveis próximas aos ajustes dos reguladores, apresentando baixa variação ao longo do dia. Os inversores inteligentes se mostram eficazes na regulação de tensão das barras de baixa tensão, dada a estabilidade do perfil de tensão ao longo do dia e níveis mais satisfatórios que nos demais casos.

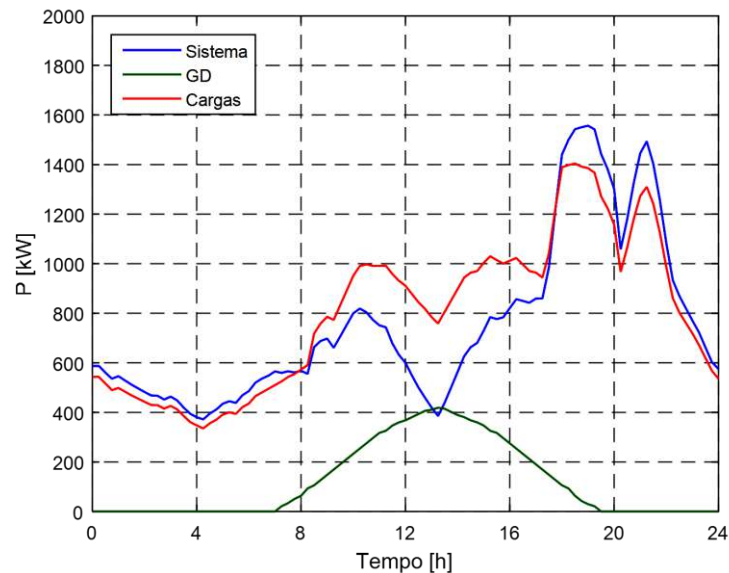


**Figura 61 – Análise Estática – 25% Inversor Inteligente – Média Tensão**



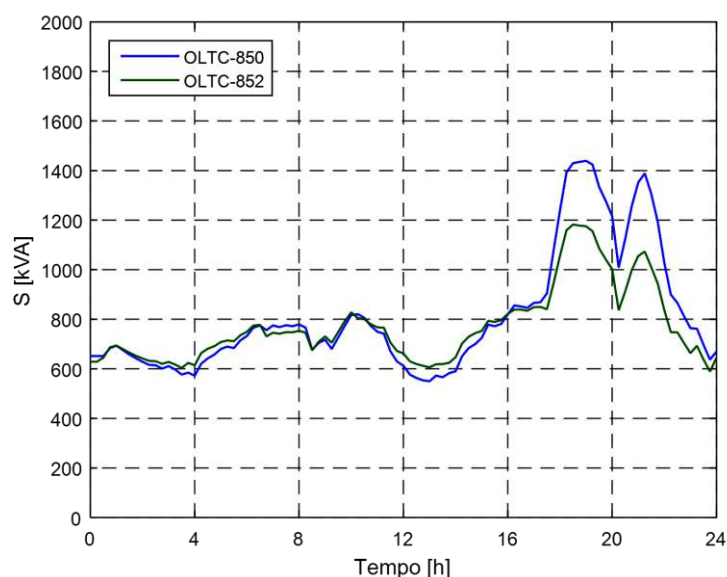
**Figura 62 – Análise Estática – 25% Inversor Inteligente – Baixa Tensão**

A melhora nos níveis de tensão e controle do fluxo de potência reativa do sistema resultam na diminuição da potência ativa gerada pelo sistema durante o pico de geração fotovoltaica em relação aos demais casos. Este resultado, a demanda ativa total das cargas e a geração fotovoltaica total do sistema são apresentados na Figura 63.



**Figura 63 – Análise Estática – 25% Inversor Inteligente – Geração do sistema, GD e cargas**

A Figura 64 apresenta o carregamento, em potência aparente, dos reguladores de tensão. Em relação ao caso base, nota-se diminuição no carregamento médio ao longo do dia em cerca de 20% devido a melhor controle do fluxo de potência reativa na rede. O carregamento máximo observado é semelhante aos demais casos deste item, mas cerca de 10% inferior ao caso base. Neste ponto da curva, a diminuição do carregamento é dada somente pela geração local de potência reativa nos inversores.



**Figura 64 – Análise Estática – 25% Inversor Inteligente – Carregamento dos OLTCs**

Os demais indicadores são mostrados na Tabela 23. As perdas do sistema apresentam queda de aproximadamente 1,5% em relação ao caso base. Conforme exposto anteriormente, a alteração no fluxo de potência reativa tem papel importante nesta redução. O trocador de tap dos reguladores de tensão da barra 850 atuou 25% a menos quando comparado ao caso base, representando grande economia nos custos de manutenção e dando sobrevida ao equipamento. O regulador de tensão da barra 852 apresentou uma atuação a mais que o caso base.

**Tabela 23 – Análise Estática – 25% Inversor Inteligente – Resultados**

CARGA MÉDIA (kW)	PERDA MÉDIA		MUDANÇAS DE TAPES	
	(kW)	(%)	OLTC 850	OLTC 852
819,96	77,48	9,45	16	17

A presença de inversores inteligentes capazes de regular a tensão local se mostrou vantajosa para o sistema considerando o nível de penetração estudado. O quantitativo de perdas observado apresenta redução considerável em relação ao sistema base. Ao mesmo tempo, os reguladores de tensão apresentaram o menor número de mudanças de tape dentre os casos estudados. De maneira geral, a elevação do nível de penetração de geração fotovoltaica no sistema teste torna a adoção de inversores inteligentes mais viável.

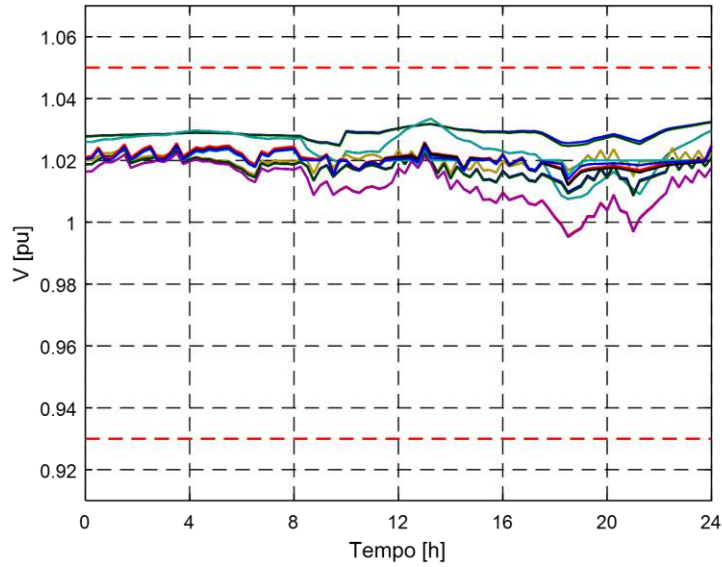
## 6.1.4 Nível de Penetração: 50%

Os casos apresentados neste item consideram presença de geração fotovoltaica com 50% no nível de penetração, maior nível considerado neste trabalho. Com base nos resultados anteriores, espera-se que a diferença nos tipos de controle analisados seja mais proeminente nos casos a seguir. Os ajustes dos equipamentos de regulação de tensão e transformadores com tape fixo são mantidos conforme item 6.1.1 para comparação adequada entre os casos.

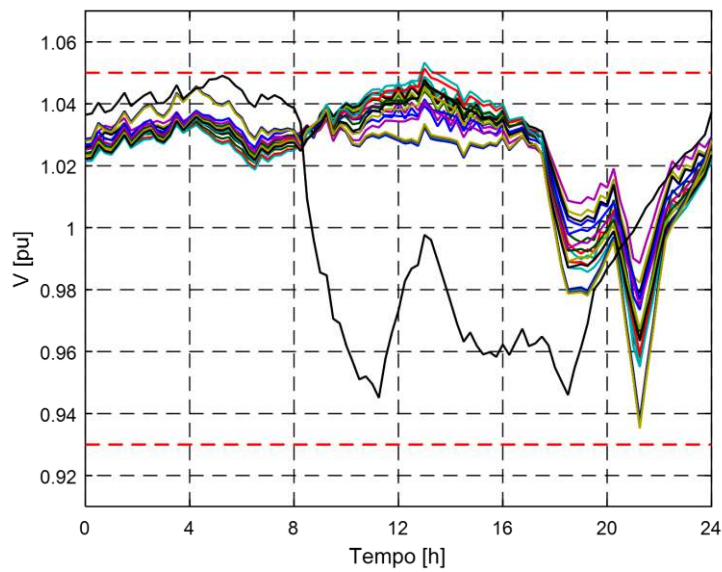
### 6.1.4.1 Fator de Potência Unitário

O perfil de tensão das barras de carga de média e baixa tensão são apresentados na Figura 65 e a Figura 66, respectivamente. Em igualdade ao apresentado nos itens anteriores, a tensão nas barras de média tensão segue os ajustes dos reguladores. Contudo, o aumento da injeção de potência dos geradores fotovoltaicos causa elevação considerável nos níveis de tensão das barras de baixa tensão, provocando sobretensão sustentada em algumas barras durante o período de máxima geração fotovoltaica.





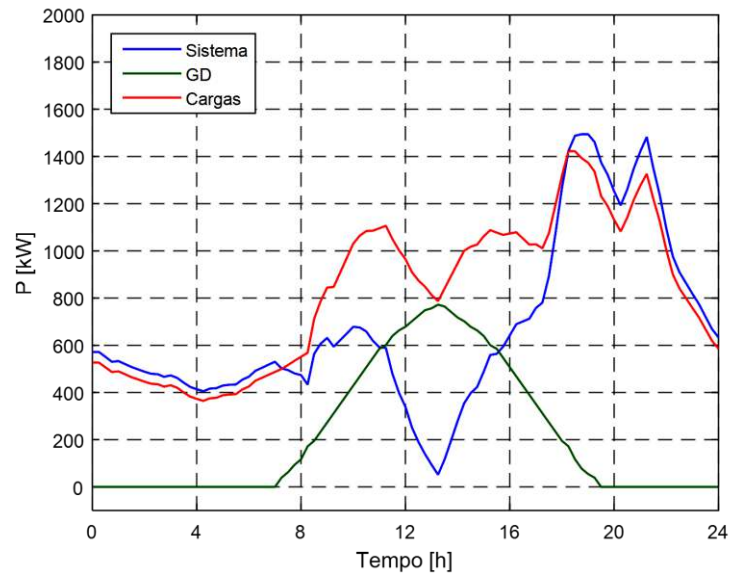
**Figura 65 – Análise Estática – 50% FP1 – Média Tensão**



**Figura 66 – Análise Estática – 50% FP1 – Baixa Tensão**

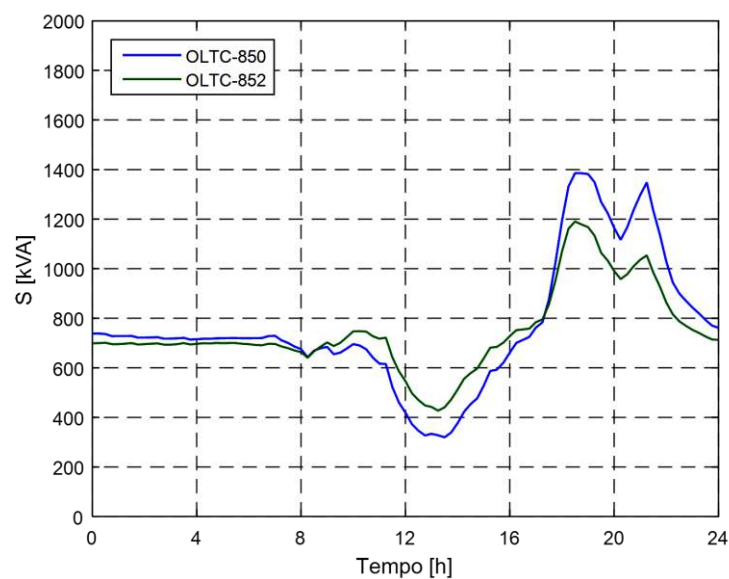
Conforme apresentado na Figura 67, o maior nível de penetração implica na diminuição da geração na subestação principal, chegando próximo de anular a importação de potência ativa do sistema durante o pico de geração fotovoltaica. O efeito negativo do aumento da presença de geração fotovoltaica para a geração do sistema se dá pela elevada inclinação positiva observada no período que inclui a diminuição da geração fotovoltaica

e aumento da demanda. A resposta do sistema para este tipo de curva deve ser rápida para que não haja problemas no suprimento de energia elétrica [100].



**Figura 67 – Análise Estática – 50% FP1 – Geração do sistema, GD e cargas**

O carregamento dos reguladores de tensão acompanha o comportamento da curva de geração do sistema mostrado anteriormente. Tal comportamento é mostrado na Figura 68. Em relação ao caso base, os reguladores de tensão trabalham com carregamento médio aproximadamente 40% menor.



**Figura 68 – Análise Estática – 50% FP1 – Carregamento dos OLTCs**

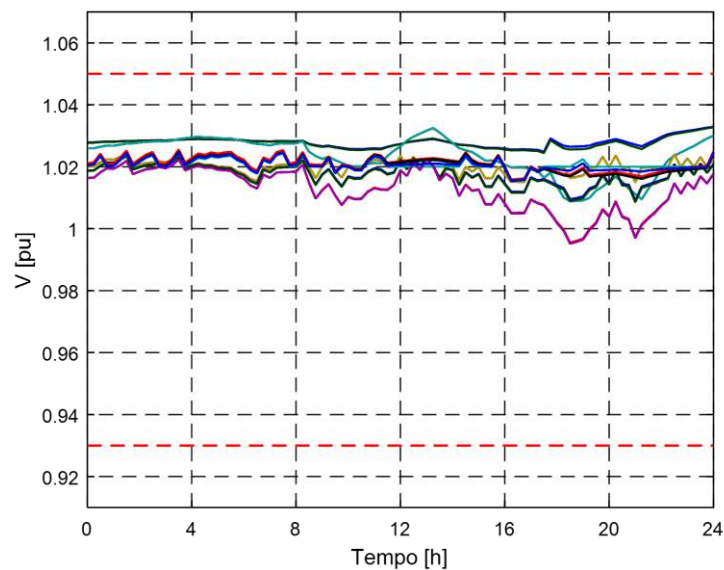
Os demais indicadores são mostrados na Tabela 24. O sistema apresenta perdas cerca de 2,4% inferiores ao caso base. Os trocadores de tape dos reguladores de tensão atuam em quantidades próximas às do caso base.

**Tabela 24 – Análise Estática – 50% FP1 – Resultados**

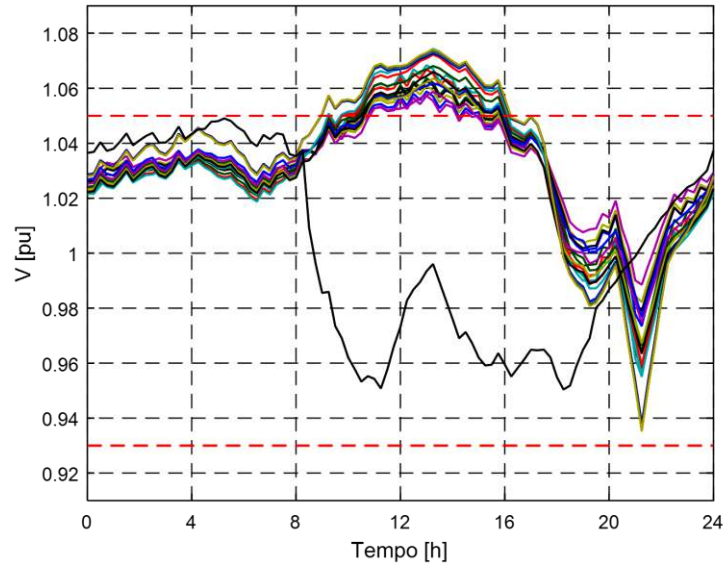
CARGA MÉDIA (kW)	PERDA MÉDIA		MUDANÇAS DE TAPES	
	(kW)	(%)	OLTC 850	OLTC 852
819,96	69,72	8,50	22	18

### 6.1.4.2 Fator de Potência 0,95 Capacitivo

Os níveis de tensão observados nas barras de carga ao longo do dia são apresentados na Figura 69 e a Figura 70. As barras de baixa tensão apresentam considerável elevação de tensão em relação ao caso base enquanto há geração fotovoltaica. Durante parte deste período, todas as barras de baixa tensão apresentam tensão acima de 1,05pu, exceto a barra 890, que não possui geração fotovoltaica.

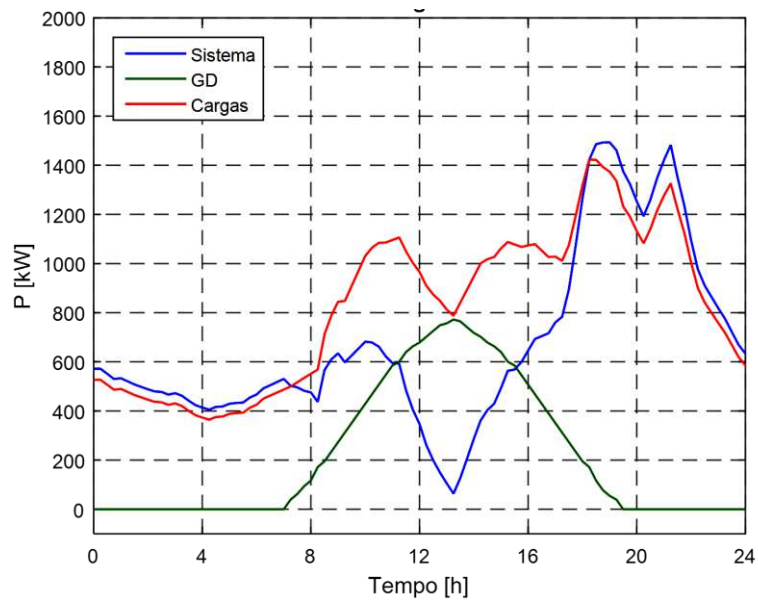


**Figura 69 – Análise Estática – 50% FP Capacitivo – Média Tensão**



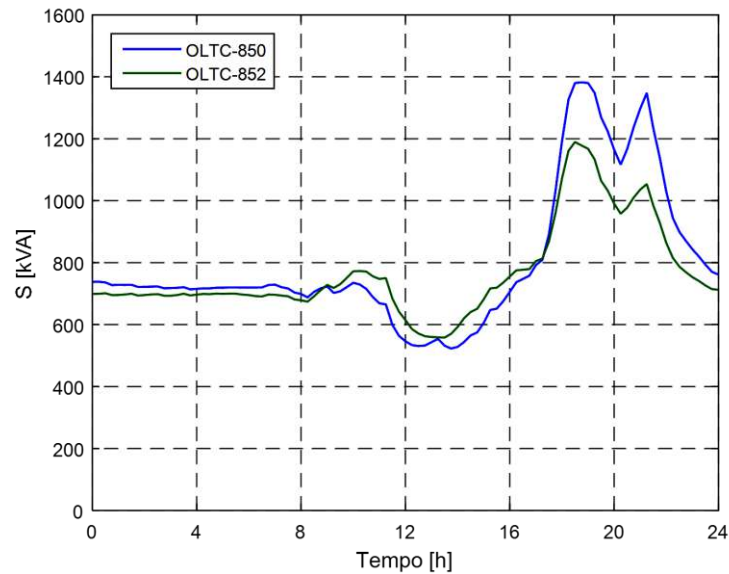
**Figura 70 – Análise Estática – 50% FP Capacitivo – Baixa Tensão**

Os resultados para as análises referentes à potência ativa neste caso são semelhantes ao caso anterior, conforme apresentados na Figura 71. A curva de geração do sistema apresenta valor quase nulo próximo ao pico de geração fotovoltaica e forte inclinação ante 17:00 e 18:00.



**Figura 71 – Análise Estática – 50% FP Capacitivo – Geração do sistema, GD e cargas**

Em relação ao caso base, os reguladores de tensão trabalham com carregamento médio aproximadamente 30% menor, conforme apresentado na Figura 72. Conforme demonstrado anteriormente, a subestação principal do sistema absorve potência reativa durante a maior parte do período. Dessa maneira, o acréscimo de potência reativa gerada nas barras de carga aumenta o fluxo na rede, afetando o carregamento das linhas e reguladores.



**Figura 72 – Análise Estática – 50% FP Capacitivo – Carregamento dos OLTCs**

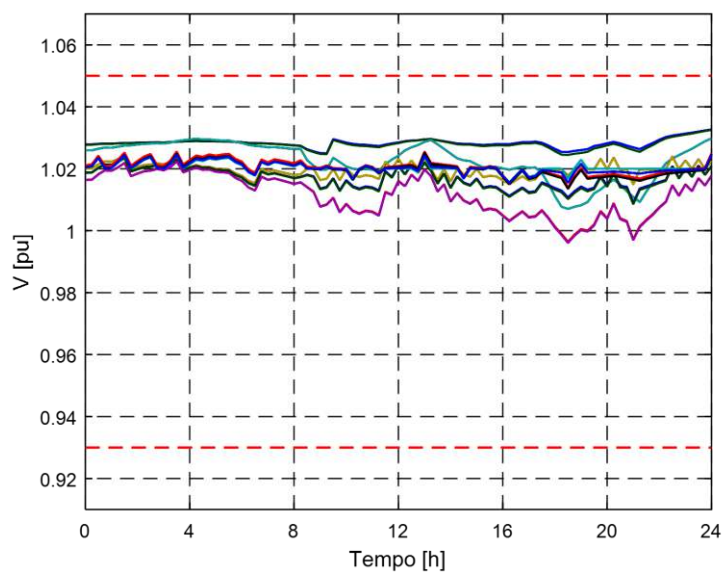
Os demais indicadores são mostrados na Tabela 25. As perdas do sistema apresentam queda de aproximadamente 2,1% em relação ao caso base. Os trocadores de tape dos reguladores de tensão atuam o mesmo número de vezes quando comparado ao caso base, com redução de 10% para o regulador da barra 850.

**Tabela 25 – Análise Estática – 50% FP Capacitivo – Resultados**

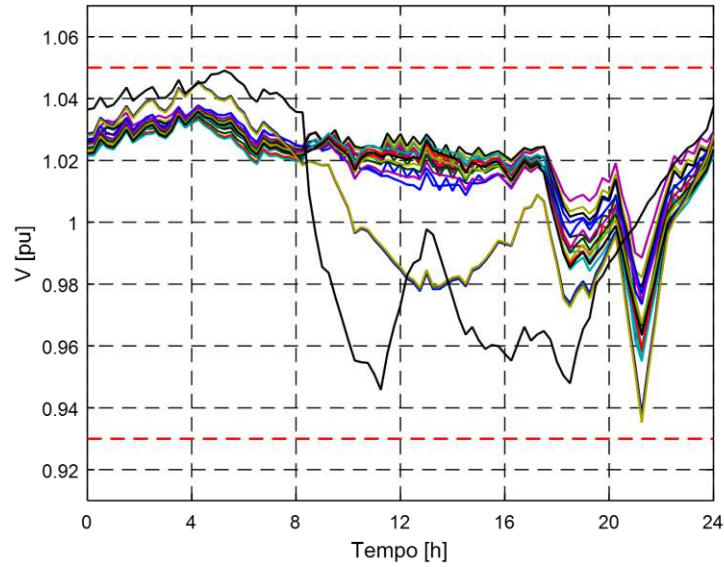
CARGA MÉDIA (kW)	PERDA MÉDIA		MUDANÇAS DE TAPES	
	(kW)	(%)	OLTC 850	OLTC 852
819,96	71,79	8,76	20	16

### 6.1.4.3 Fator de Potência 0,95 Indutivo

A Figura 73 e a Figura 74 apresentam os níveis de tensão observados nas barras de carga de média e baixa tensão, respectivamente. As barras de baixa tensão apresentam melhora nos níveis de tensão, em comparação ao caso base, durante o período de geração fotovoltaica, mantendo-se próximos aos níveis das barras de média tensão. Ao mesmo tempo, não são observadas violações dos limites de tensão ao longo do dia.

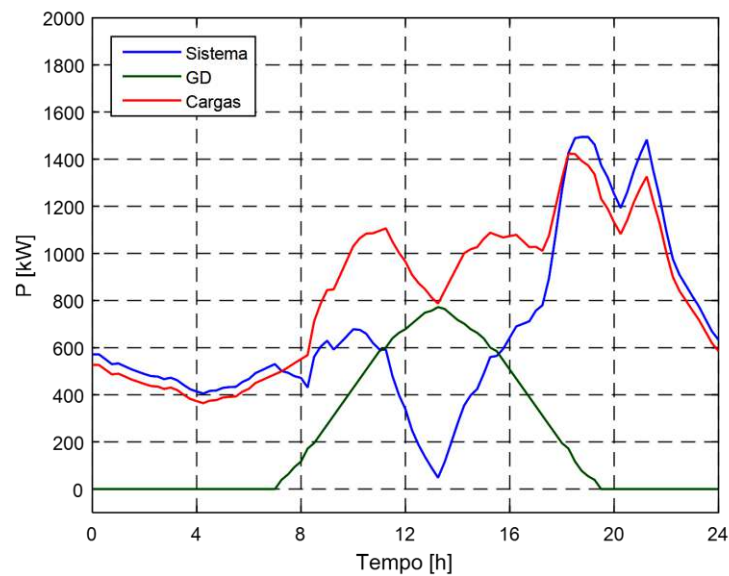


**Figura 73 – Análise Estática – 50% FP Indutivo – Média Tensão**



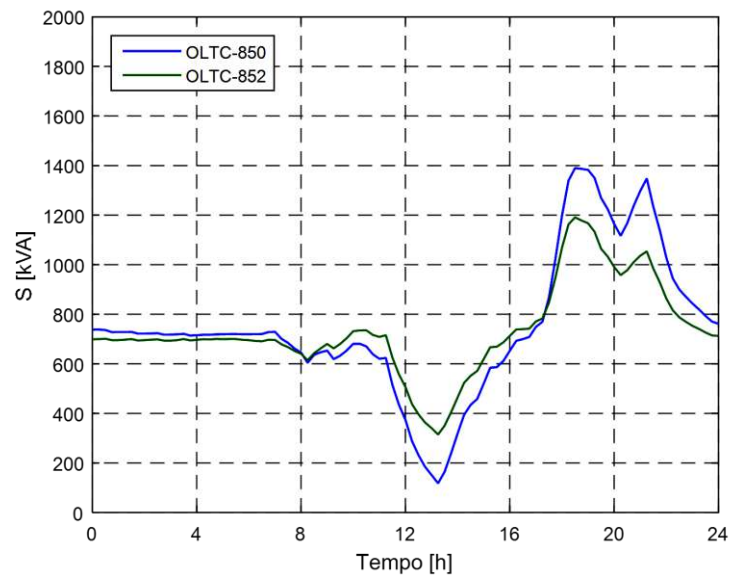
**Figura 74 – Análise Estática – 50% FP Indutivo – Baixa Tensão**

A Figura 75 apresenta o fluxo de potência ativa da subestação principal, a demanda ativa total das cargas e a geração fotovoltaica total. De maneira similar aos casos anteriores para o mesmo nível de penetração, há diminuição da potência gerada na subestação principal em quase sua totalidade durante o pico de geração fotovoltaica e rápido crescimento após as 17:00.



**Figura 75 – Análise Estática – 50% FP Indutivo – Geração do sistema, GD e cargas**

O carregamento, em potência aparente total, em cada regulador de tensão do sistema é mostrado na Figura 76. Em relação ao caso base e aos casos anteriores considerando o mesmo nível de penetração, este controle apresentou os menores níveis de carregamento na rede. Durante o período em que a subestação praticamente não gera potência ativa, o fluxo nos reguladores de tensão é produto principalmente da potência reativa na rede. A absorção de potência reativa pelos inversores diminui a exportação para o sistema e, conseqüentemente, alivia o carregamento das linhas e reguladores.



**Figura 76 – Análise Estática – 50% FP Indutivo – Carregamento dos OLTCs**

Os demais indicadores deste caso são mostrados na Tabela 26. As perdas do sistema apresentam queda de aproximadamente 2,4% quando comparadas ao caso base. O trocador de tape do regulador de tensão da barra 850 atua 10% menos que comparado ao caso base, entretanto, o regulador da barra 852 atua 25% mais vezes.

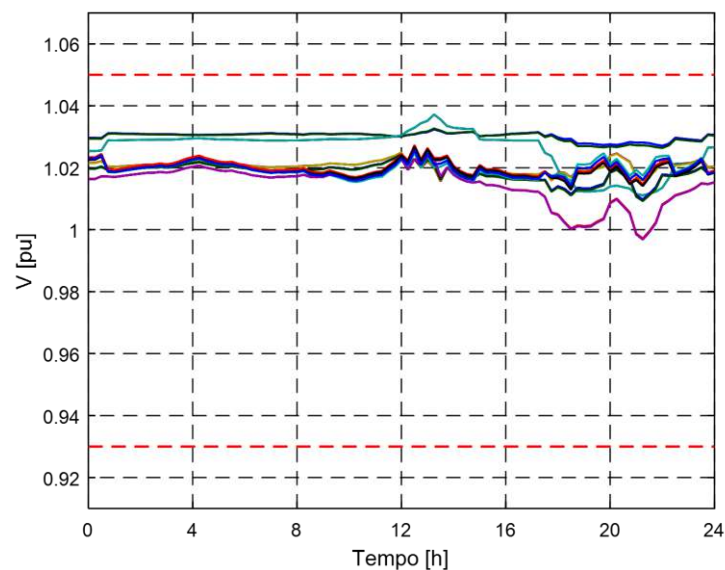
**Tabela 26 – Análise Estática – 50% FP Indutivo – Resultados**

CARGA MÉDIA (kW)	PERDA MÉDIA		MUDANÇAS DE TAPES	
	(kW)	(%)	OLTC 850	OLTC 852
819,96	69,50	8,48	20	20

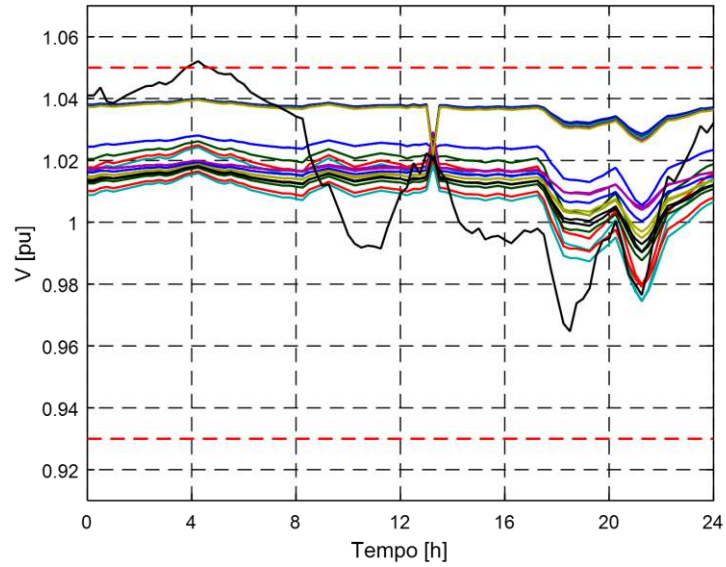


## 6.1.4.4 Inversor Inteligente

Os níveis de tensão observados nas barras de carga de média e baixa tensão são apresentados na Figura 77 e Figura 78, respectivamente. De maneira similar aos casos anteriores, as barras de média tensão mantêm nível estável de tensão ao longo do dia, próximo ao ajuste dos reguladores. Os inversores inteligentes apresentam ótimo desempenho na regulação da tensão nas barras de baixa tensão. Com a possibilidade de gerar potência reativa a 1pu, durante os picos de demanda, a tensão nestas se aproxima de 1pu, patamar muito superior comparado aos demais casos.

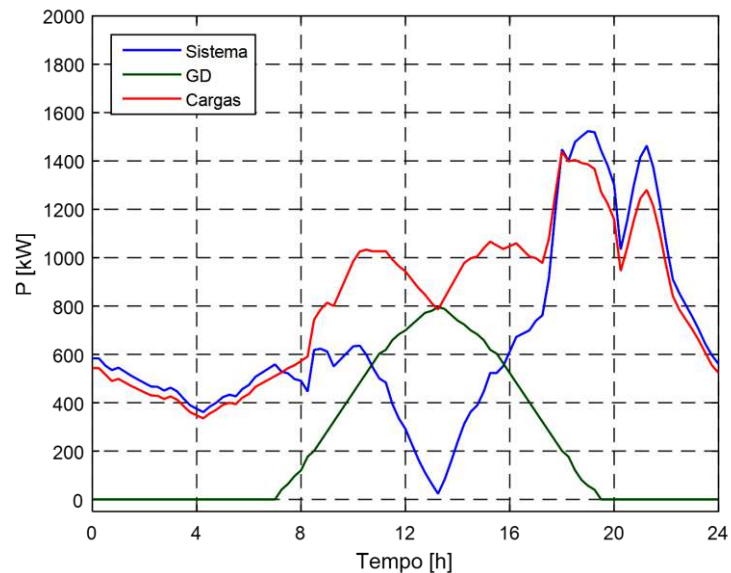


**Figura 77 – Análise Estática – 50% Inversor Inteligente – Média Tensão**



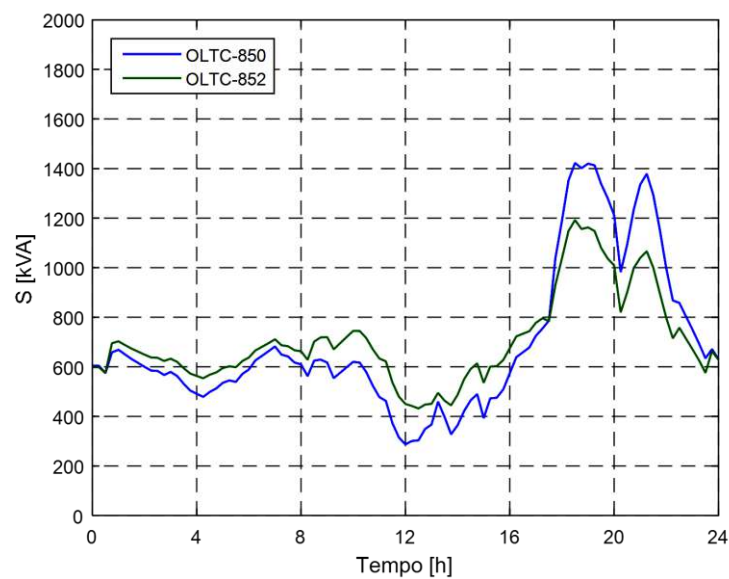
**Figura 78 – Análise Estática – 50% Inversor Inteligente – Baixa Tensão**

O fluxo de potência ativa da subestação, a demanda ativa total das cargas e a geração fotovoltaica total do sistema são apresentados na Figura 79. Similar aos demais casos considerando nível de penetração 50%, a importação de potência ativa do sistema se aproxima de zero durante o pico de geração fotovoltaica.



**Figura 79 – Análise Estática – 50% Inversor Inteligente – Geração do sistema, GD e cargas**

O carregamento, em potência aparente total, em cada regulador de tensão do sistema é mostrado na Figura 80. Em relação ao caso base, nota-se diminuição no carregamento médio ao longo do dia em cerca de 50%, nível semelhante aos demais casos apresentados anteriormente. O controle dos inversores inteligentes é capaz de absorver parte da potência reativa durante os períodos de baixa demanda – entre 0:00 e 8:00 – e, conseqüentemente, diminui o carregamento dos reguladores. Durante o período de geração de potência ativa dos geradores, o limite de potência reativa que poderia ser absorvido pelos inversores diminui e o perfil do carregamento se aproxima do caso onde o fator de potência unitário é considerado, item 6.1.4.1.



**Figura 80 – Análise Estática – 50% Inversor Inteligente – Carregamento dos OLTCs**

Os demais indicadores deste caso são mostrados na Tabela 27. As perdas do sistema apresentam queda de aproximadamente 2,5% em relação ao caso base. O trocador de tap do regulador de tensão da barra 850 atuou 50% a menos quando comparado ao caso base, enquanto o regulador de tensão da barra 852 apresentou redução de 25%. A diminuição significativa no número de atuação representa grande economia nos custos de manutenção e aumento da vida útil dos equipamentos.

**Tabela 27 – Análise Estática – 50% Inversor Inteligente – Resultados**

CARGA MÉDIA (kW)	PERDA MÉDIA		MUDANÇAS DE TAPES	
	(kW)	(%)	OLTC 850	OLTC 852
819,96	69,07	8,42	11	12

## 6.1.5 Resumo Comparativo

Os resultados dos casos analisados neste item mostram que a adoção de inversores inteligentes para elevados níveis de penetração proporcionam maiores vantagens operativas para o sistema estudado, visto que todos os indicadores observados apresentaram melhoras em relação ao caso base e aos demais controles considerados. Entretanto, para menores níveis de penetração, a adoção do controle com fator de potência indutivo apresentou os melhores resultados, incluindo maior diminuição nas perdas e no número de mudanças de tape dos reguladores de tensão. A Tabela 28 apresenta o resumo dos indicadores avaliadas em cada caso.

**Tabela 28 – Análise Estática – Resumo**

NP %	Indicador Controle	Violação de Tensão		Perdas		Mudança de Tape	
		MT	BT	kW	%	OLTC 850	OLTC 852
-	Caso Base	Não	Não	89,48	10,91	22	16
	FP Unitário	Não	Não	86,62	10,56	23	18
	FP Capacitivo	Não	Não	86,76	10,58	23	18
	FP Indutivo	Não	Não	86,75	10,55	22	16
	Inversor Inteligente	Não	Não	88,45	10,79	22	21
5	FP Unitário	Não	Não	77,27	9,42	22	18
	FP Capacitivo	Não	Sim	78,19	9,54	22	18
	FP Indutivo	Não	Não	76,86	9,37	20	16
	Inversor Inteligente	Não	Não	77,48	9,45	16	17
25	FP Unitário	Não	Sim	69,72	8,50	22	18
	FP Capacitivo	Não	Sim	71,79	8,76	20	16
	FP Indutivo	Não	Não	69,50	8,48	20	20
50	Inversor Inteligente	Não	Não	69,07	8,42	11	12

## 6.2 Análise Dinâmica de 240 Segundos

Os itens a seguir apresentam os resultados obtidos na análise dinâmica considerando 240 segundos de operação do sistema. Esta análise busca estudar perturbações de curta duração e seus efeitos transitórios. As simulações consideram que o sistema parte de um ponto de operação próximo a 12:30, próximo ao pico de geração fotovoltaica e demanda relativamente baixa.

No intervalo de simulação, são aplicados degraus na geração fotovoltaica considerando sombreamento transitório, conforme apresentado na Figura 27. Dessa maneira, são observados o comportamento dos reguladores de tensão e o perfil de tensão

nas barras de carga de média tensão. O perfil de tensão das barras de baixa tensão será omitido neste item, uma vez que o efeito observado nestas barras acompanha o comportamento das barras de média tensão.

O tempo para atuação dos reguladores é indicado na Tabela 7, através do parâmetro  $T_0$ , considerado 20 segundos para o OLTC 850, e 30 segundos para o OLTC 852. A diferença de tempo adotada entre os equipamentos tem o objetivo de coordenar a regulação de tensão do sistema [101]. Nesta filosofia de coordenação, quanto mais próximo da subestação principal (início no alimentador), menor é o tempo de atuação do trocador de tape. Caso ambos equipamentos sejam sensibilizados pela variação de tensão causada por dado evento, isto significa que todas as barras entre estes apresentam desvio de tensão, caracterizando um efeito sistêmico e, ainda, que a atuação somente do regulador mais próximo seria capaz de reestabelecer os níveis de tensão adequados. Esta diferença de tempos permite que os reguladores mais distantes atuem somente quando variações de tensão ocorram a jusante desse.

O parâmetro  $T_1$  (5 segundos para ambos equipamentos), da Tabela 7, indica o intervalo de tempo entre as mudanças subsequentes de tape. Quando o equipamento avalia que a tensão na barra controlada está diferente do valor de referência e além da zona morta, a primeira mudança de tape é realizada após o tempo  $T_0$ . As mudanças subsequentes até que a tensão permaneça em níveis satisfatórios são realizadas com intervalos definidos por  $T_1$  ou até que algum limite de tape, inferior ou superior, seja alcançado.

## 6.2.1 Nível de Penetração: 5%

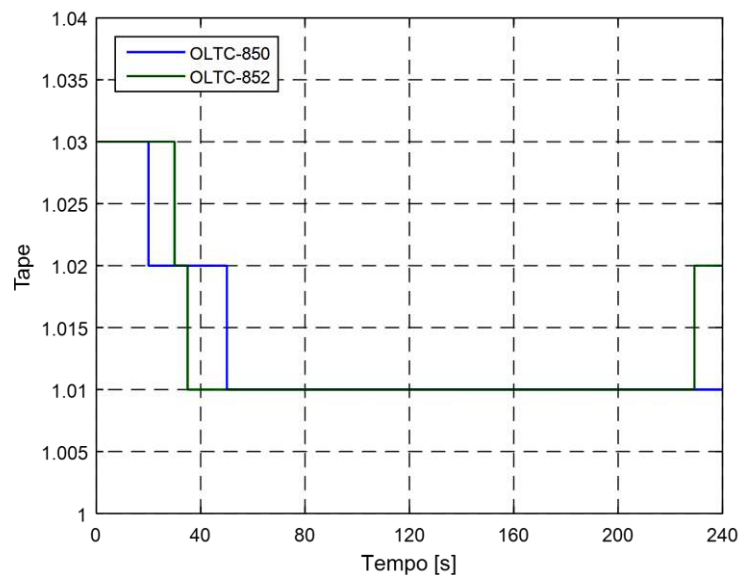
As simulações considerando nível de penetração 5% não apresentaram resultados relevantes para os indicadores monitorados quando considerado controle dos inversores por fator de potência. Os níveis de tensão nas barras de carga e geração apresentaram desvios inferiores 0,01 pu, e os reguladores de tensão mantiveram seus tapes fixos durante as perturbações.

### 6.2.1.1 Inversor Inteligente

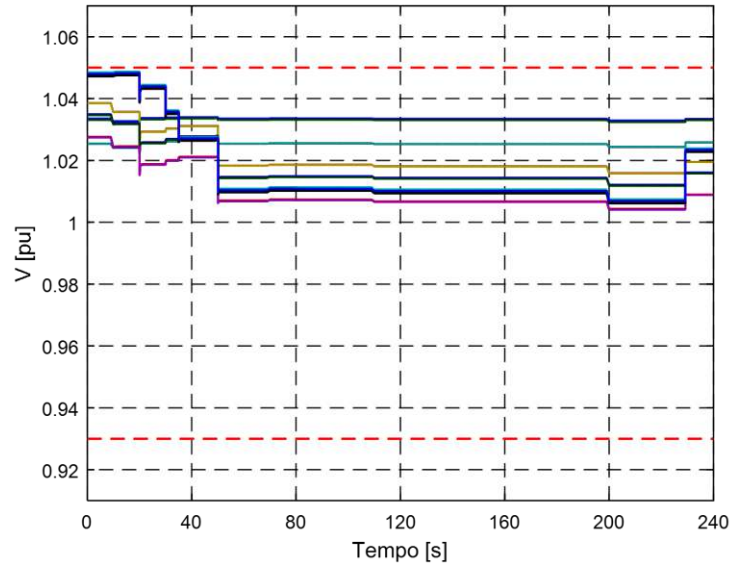
A resposta dos trocadores de tape dos reguladores é apresentada na Figura 81. No início da simulação, os inversores atuam com fator de potência quase unitário, dado que

a geração de potência ativa está próxima de 1pu e, conseqüentemente, o limite de geração/absorção de potência reativa está próximo a zero. Após a diminuição de geração de potência ativa, o limite para absorção de potência reativo é suficiente para que os inversores atuem de modo a diminuir a tensão nas respectivas barras, conforme apresentado na Figura 82 e na Figura 83. Em resposta à atuação dos inversores inteligentes, os reguladores de tensão têm seus tapes alterados para adequar o nível de tensão nas respectivas barras controladas. Conforme o limite de potência reativa aumenta enquanto a geração de potência ativa diminui, os inversores são capazes de auxiliar a regulação de tensão nas barras locais. No final da simulação, os inversores voltam a operar com fator de potência unitário, mas o sistema encontra-se em outro ponto de operação, com novos níveis de tapes dos reguladores e tensões. Os valores de potência demandada e potência gerada também são diferentes dos iniciais, dada a modelagem diferente de potência constante destes.

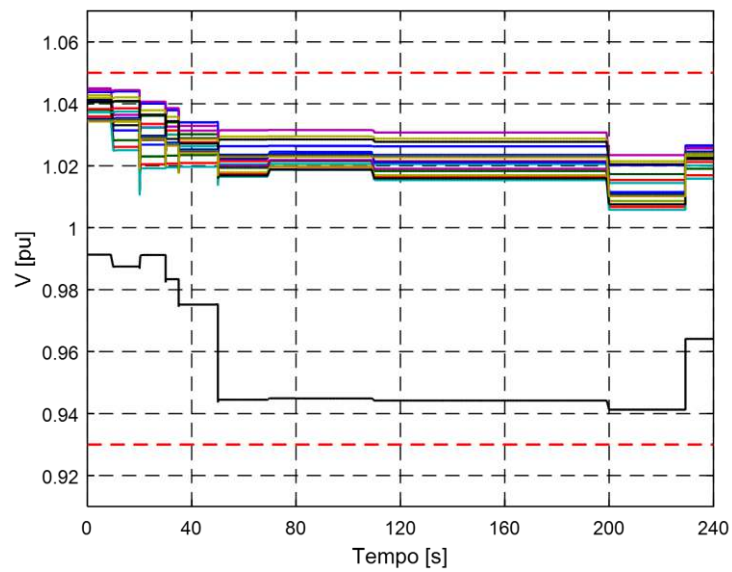
Conforme demonstrado na Figura 82 e na Figura 83, o nível de tensão das barras de baixa tensão segue o comportamento das barras de média. Dessa maneira, os gráficos ilustrando o perfil das barras de baixa tensão serão omitidos nos demais casos.



**Figura 81 – Análise Dinâmica – 5% Inversor Inteligente – Tapes dos OLTCs**



**Figura 82 – Análise Dinâmica – 5% Inversor Inteligente – Média Tensão**



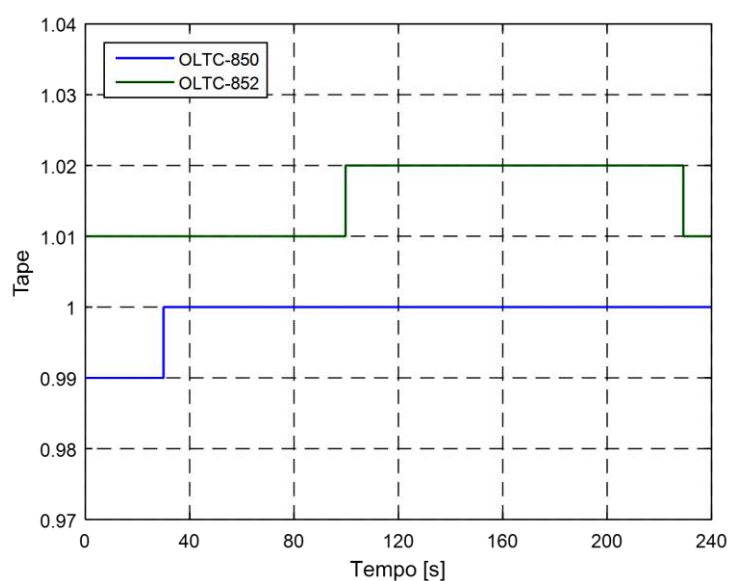
**Figura 83 – Análise Dinâmica – 5% Inversor Inteligente – Baixa Tensão**

## 6.2.2 Nível de Penetração: 25%

Os casos apresentados neste item consideram presença de geração fotovoltaica com 25% no nível de penetração. As simulações a seguir seguem as mesmas condições do item anterior.

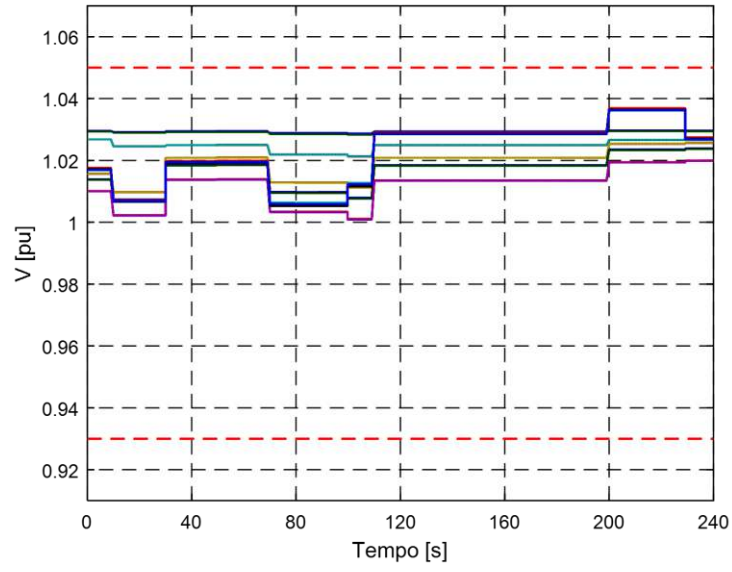
## 6.2.2.1 Fator de Potência Unitário

A Figura 84 apresenta a posição dos tapes dos reguladores de tensão ao longo da simulação. A variação da geração fotovoltaica causa variação na tensão superiores à zona morta, sensibilizando os reguladores. Após o primeiro degrau de geração em 10 segundos, ambos os reguladores são sensibilizados, porém somente o OLTC-850, localizado mais próximo à subestação principal, opera. Esta atuação regulariza a tensão nas barras de média tensão, conforme mostrado na Figura 85, e evita que o OLTC-852 atue desnecessariamente.



**Figura 84 – Análise Dinâmica – 25% FP1 – Tapes dos OLTCs**

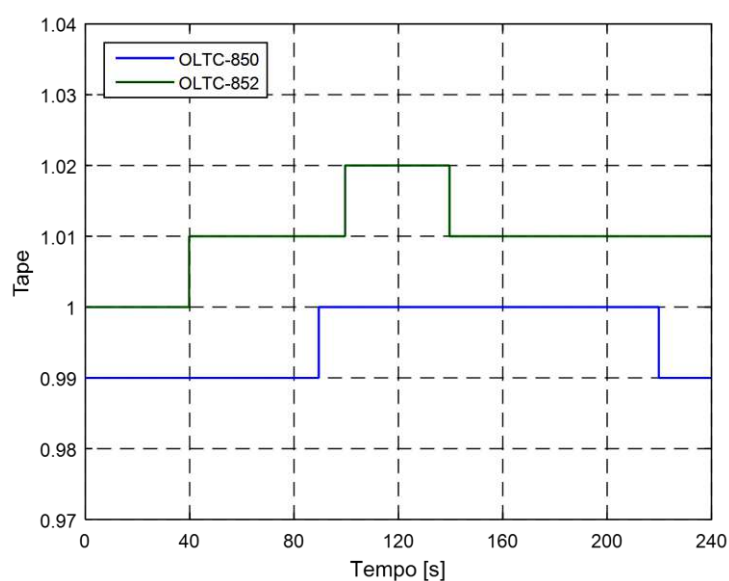




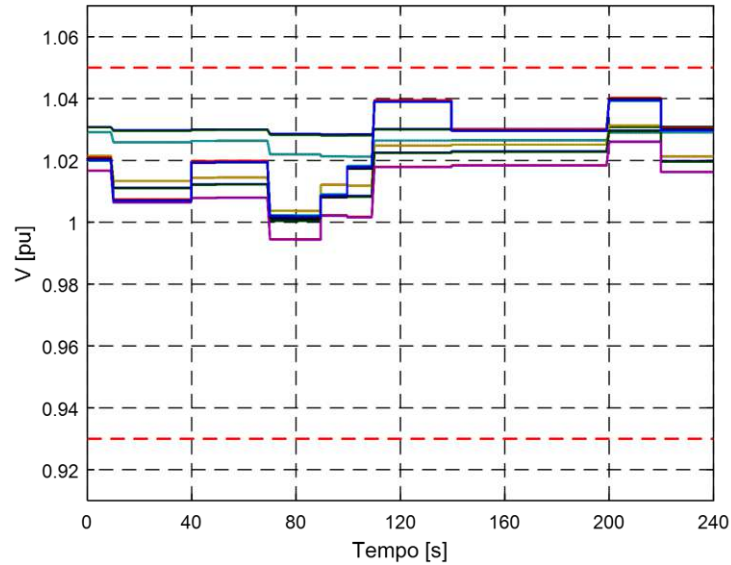
**Figura 85 – Análise Dinâmica – 25% FP1 – Média Tensão**

## 6.2.2.2 Fator de Potência 0,95 Capacitivo

A posição dos tapes dos reguladores de tensão ao longo da simulação é apresentada na Figura 86. Ao contrário do caso anterior, a primeira variação de geração fotovoltaica sensibiliza somente o OLTC-852, que atua 30 segundos após a aplicação deste degrau. A geração fotovoltaica com fator de potência capacitivo faz, para as mesmas condições de variação de geração, com que os trocadores de tape dos reguladores atuem um número maior de vezes que no caso anterior. Os efeitos da variação dos tapes nas barras de média tensão é mostrado na Figura 87.



**Figura 86 – Análise Dinâmica – 25% FP Capacitivo – Tapes dos OLTCs**

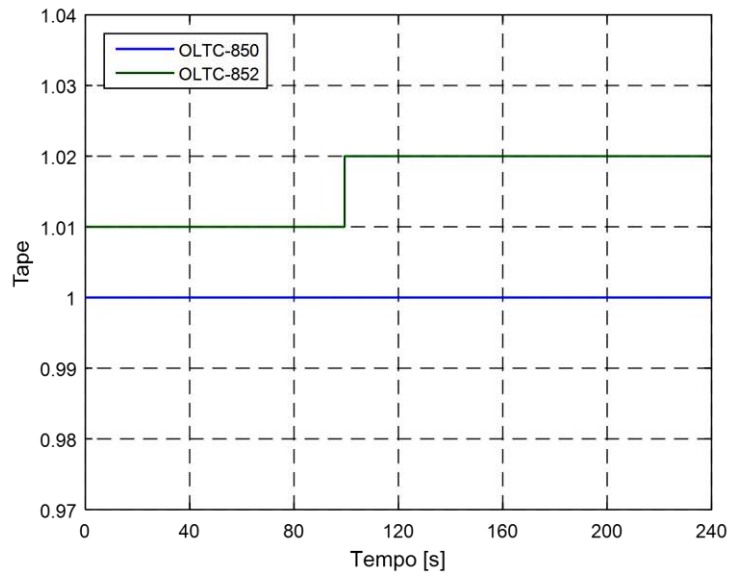


**Figura 87 – Análise Dinâmica – 25% FP Capacitivo – Média Tensão**

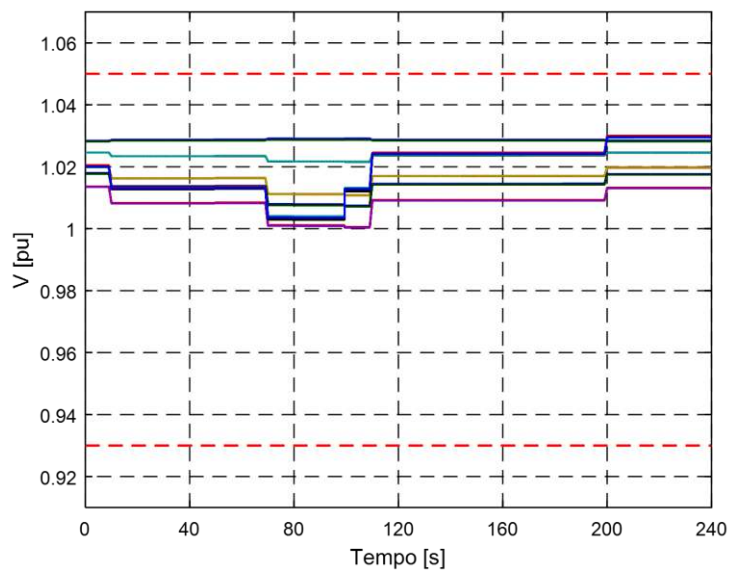
### 6.2.2.3 Fator de Potência 0,95 Indutivo

A Figura 88 apresenta a posição dos tapes dos reguladores de tensão. O controle com fator de potência indutivo apresentou considerável vantagem em relação ao número de mudanças de tape comparado aos casos anteriores. Para a mesma variação de geração fotovoltaica, somente o OLTC-852 apresentou mudança de tape, e uma única atuação. A Figura 89 apresenta o perfil de tensão nas barras de média tensão.

Para o nível de penetração considerado neste item, este controle proporciona ao sistema a melhor resposta às perturbações impostas. O regulador de tensão atua somente após diminuição da geração fotovoltaica em 90% e, mesmo após recuperação dos geradores, o sistema não apresenta variações elevadas de tensão.



**Figura 88 – Análise Dinâmica – 25% FP Indutivo – Tapes dos OLTCs**



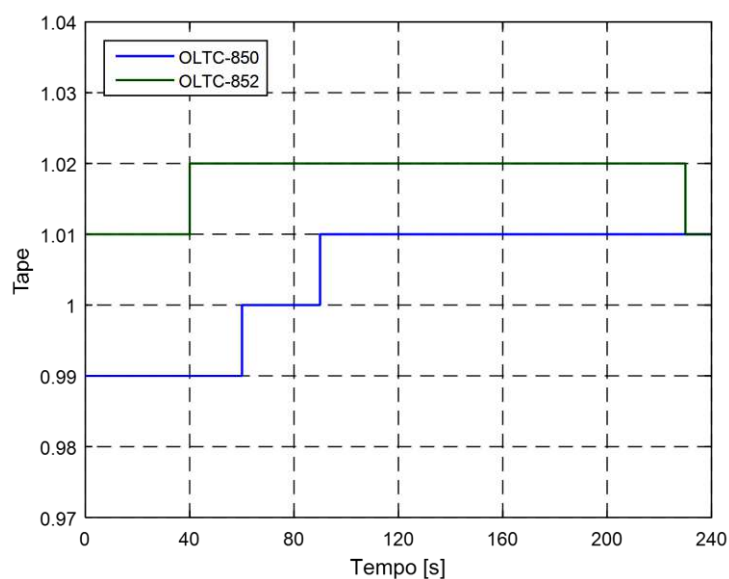
**Figura 89 – Análise Dinâmica – 25% FP Indutivo – Média Tensão**

## 6.2.2.4 Inversor Inteligente

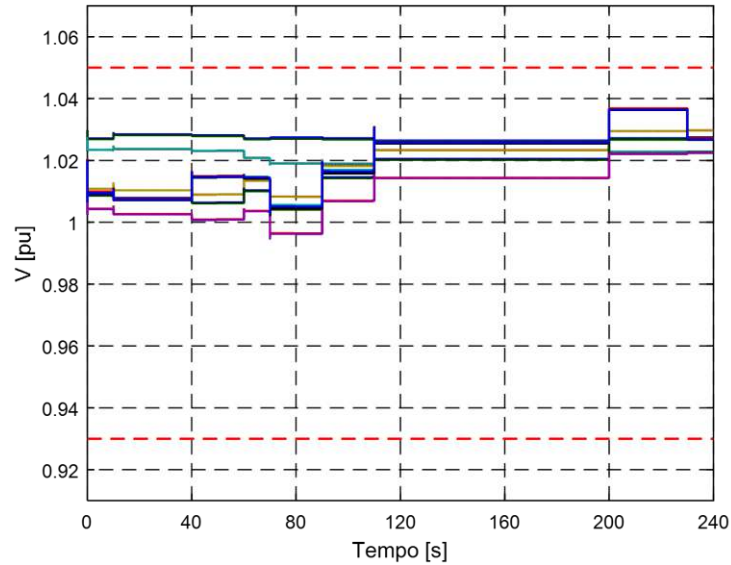
Os inversores inteligentes possuem tempo de atuação de 20 ms, temporização muito inferior aos reguladores de tensão. Dessa maneira, dada margem de geração ou absorção de potência reativa do equipamento, este é capaz de reajustar a tensão após perturbação na rede antes do regulador de tensão, poupando mudanças de tape.

A Figura 90 e a Figura 91 apresentam a posição dos tapes dos reguladores e o perfil da tensão nas barras de média tensão, respectivamente. A presença dos inversores inteligentes não altera o comportamento dos trocadores de tape dos reguladores de tensão no início da simulação, quando comparado aos demais casos. Isto ocorre pois, no início da simulação, a potência ativa injetada na rede pelos geradores está próxima a 1pu e o limite disponível de potência reativa é insuficiente para que os inversores possam regular a tensão. Entretanto, o real efeito dos inversores inteligentes é melhor observado quando há limite de potência reativa suficiente para regulação de tensão – entre 80 e 200 segundos – onde não é observada a mudança de tapes e adequação dos níveis de tensão nas respectivas barras.

Os inversores inteligentes são capazes de manter a tensão nas barras controladas próximas aos ajustes dos reguladores de tensão enquanto há limite de geração ou absorção de potência reativa suficiente.



**Figura 90 – Análise Dinâmica – 25% Inversor Inteligente – Tapes dos OLTCs**



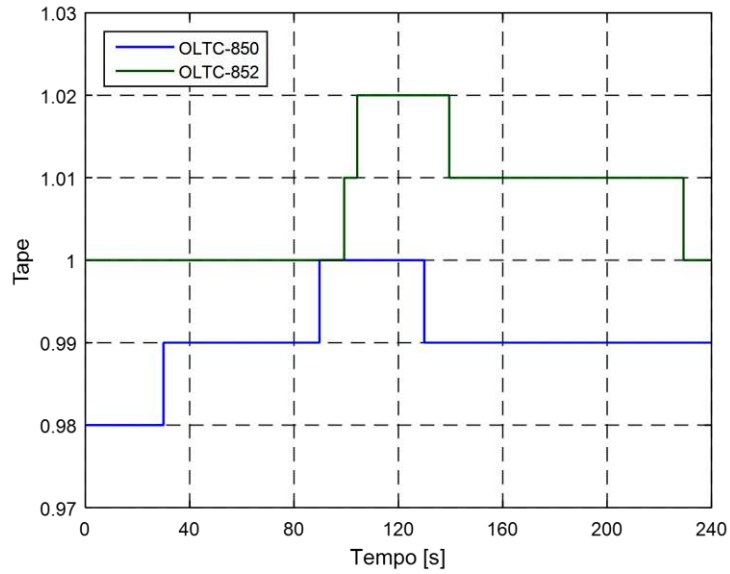
**Figura 91 – Análise Dinâmica – 25% Inversor Inteligente – Média Tensão**

## 6.2.3 Nível de Penetração: 50%

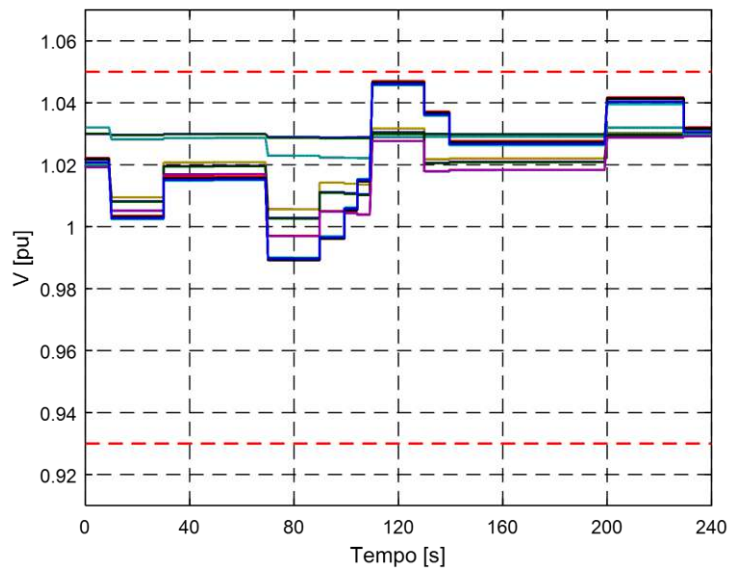
Os casos apresentados neste item consideram presença de geração fotovoltaica com 50% no nível de penetração. As simulações a seguir seguem as mesmas condições dos itens anteriores.

### 6.2.3.1 Fator de Potência Unitário

No ponto de operação considerado, a redução da geração fotovoltaica implica na diminuição dos níveis de tensão nas barras de carga. A atuação dos reguladores em resposta a estas variações é aumentar o tap de maneira e elevar a tensão nas barras controladas a jusante. As seguidas variações de geração levam a novas atuações dos reguladores, conforme apresentado na Figura 92. O efeito das mudanças de tap no perfil de tensão nas barras de média tensão é apresentado na Figura 93. O maior nível de penetração potencializa os efeitos da variação abrupta de geração fotovoltaica na dinâmica da rede de distribuição. Os reguladores de tensão apresentam elevado número de mudanças de tap, dado o período de tempo considerado, e a variação dos níveis de tensão chega a 0,05 pu.



**Figura 92 – Análise Dinâmica – 50% FP1 – Tapes dos OLTCs**

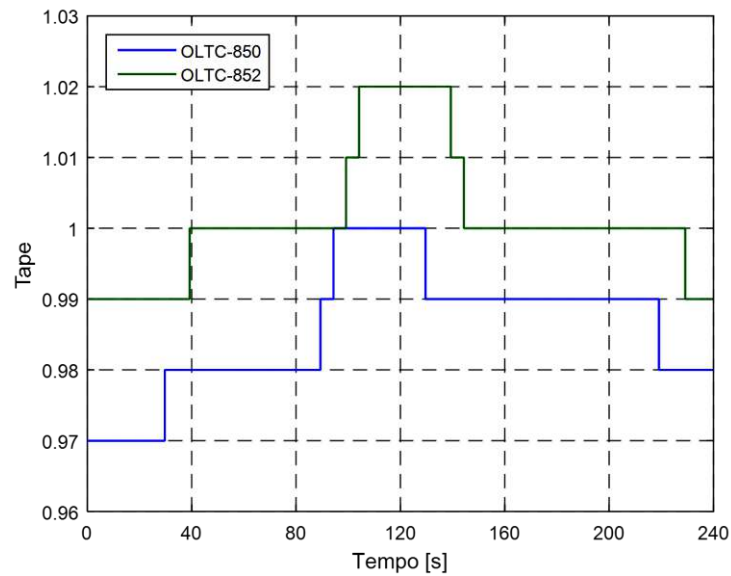


**Figura 93 – Análise Dinâmica – 50% FP1 – Média Tensão**

### 6.2.3.2 Fator de Potência 0,95 Capacitivo

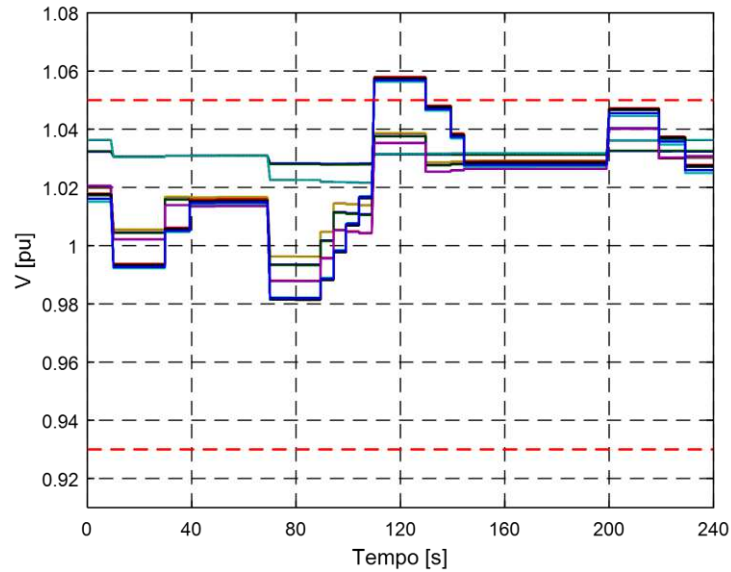
No ponto de operação inicial deste caso, o sistema opera com fluxo de potência reativa em direção à subestação e níveis de tensão próximos ao limite superior de 1,05 pu. A Figura 94 apresenta a posição dos tapes dos reguladores de tensão ao longo da

simulação. Este caso apresenta uma elevação no número de atuações dos trocadores de tape dos reguladores em relação ao caso anterior. A diminuição da geração de potência ativa e reativa, próxima ao instante 80 segundos, causa queda da tensão em todas as barras do sistema e consequente atuação de ambos os reguladores de tensão. Entretanto, no instante próximo a 120 segundos, a recuperação da geração provoca sobretensão em diversas barras, ocasionando novas atuações dos reguladores. O efeito destas mudanças de tape e geração é apresentada na Figura 95, onde é apresentado o perfil de tensão nas barras de média tensão.



**Figura 94 – Análise Dinâmica – 50% FP Capacitivo – Tapes dos OLTCs**

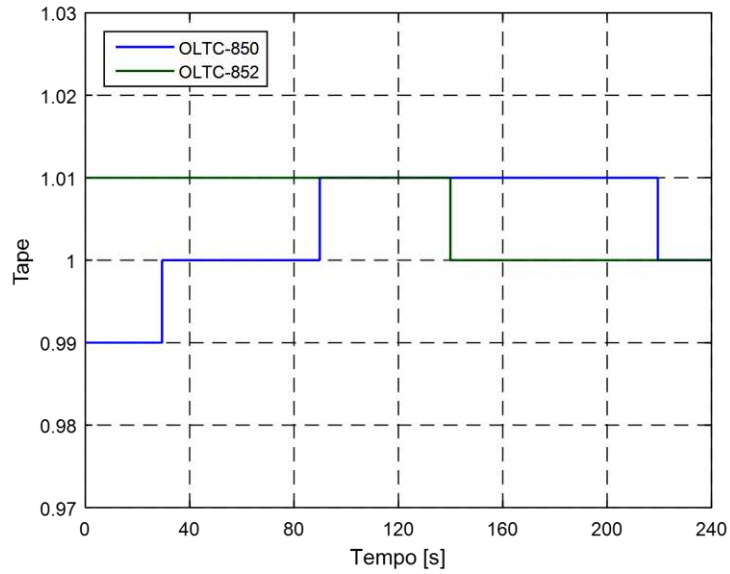




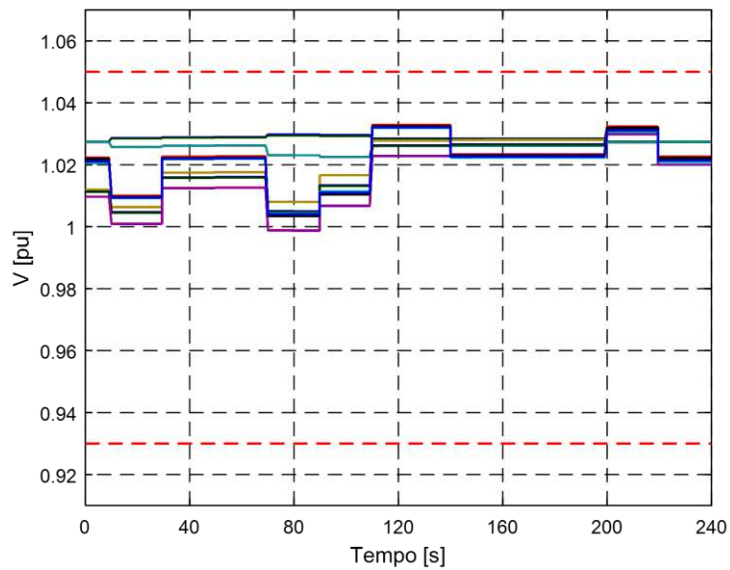
**Figura 95 – Análise Dinâmica – 50% FP Capacitivo – Média Tensão**

### 6.2.3.3 Fator de Potência 0,95 Indutivo

A aplicação de inversores de frequência com controle de fator de potência indutivo apresenta melhores resultados que os casos apresentados anteriormente, quando comparados o número de atuação dos reguladores e o perfil de tensão das barras de média tensão, mostrados na Figura 96 e na Figura 97, respectivamente. Neste caso, a diminuição da geração de potência ativa acompanha a diminuição de absorção de potência reativa pelos inversores, que implica em menores variações de tensão. De maneira geral, os níveis de tensão apresentam excursão de aproximadamente 0,03 pu, patamar inferior ao observado nos demais casos.



**Figura 96 – Análise Dinâmica – 50% FP Indutivo – Tapes dos OLTCs**



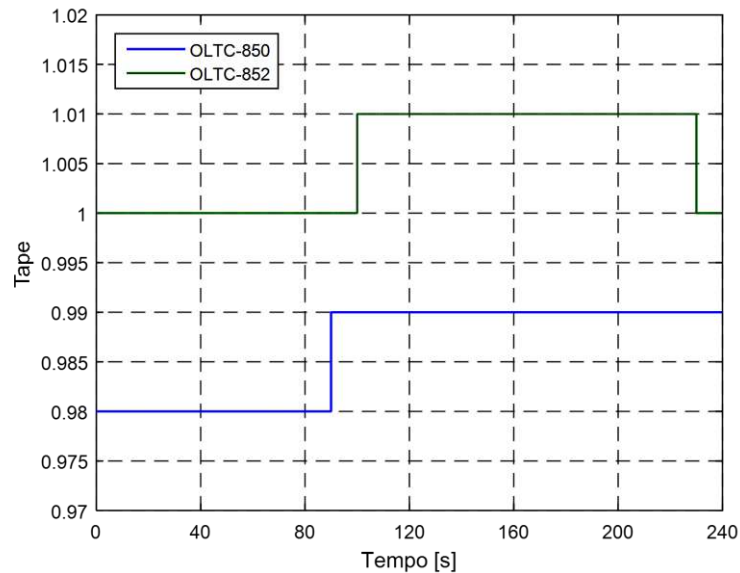
**Figura 97 – Análise Dinâmica – 50% FP Indutivo – Média Tensão**

### 6.2.3.4 Inversor Inteligente

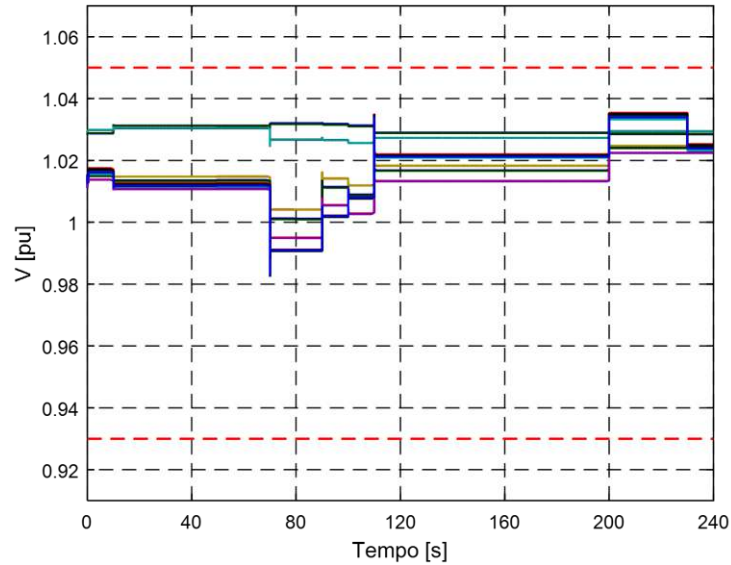
A aplicação de inversores inteligentes na regulação da tensão das barras de carga, conforme esperado, faz com que os trocadores de tape reduzam o número de atuações. A Figura 98 mostra que são poucas as mudanças de tape em ambos os reguladores. Diferentemente do caso onde é considerado nível de penetração 25%, os inversores

inteligentes trabalham com limite de potência reativa suficiente para manter a tensão nas barras em níveis adequados, evitando atuação excessiva dos reguladores. A Figura 99 apresenta o perfil de tensão nas barras de carga conectadas em média tensão. Conforme observado nos casos anteriores considerando inversores inteligentes, os níveis de tensão apresentam variação inferior aos demais tipos de controle.

Conforme explicitado no item 6.2.3.2, o sistema trabalha neste ponto com excesso de potência reativa. A partir do momento em que o gerador fotovoltaico diminui a geração de potência ativa, o inversor passa a absorver parte da potência reativa em excesso do sistema, auxiliando na adequação dos níveis de tensão antes que os reguladores cheguem a atuar.



**Figura 98 – Análise Dinâmica – 25% Inversor Inteligente – Tapes dos OLTCs**



**Figura 99 – Análise Dinâmica – 25% Inversor Inteligente – Média Tensão**

## 6.2.4 Resumo Comparativo

A análise dinâmica realizada neste item permitiu analisar o efeito do sobreamento em um ponto de operação do sistema em que a geração fotovoltaica está próxima do seu pico. Isto significa que variações na geração implicam em maiores efeitos no sistema. Nos primeiros intervalos de diminuição de injeção de potência ativa, a tensão no sistema sofre redução. Isto leva os reguladores de tensão a atuarem de modo a aumentar a tensão nas barras controladas. Quando a geração fotovoltaica é reestabelecida nos momentos seguintes às primeiras mudanças de tapes, o nível de tensão do sistema volta a subir, levando a novas atuações dos reguladores de tensão.

Para os níveis de penetração considerados neste item, verifica-se que os casos em que foram adotados o fator de potência unitário e fator de potência capacitivo apresentaram as maiores variações de tensão e maior número de mudanças de tape. O controle com fator de potência indutivo apresentou melhores resultados que os dois citados anteriormente uma vez que o reestabelecimento da injeção de potência ativa é acompanhado da absorção de potência reativa, o que foi necessário para manter a elevação de tensão controlada. O inversor inteligente apresentou os melhores resultados para os diferentes níveis de penetração considerados. O equipamento foi capaz de auxiliar no controle da tensão antes da atuação dos reguladores.

## 6.3 Análise Dinâmica de 24 Horas

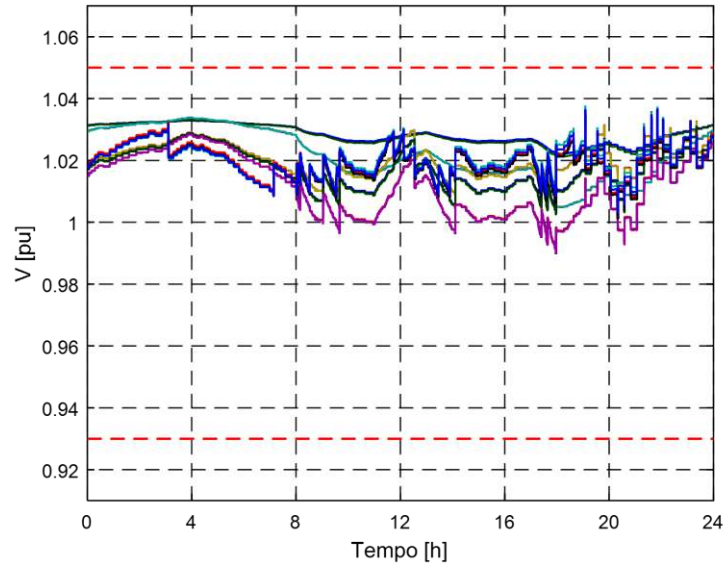
Os itens a seguir apresentam os resultados obtidos na análise dinâmica considerando 24 horas. A variação na geração e cargas é dada a partir da aplicação das curvas apresentadas nos itens 5.2 e 5.3.

Nesta análise, somente serão analisados os casos sem geração fotovoltaica – caso base – e com nível de penetração 50%, considerando os quatro tipos de controle. Este tipo de simulação tem como objetivo observar comportamento da rede mais próximo do real, considerando tempos de atuação dos equipamentos e resposta dos modelos de carga e geração fotovoltaica.

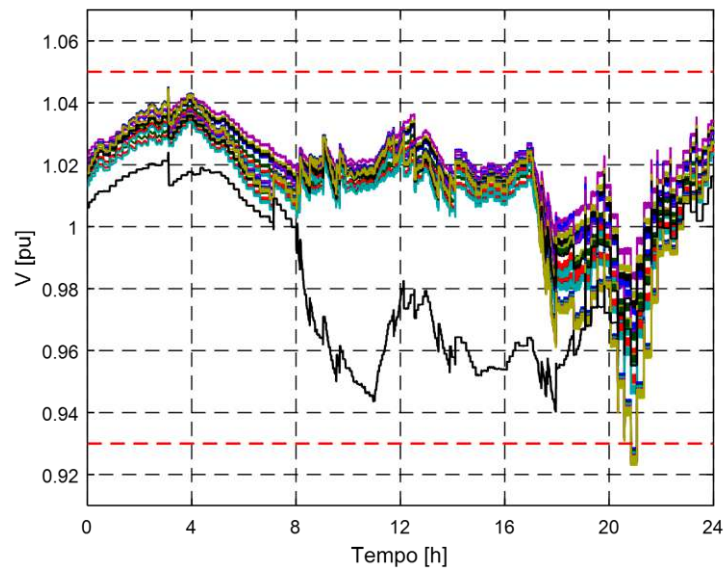
### 6.3.1 Sem Geração Fotovoltaica – Caso Base

Similar ao realizado na análise estática, este caso é considerado como base de comparação para os demais estudos deste item. O ajuste dos equipamentos é mantido o mesmo dos casos anteriores para padronização do sistema e comparações pertinentes.

O perfil de tensão nas barras de carga é apresentado na Figura 100 e na Figura 101. A variação observada ao longo da simulação é compatível com o caso base da análise estática. O comportamento transitório observado em alguns pontos das curvas de tensão é dado pela resposta dinâmica da carga frente aos degraus aplicados. De maneira geral, as barras de média tensão apresentam tensões próximas aos valores ajustados dos reguladores de tensão. As barras de baixa tensão apresentam grande variação, inclusive subtensão transitória no final do dia.

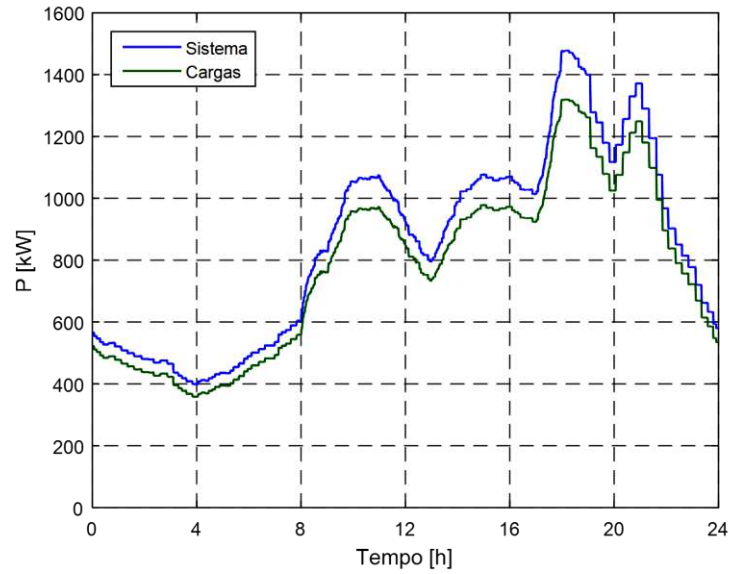


**Figura 100 – Análise Dinâmica 24h – Caso Base – Média Tensão**



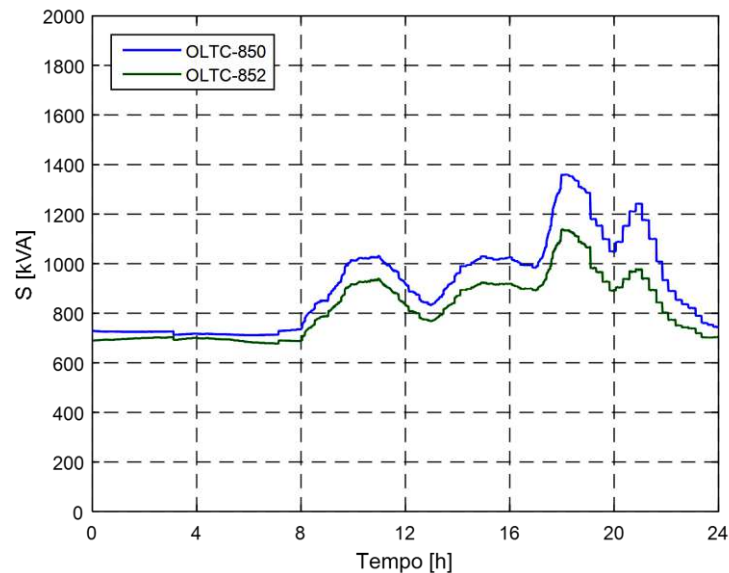
**Figura 101 – Análise Dinâmica 24h – Caso Base – Baixa Tensão**

Como a carga é modelada como impedância constante nesta análise, há variação nos valores observados da demanda em comparação à análise estática. A variação média observada é de aproximadamente 5% entre os dois tipos de simulação. O pico de demanda é próximo a 1,3 MW e ocorre próximo às 18:00. A demanda entre 12:00 e 13:00 varia entre 700 e 900 kW.



**Figura 102 – Análise Dinâmica 24h – Caso Base – Geração do sistema e cargas**

O carregamento dos reguladores de tensão, apresentado na Figura 103, também está próximo do observado na análise estática em termos de carregamento médio e máximo. Conforme explicado anteriormente, a diferença entre os níveis de carregamento vem da modelagem das cargas e sua resposta na simulação dinâmica.



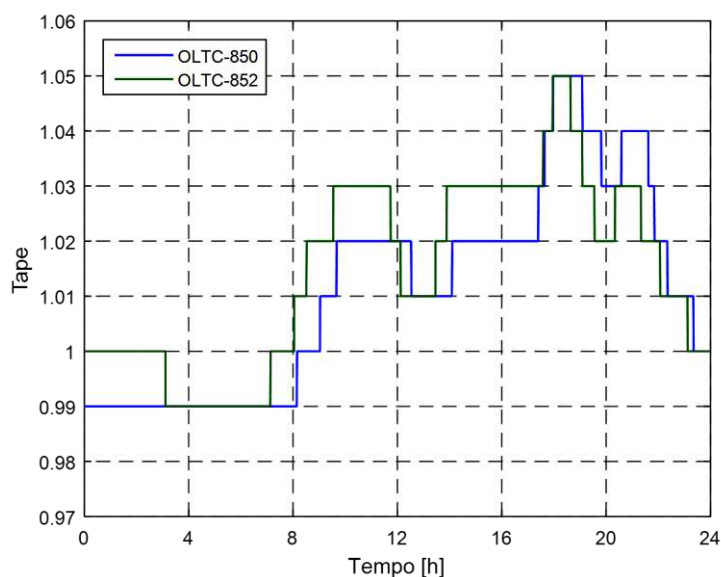
**Figura 103 – Análise Dinâmica 24h – Caso Base – Carregamento dos OLTCs**

A Tabela 29 apresenta demais indicadores observados no caso. A diminuição da demanda observada nas figuras acima reflete no menor carregamento dos ramos e, conseqüentemente, na diminuição das perdas em relação à análise estática. O patamar de perdas se mantém próximo aos 10% em relação à carga média.

**Tabela 29 – Análise Dinâmica 24h – Caso Base – Resultados**

CARGA MÉDIA (kW)	PERDA MÉDIA		MUDANÇAS DE TAPES	
	(kW)	(%)	OLTC 850	OLTC 852
776,28	74,09	9,55	15	18

A Figura 104 apresenta a posição dos tapetes dos reguladores de tensão ao longo do dia. Em comparação aos resultados apresentados na simulação estática, os reguladores apresentam diminuição no total de atuações. O maior número de variações de tapete se mantém no final do dia.



**Figura 104 – Análise Dinâmica 24h – Caso Base – Tapes dos OLTCs**

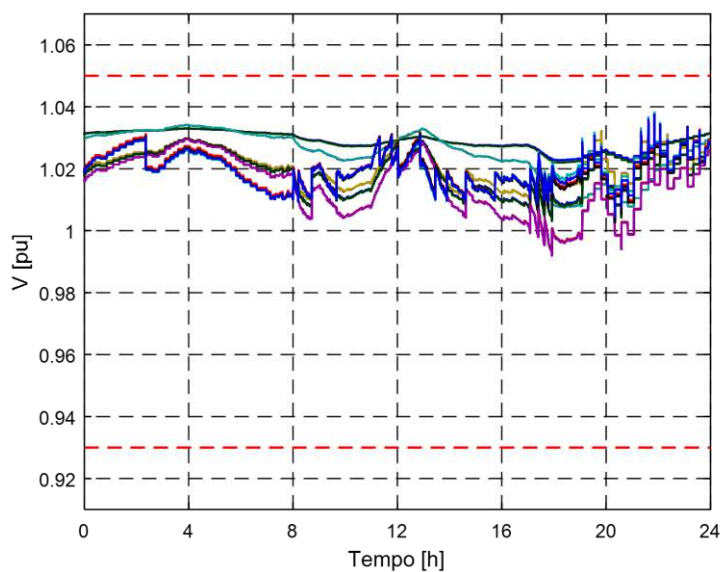
### 6.3.2 Nível de Penetração: 50%

Os casos apresentados neste item consideram presença de geração fotovoltaica com 50% no nível de penetração. Os ajustes dos equipamentos de controle são mantidos idênticos ao caso base apresentado no item anterior.

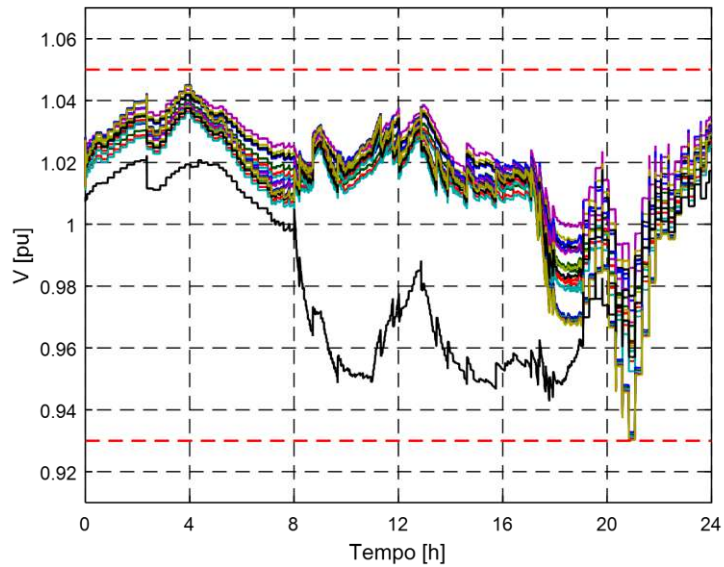


### 6.3.2.1 Fator de Potência Unitário

A presença de geração fotovoltaica não causa grandes variações nos níveis de tensão das barras de média tensão, conforme apresentado na Figura 105. Os efeitos do aumento de geradores fotovoltaicos são mais perceptíveis quando analisadas as barras de baixa tensão, Figura 106. O nível de tensão médio nessas barras é elevado em cerca de 0,01pu, suficiente para que não sejam observados valores abaixo de 0,93pu.

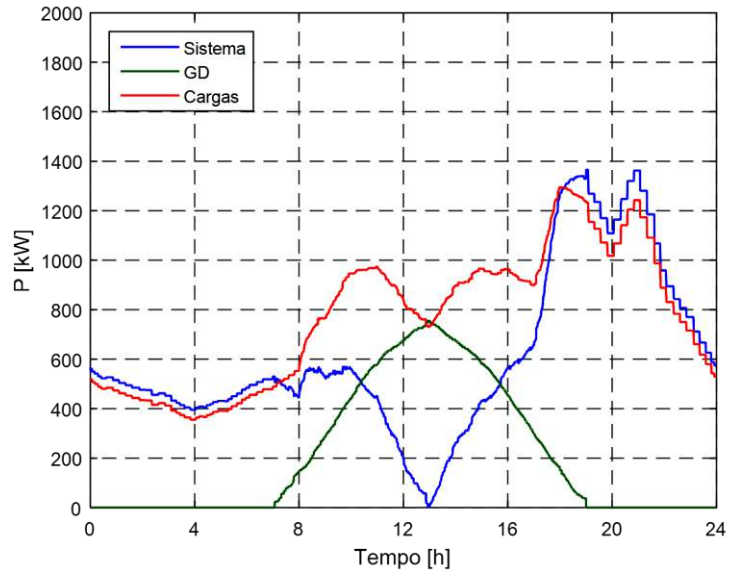


**Figura 105 – Análise Dinâmica 24h – 50% FP1 – Média Tensão**



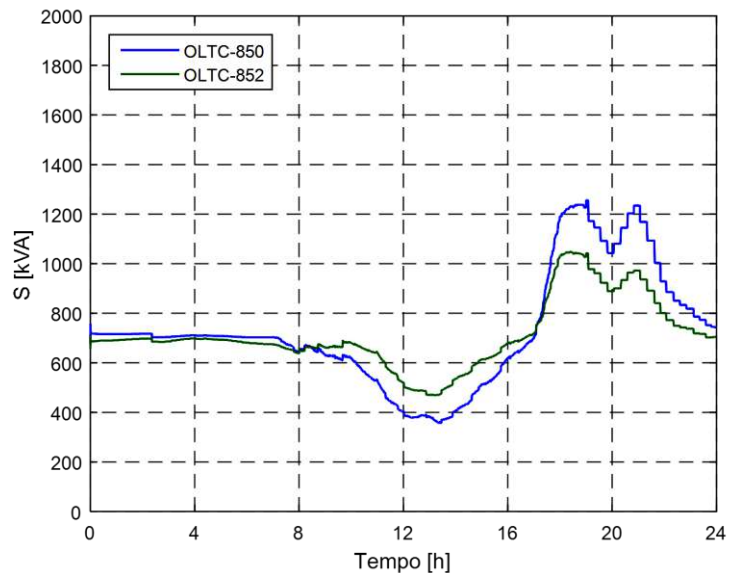
**Figura 106 – Análise Dinâmica 24h – 50% FP1 – Baixa Tensão**

A resposta dinâmica da rede em termos de potência ativa gerada na subestação principal e pelos geradores fotovoltaicos, bem como a demanda total, é apresentada na Figura 107. A geração fotovoltaica, em kW, é próxima ao apresentado na análise estática, mesmo com níveis de tensão mais elevados. Neste caso, o fluxo de potência ativa da subestação é quase nulo durante o pico de geração fotovoltaica. A curva de geração do sistema apresenta grande inclinação entre 16:00 e 18:00, período marcado pela diminuição da geração fotovoltaica e aumento da demanda.



**Figura 107 – Análise Dinâmica 24h – 50% FP1 – Geração do sistema, GD e cargas**

O carregamento dos reguladores de tensão, apresentado na Figura 108, apresenta queda comparado ao caso base, tanto em relação ao máximo observado, quanto à média diária. O resultado da simulação dinâmica é próximo ao encontrado na análise estática para esta situação de nível de penetração e controle do inversor.



**Figura 108 – Análise Dinâmica 24h – 50% FP1 – Carregamento dos OLTCs**

Os demais indicadores deste caso são mostrados na Tabela 30. A demanda média observada neste caso é cerca de 1% menor que o caso base, devido à modelagem das

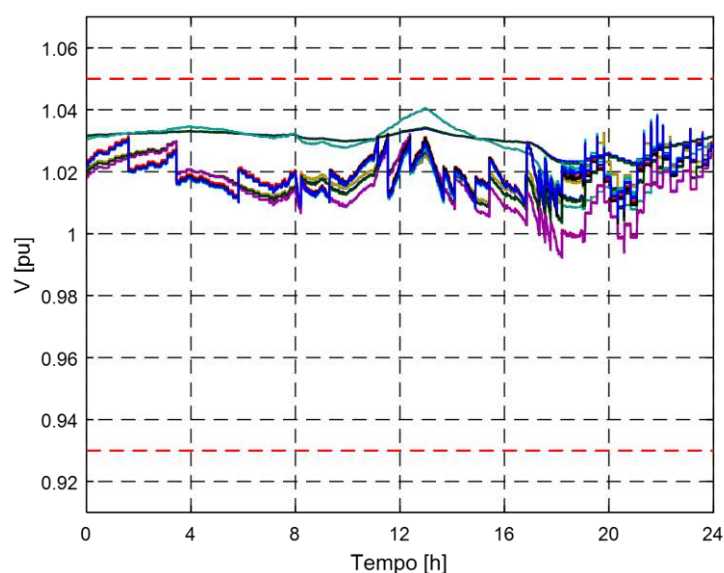
cargas e a resposta destas aos níveis de tensão nas barras onde estão conectadas. As perdas do sistema estão próximas a 8%, apresentando queda de 1,6% em relação ao caso base. O regulador de tensão da barra 852 apresenta redução no número de atuações, enquanto o regulador da barra 850 mantém mesmo número em comparação com o caso anterior.

**Tabela 30 – Análise Dinâmica 24h – 50% FP1 – Resultados**

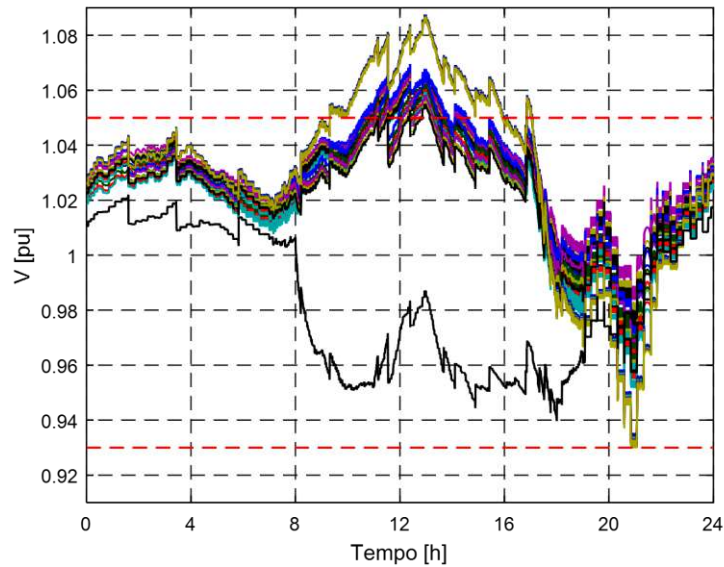
CARGA MÉDIA (kW)	PERDA MÉDIA		MUDANÇAS DE TAPES	
	(kW)	(%)	OLTC 850	OLTC 852
770,55	61,25	7,95	15	16

### 6.3.2.2 Fator de Potência 0,95 Capacitivo

A Figura 109 e a Figura 110 apresentam os níveis de tensão observados nas barras de carga. As barras de média tensão apresentam aumento de 0,01pu na tensão máxima observada em relação ao caso base, mas a média diária é mantida próxima 1,02pu. O efeito da geração fotovoltaica é mais evidente quando analisados os níveis de tensão das barras de baixa tensão. No caso atual, há sobretensão sustentada durante grande parte do dia, causada pelo excesso de potência reativa na rede. Uma vez que os reguladores de tensão presentes no sistema estão conectados em média tensão, estes são incapazes de controlar os níveis em baixa tensão.

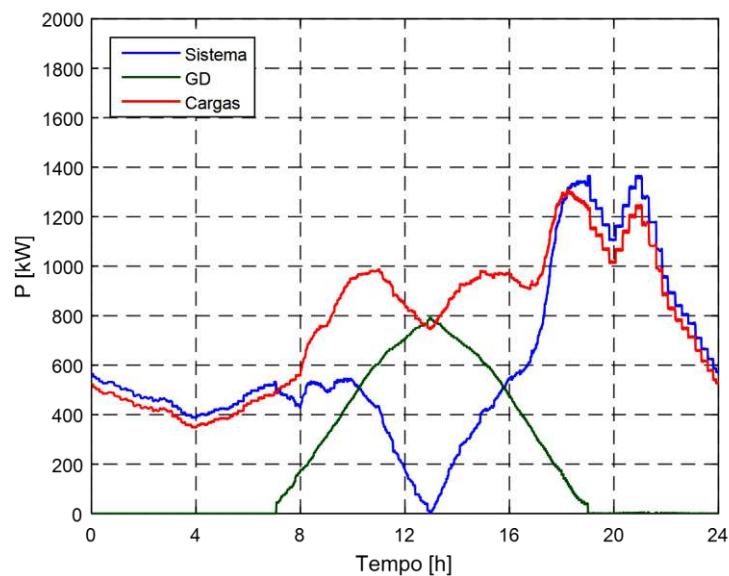


**Figura 109 – Análise Dinâmica 24h – 50% FP Capacitivo – Média Tensão**



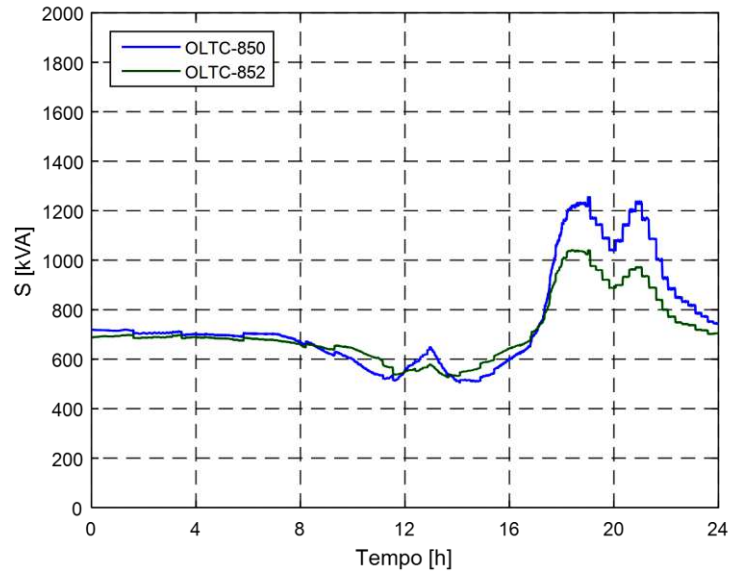
**Figura 110 – Análise Dinâmica 24h – 50% FP Capacitivo – Baixa Tensão**

A Figura 111 apresenta o fluxo de potência ativa da subestação, a demanda ativa total das cargas e a geração fotovoltaica total do sistema. A injeção de potência ativa dos geradores fotovoltaicos é aproximadamente 5% superior ao caso anterior. A elevação de tensão considerável nas barras dos geradores faz com que a potência injetada na rede por estes seja superior, dado a margem de erro do controlador do modelo fotovoltaico PVD1. De maneira semelhante ao caso anterior, a geração de potência na subestação principal do sistema é quase nulo próximo ao pico de geração fotovoltaica e apresenta forte inclinação no período entre 17:00 e 18:00.



**Figura 111 – Análise Dinâmica 24h – 50% FP Capacitivo – Geração do sistema, GD e cargas**

Os níveis de carregamento dos reguladores de tensão são próximos ao caso anterior, conforme apresentado na Figura 112. Entretanto, o carregamento dos equipamentos no período em que há geração fotovoltaica é superior ao observado anteriormente. Este aumento se deve à contribuição de potência reativa dos geradores fotovoltaicos, que, conforme mostrado anteriormente, trabalha com excedente durante a maior parte do tempo. Durante o pico de geração fotovoltaica, a maior parte da parcela do carregamento destes equipamentos é composta por potência reativa.



**Figura 112 – Análise Dinâmica 24h – 50% FP Capacitivo – Carregamento dos OLTCs**

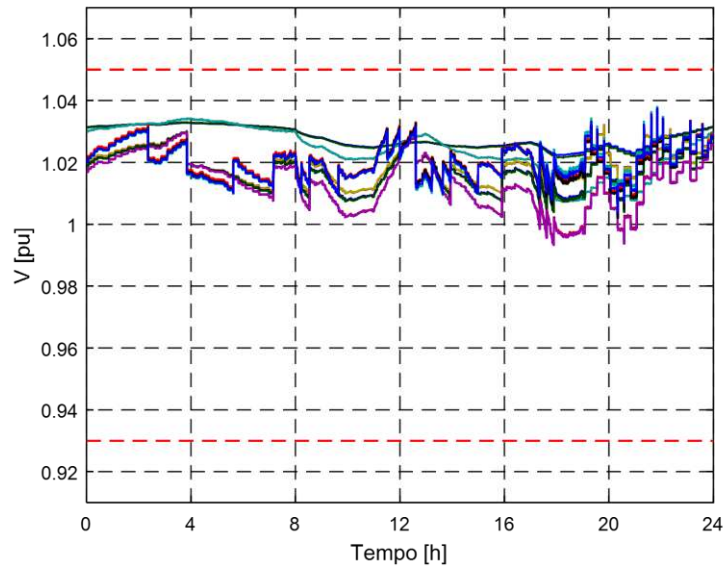
Os demais indicadores deste caso são mostrados na Tabela 31. As perdas do sistema apresentam queda de aproximadamente 2% em relação ao caso base. Ainda em relação a este caso, regulador de tensão da barra 850 apresenta maior número de atuações, enquanto o regulador de barra 852 atua um número menor de vezes.

**Tabela 31 – Análise Dinâmica 24h – 50% FP Capacitivo – Resultados**

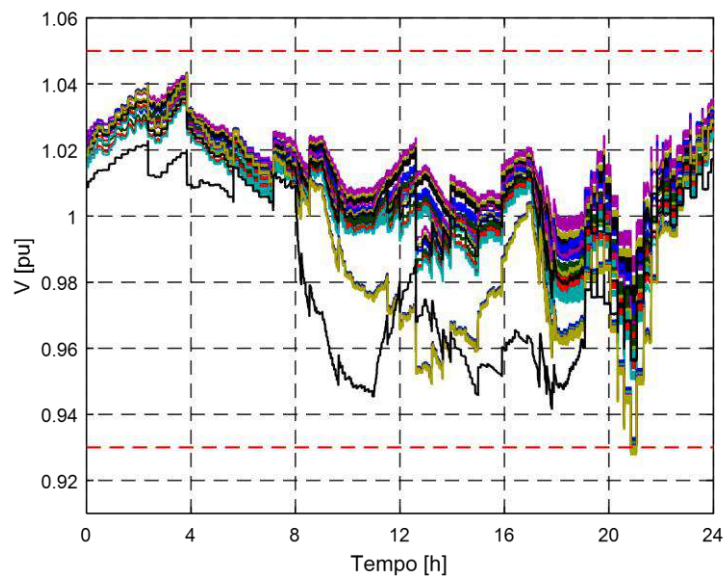
CARGA MÉDIA (kW)	PERDA MÉDIA		MUDANÇAS DE TAPES	
	(kW)	(%)	OLTC 850	OLTC 852
772,06	58,02	7,51	17	16

### 6.3.2.3 Fator de Potência 0,95 Indutivo

A Figura 113 e na Figura 114 apresentam os níveis de tensão observados nas barras de carga de média e baixa tensão, respectivamente. Similar ao caso anterior, as barras de média tensão apresentam aumento na tensão máxima em relação ao caso base, e a média diária é mantida próxima a 1,02pu. A absorção de potência reativa pelos inversores é suficiente para que o nível de tensão nas barras de baixa tensão permaneça próximo a 1pu no período de operação dos geradores fotovoltaicos.



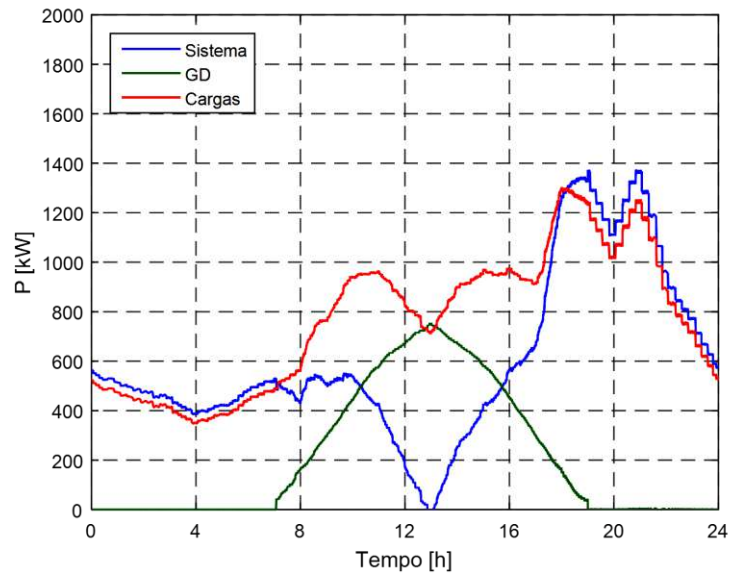
**Figura 113 – Análise Dinâmica 24h – 50% FP Indutivo – Média Tensão**



**Figura 114 – Análise Dinâmica 24h – 50% FP Indutivo – Baixa Tensão**

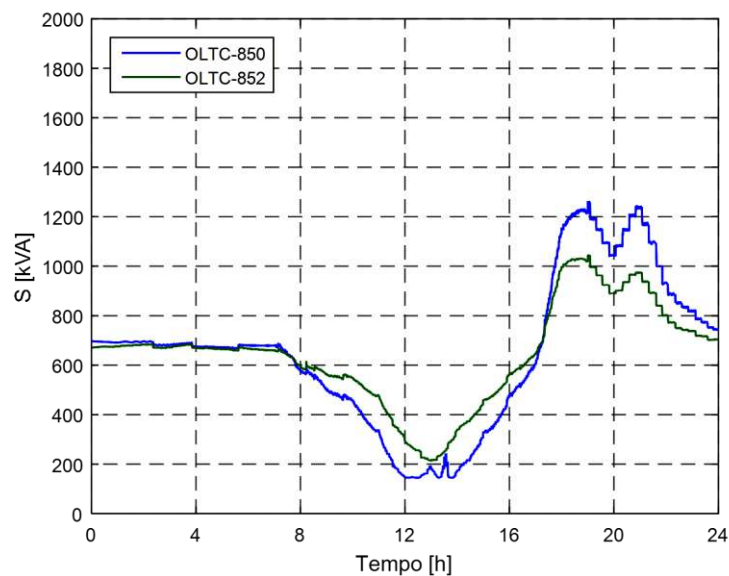
A Figura 115 apresenta o fluxo de potência ativa da subestação, a demanda ativa total das cargas e a geração fotovoltaica total do sistema. Os resultados mostram diferença na potência ativa produzida pelos geradores fotovoltaicos em relação aos casos anteriores. Como exposto nos itens acima, esta diferença é dada pelos diferentes níveis de tensão observados durante o período em que os geradores estão trabalhando.





**Figura 115 – Análise Dinâmica 24h – 50% FP Indutivo – Geração do sistema, GD e cargas**

Em relação ao caso base e aos casos anteriores considerando o mesmo nível de penetração, este controle apresentou os menores níveis de carregamento na rede, conforme apresentado na Figura 116. De maneira semelhante ao caso estudado durante a análise estática, o fator de potência indutivo dos inversores contribui para a redução do fluxo de potência reativa na rede, diminuindo consideravelmente o carregamento das linhas de distribuição e reguladores durante o período de funcionamento dos geradores. Em comparação ao caso com fator de potência unitário, o carregamento dos reguladores durante o pico de geração fotovoltaica diminui em cerca de 50%. Em relação ao caso onde o fator de potência capacitivo é considerado, a redução é de aproximadamente 70%.



**Figura 116 – Análise Dinâmica 24h – 50% FP Indutivo – Carregamento dos OLTCs**

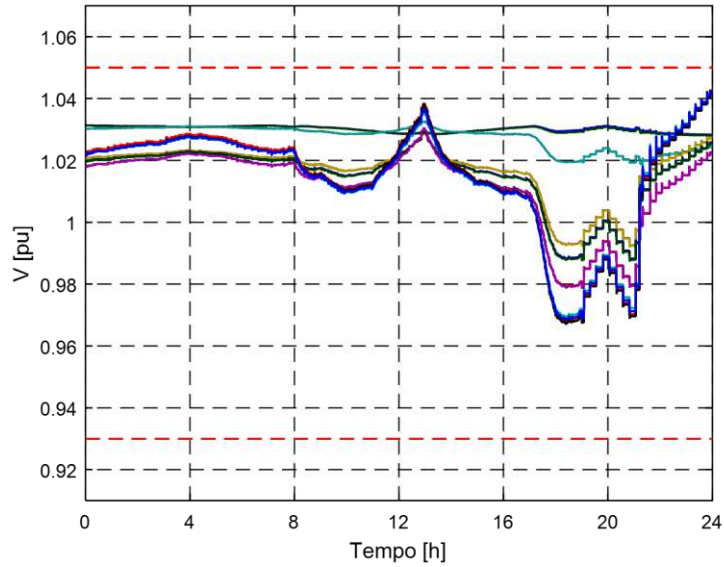
Os demais indicadores deste caso são mostrados na Tabela 32. O sistema apresenta perdas aproximadamente 3% inferiores em relação ao caso base. Em relação ao número de atuações dos reguladores, este caso apresentou os mesmos valores do que o caso base.

**Tabela 32 – Análise Dinâmica 24h – 50% FP Indutivo – Resultados**

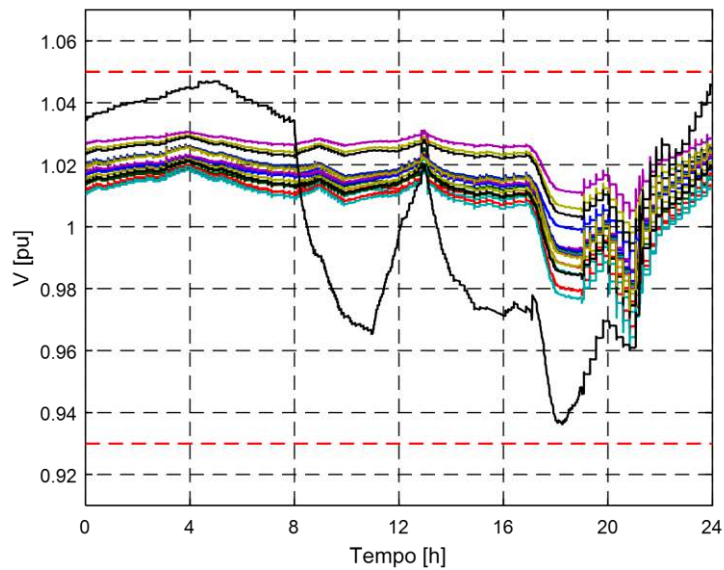
CARGA MÉDIA (kW)	PERDA MÉDIA		MUDANÇAS DE TAPES	
	(kW)	(%)	OLTC 850	OLTC 852
769,62	52,16	6,78	15	18

### 6.3.2.4 Inversor Inteligente

A presença de geração fotovoltaica não causa grandes variações nos níveis de tensão das barras de média tensão, conforme apresentado na Figura 117. A tensão nestas barras se mostra mais estável quando comparado aos casos anteriores. Este comportamento é devido ao auxílio na regulação de tensão pelos inversores inteligentes que, durante a maior parte do dia, trabalham com limites elevados de potência reativa. As barras de baixa tensão também são beneficiadas por esse funcionamento, conforme apresentado na Figura 118. O aumento do nível de tensão nestas barras é suficiente para que não sejam observadas violações dos limites de tensão.

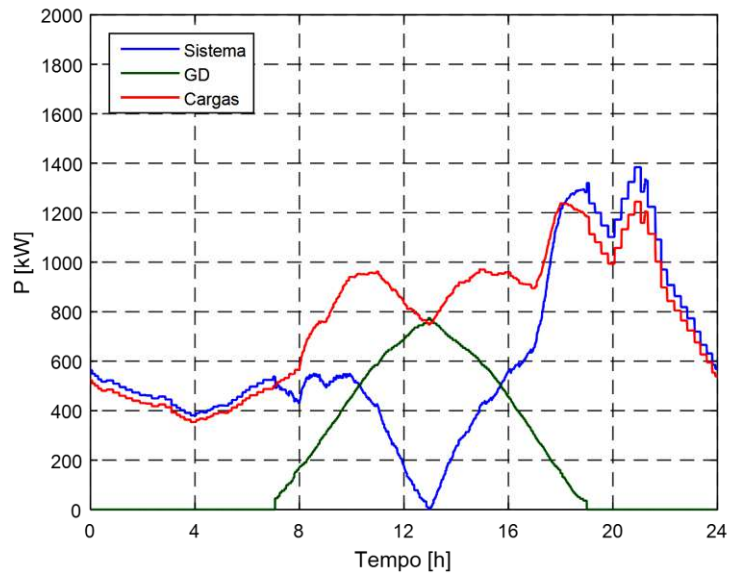


**Figura 117 – Análise Dinâmica 24h – 50% Inversor Inteligente – Média Tensão**



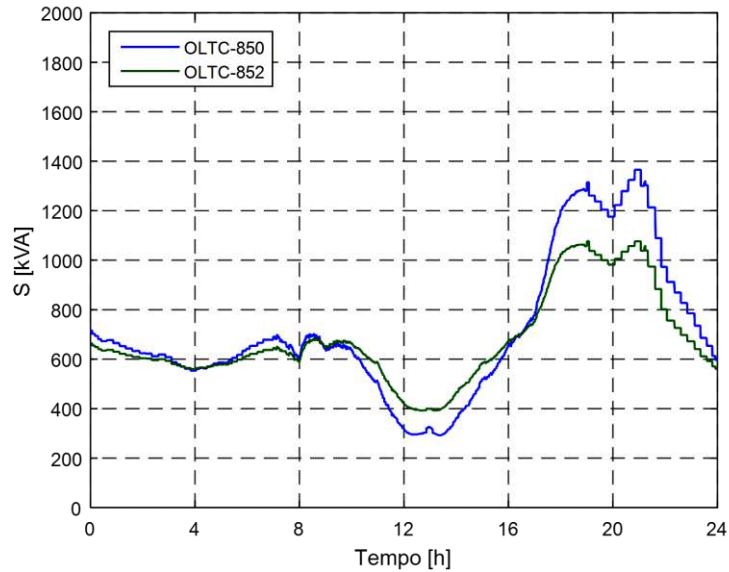
**Figura 118 – Análise Dinâmica 24h – 50% Inversor Inteligente – Baixa Tensão**

A resposta dinâmica da rede em termos de potência ativa gerada na subestação principal e pelos geradores fotovoltaicos, bem como a demanda total, é apresentada na Figura 119. O comportamento destas grandezas é semelhante ao apresentado nos casos anteriores. Em nenhum caso estudado foi observada inversão no fluxo de potência ativa na rede.



**Figura 119 – Análise Dinâmica 24h – 50% Inversor Inteligente – Geração do sistema, GD e cargas**

O carregamento dos reguladores de tensão, apresentado na Figura 120, apresenta sensível queda, tanto em relação ao máximo observado, quanto à média diária, quando comparado ao caso base. Os inversores inteligentes, semelhante ao observado no caso anterior, absorvem parte da potência reativa excedente na rede, diminuindo o carregamento em grande parte do período. Quando os limites de potência reativa são reduzidos e os inversores passam a atuar com fator de potência praticamente unitário, o carregamento dos reguladores passa a acompanhar o perfil observado no item 6.3.2.1. Durante os períodos de carga elevada, os inversores passam a fornecer potência reativa à rede, aumentando o carregamento dos ramos e reguladores cerca de 10% em relação aos demais casos.



**Figura 120 – Análise Dinâmica 24h – 50% Inversor Inteligente – Carregamento dos OLTCs**

A Tabela 33 apresenta os demais indicadores deste caso. As perdas do sistema estão próximas a 7%, com queda de 2,4% em relação ao caso base. Ambos reguladores apresentam redução no número de atuações em 40% comparados aos demais casos.

**Tabela 33 – Análise Dinâmica 24h – 50% Inversor Inteligente – Resultados**

CARGA MÉDIA (kW)	PERDA MÉDIA		MUDANÇAS DE TAPES	
	(kW)	(%)	OLTC 850	OLTC 852
767,24	55,10	7,18	9	11

### 6.3.3 Resumo Comparativo

A adoção de inversores inteligentes para o nível de penetração considerado apresenta, de maneira geral, os melhores resultados em comparação aos demais controles, conforme apresentado na Tabela 34. As peculiaridades do sistema teste, principalmente o excedente de potência reativa no período noturno e parte da manhã, contribuiu para que o controle de fator de potência indutivo apresentasse os menores níveis de perdas e carregamento, mas este efeito ocorre somente enquanto há geração fotovoltaica. Os inversores inteligentes, em contrapartida, são capazes de auxiliar na regulação de tensão durante todo o dia, diminuindo o número de atuações dos trocadores de tape e reduzindo as perdas em um patamar próximo ao do fator de potência indutivo.

**Tabela 34 – Análise Dinâmica de 24 Horas – Resumo**

NP %	Indicador	Violação de Tensão		Perdas		Mudança de Tape	
		MT	BT	kW	%	OLTC 850	OLTC 852
-	Caso Base	Não	Não	74,09	9,55	15	18
50	FP Unitário	Não	Não	61,25	7,95	15	16
	FP Capacitivo	Não	Sim	58,02	7,51	17	16
	FP Indutivo	Não	Não	52,16	6,78	15	18
	Inv. Inteligente	Não	Não	55,1	7,18	9	11

Finalmente, o foco dos resultados apresentados é a comparação entre diferentes tipos de controle. Entretanto, deve-se notar o efeito do nível de penetração fotovoltaica no sistema a partir da evolução de indicadores de desempenho. Além daqueles indicadores apresentados anteriormente, outro fator importante é a demanda e energia economizada pelo sistema conforme a presença de geração fotovoltaica cresce. Este indicador, porém, não sofre grande influência do controle do inversor de frequência, por isso não foi mostrado em foco durante as simulações. A Tabela 35 apresenta a variação destes em relação ao nível de penetração. Os valores indicados na tabela mostram que a variação da potência média gerada pelo sistema para suprir a demanda diária diminui em cerca de 50% do nível de penetração fotovoltaico. A variação percentual da energia gerada segue a variação de potência.

**Tabela 35 – Variação da Geração do Sistema**

NÍVEL DE PENETRAÇÃO	POTÊNCIA MÉDIA	ENERGIA TOTAL	VARIÇÃO DE POTÊNCIA	
	(kW)	(MWh)	(kW)	(%)
<b>CASO BASE</b>	909,44	21,83	-	-
<b>5%</b>	884,83	21,24	24,61	2,71
<b>25%</b>	788,46	18,92	120,98	13,30
<b>50%</b>	672,14	16,13	237,30	26,09

# CAPÍTULO 7

## CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS

### 7.1 Conclusões

A presença da geração fotovoltaica distribuída vem aumentando consideravelmente ao longo dos últimos anos, e apresenta tendência de continuar o crescimento. Os maiores níveis de penetração refletem efeitos mais acentuados na rede de distribuição, tanto positivos quanto negativos. O avanço tecnológico dos inversores de frequência e na área de comunicação permitiram novas possibilidades de atuação da geração fotovoltaica na rede, objetivando potencializar os efeitos positivos e mitigar os negativos.

Com base no cenário descrito, este trabalho busca avaliar o impacto dos controles dos inversores de frequência presentes nos geradores fotovoltaicos. Para tal, foram considerados quatro tipos de controle, sendo três por fator de potência constante –unitário, capacitivo e indutivo – e um considerando a adoção de inversores inteligentes. Além da variação no tipo de controle, são considerados diferentes níveis de penetração fotovoltaica na rede. O software SIMULIGHT é empregado para realização dos estudos estáticos e dinâmicos propostos no sistema IEEE 34 barras modificado. O trabalho utiliza curvas típicas de demanda e geração fotovoltaica a céu aberto.

Três análises distintas são realizadas neste trabalho. O item 6.1 apresenta a análise estática, que consiste em fluxos de potência consecutivos com o objetivo de avaliar a resposta do sistema em função da evolução cronológica das cargas e da geração

fotovoltaica. Como os resultados obtidos nesta análise não levam em consideração o comportamento no tempo dos equipamentos e controles, se mostra importante a avaliação de tais interações através de análises dinâmicas. Neste raciocínio, o segundo tipo de análise, item 6.2, é utilizado para avaliar a resposta dinâmica do sistema frente a variação brusca na geração fotovoltaica causada por sombreamento transitório, considerando janela de tempo de 240 segundos. A última análise, item 6.3, busca estudar as 24 horas de funcionamento do sistema de forma mais realista, implementando modelagem dinâmica dos equipamentos e controles pertinentes, bem como evolução da demanda e geração fotovoltaica em curtos intervalos de tempo.

Os resultados obtidos na análise dinâmica de 24 horas, item 6.3, mostram como a modelagem dos elementos do sistema elétrico são impactantes neste tipo de estudo. Nestas simulações, são observadas variações em grandezas como demanda das cargas e potência ativa dos geradores fotovoltaicos em relação aos casos semelhantes da análise estática, item 6.1. Este comportamento é dado pela resposta dos componentes ao sistema, em particular à tensão nas barras onde estão conectados, [102] e [103]. Além dos elementos passivos, a análise dinâmica permite avaliação da resposta dos controles de equipamentos ativos da rede. Exemplo são os trocadores de tape dos reguladores de tensão. A análise estática implementada no SIMULIGHT não considera a cronologia de atuação dos equipamentos. Esta diferença entre os tipos de análises se reflete na diferença do número de atuações observado durante as simulações. A princípio, esperava-se que a resposta dinâmica dos equipamentos levasse a um número maior de atuações durante o dia, devido a mudanças de tape subsequentes à primeira. Este efeito, porém, não é observado devido a variação lenta e branda das cargas e da geração fotovoltaica entre os intervalos considerados. Esta característica de evolução temporal manteve a tensão nas barras dentro da zona morta dos equipamentos durante longos períodos, poupando mudanças de tape.

Com base nos resultados obtidos neste estudo, nota-se que a análise dinâmica é mais apropriada para avaliação do comportamento de equipamentos ativos e que apresentem dinâmica de atuação, como reguladores de tensão. Apesar do maior custo computacional, esta análise permite acompanhar o desempenho mais próximo do real destes equipamentos, permitindo maior precisão de resultados. Para situações em que o sistema estudado não apresenta este tipo de equipamento ou quando o comportamento



deste não é o foco, a análise estática se mostra mais interessante, visto o menor esforço computacional e resultados numericamente próximos aos da análise dinâmica.

No Capítulo 6 são observados alguns indicadores de desempenho do sistema teste frente ao nível de penetração de geração fotovoltaica e controle implementado nos inversores de frequência. Para baixos níveis de penetração, o controle com fator de potência indutivo apresentou-se como o mais vantajoso para o sistema. O sistema possui excedente de potência reativa durante a maior parte do dia e, dessa maneira, a absorção de parte dessa potência pelos inversores diminui o carregamento da rede e melhora seu desempenho. Conforme o nível de penetração aumenta, a adoção de inversores inteligentes se torna mais atrativa do ponto de vista sistêmico. A capacidade destes inversores de trabalhar durante todo o dia na regulação da tensão local contribui para a diminuição do carregamento, perdas e número de atuação dos reguladores de tensão em relação aos demais controles.

As conclusões quanto aos tipos de controle com melhor desempenho levam em consideração somente os fatores técnicos, do ponto de vista sistêmico. Entretanto, é importante a ponderação entre a exigência de equipamentos inteligentes por parte dos acessantes, de alto custo, e a viabilidade econômica da instalação de geração fotovoltaica distribuída. Uma vez que o aumento do número de instalações fotovoltaicas se deve, em grande parte, à diminuição dos preços dos equipamentos, a exigência de produtos mais onerosos pode prejudicar o crescimento deste mercado.

## 7.2 Trabalhos Futuros

A partir dos estudos realizados e resultados encontrados, são propostos como trabalhos futuros os seguintes itens:

- Avaliação do efeito de sombreamento na geração fotovoltaica durante análise estática e dinâmica de longa duração.
- Realização de estudos considerando janelas de tempo maiores. Este trabalho realiza a análise diária do impacto da geração fotovoltaica, implementando curvas de demanda e geração típicas, além de coordenação com elementos passivos. Ao expandir a janela de simulação, seria possível utilizar curvas mais próximas da realidade, avaliando a variação sazonal de demanda e geração. Outro ponto positivo desta adoção seria a maior expressividade da variação dos indicadores avaliados, contribuindo para a relevância desta avaliação.
- Concepção de métrica para comparação adequada do efeito na rede de distribuição de diferentes tipos de controle.
- Utilização de dados reais de redes de distribuição brasileiras, incluindo dados de linhas de distribuição, cargas e equipamentos de regulação de tensão.
- Avaliação econômica, do ponto de vista da distribuidora, da operação da rede com diferentes níveis de penetração de geração fotovoltaica e diferentes tipos de controle dos inversores.

# REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] RÊGO, L.O., FERREIRA, A.P.F., et al, “Evaluation of Ohmic Losses in Medium Voltage Feeders in the Presence of Distributed Generation”, *VII Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos – SBSE*, 2018.
- [2] SOLANKI, S.K., RAMACHANDRAN, V., SOLANKI, J., “Steady state analysis of high penetration PV on utility distribution feeder,” *PES T&D 2012*, pp. 1-6, 2012.
- [3] SHIXIONG, F., TIANJIAO, P., LIXIN, L., et al, “Evaluation of impact of integrated distributed generation on distribution network based on time-series analysis,” *China International Conference on Electricity Distribution*, pp. 1-5, 2016.
- [4] SMITH, J.W., DUGAN, R., SUNDERMAN, W, “Distribution modeling and analysis of high penetration PV,” *IEEE Power and Energy Society General Meeting*, pp. 1-7, 2011.
- [5] SELIM, A., ABDEL-AKHER, M., ALY, M.M., “Efficient time series simulation of distribution systems with voltage regulation and PV penetration,” *Eighteenth International Middle East Power Systems Conference*, pp. 717-722, 2016.
- [6] BLETTERIE, B., KADAM, S., BOLGARYN, R., et al, “Voltage control with PV inverters in low voltage networks - In depth analysis of different concepts and parameterization criteria,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 32, No. 1, pp. 177-185, 2017.
- [7] MOMENEH A., CASTILLA, M., MIRET J., et al, “Comparative study of reactive power control methods for PV inverters in low voltage grids,” *IET Renewable Power Generation*, vol. 10, No. 1, pp. 310-318, 2016.

- [8] VOVOS, P.N., KIPRAKIS A.E., WALLACE, A.R., *et al*, “Centralized and distributed voltage control: Impact on distributed generation penetration,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 22, pp. 476-483, 2007.
- [9] NAKABAYASHI R., *Microgeração fotovoltaica no Brasil: Viabilidade econômica*, Instituto de Energia e Ambiente da USP, 2015.
- [10] MME - Ministério de Minas e Energia, Plano Decenal de Expansão de Energia 2026, 2017.
- [11] ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica, LER - Leilão de energia de reserva - nº 08/2014, 2014.
- [12] ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica, BIG - Banco de Informações de Geração. [Online, acessado em 15/01/2018]. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>.
- [13] ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica, Nota Técnica nº56/2017: Atualização das projeções de consumidores residenciais e comerciais com microgeração solar fotovoltaicos no horizonte 2017-2024, 2017.
- [14] IEA - International Energy Agency, Report IEA PVPS T1-31:2017 - Snapshot of global photovoltaic markets, 2017.
- [15] ABNT - Associação Brasileira de Normas Técnicas, NBR 16149:2013 - Sistemas fotovoltaicos (FV) - Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição, 2013.
- [16] ABNT - Associação Brasileira de Normas Técnicas, NBR IEC 62116:2012 - Procedimento de ensaio de anti-ilhamento para inversores de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica, 2012.
- [17] ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica, Resolução Normativa nº 482, 2012.
- [18] ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica, Resolução Normativa Nº687, 2015.

- [19] IEEE - The Institute of Electrical and Electronics Engineers, Std 1547-2003: IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems, 2003.
- [20] IEC - International Electrotechnical Commission, Std. 61727:2004 - Standard Photovoltaic (PV) systems – characteristics of the utility interface, 2004.
- [21] FIGUEIRA H.H., HEY, H.L., SCHUCH, L., *et al*, “Brazilian grid-connected photovoltaic inverters standards: A comparison with IEC and IEEE,” *IEEE 24th International Symposium on Industrial Electronics (ISIE)*, pp. 1104-1109, 2015.
- [22] IEEE - The Institute of Electrical and Electronics Engineers, Std 1547a-2014: IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems - Amendment, 2014.
- [23] VDE Association for Electrical, Electronic and Information Technologies, VDE-AR-N 4105 - Power generation systems connected to the low-voltage distribution network, 2011.
- [24] UL - Underwriters Laboratories, UL 1741 Supplement SA: Grid support utility interactive inverters and converters, 2016.
- [25] CPUC - California Public Utilities Commission, California Electric Tariff Rule 21, 2017.
- [26] IEEE - Institute of Electrical and Electronic Engineers, Std 2030.5-2013 - IEEE adoption of smart energy profile 2.0 Application protocol Standard, 2013.
- [27] DILAN A., “Quantum photovoltaic effect: Two photon process in solar cell”, *International Conference on Renewable Energy Research and Applications (ICRERA)*, pp. 1084-1088, 2015.
- [28] DAHONO, P.A., KATAOKA, T., SATO, Y., “Dual relationships between voltage-source and current-source three-phase inverters and its applications,” *Proceedings of Second International Conference on Power Electronics and Drive Systems*, pp. 559-565, 1997.

- [29] BHANGALE, S.S., PATEL, N., “Design of LVRT capability for grid connected PV system”, *International Conference on Intelligent Computing, Instrumentation and Control Technologies (ICICT)*, pp. 1625-1630, 2017.
- [30] AHMAD, S., RASHID, M.T., FERDOWSY, C.S., *et al*, “A technical comparison among different PV-MPPT algorithms to observe the effect of fast changing solar irradiation”, *IEEE International WIE Conference on Electrical and Computer Engineering (WIECON-ECE)*, pp. 155-158, 2015.
- [31] GÖKMEN, N., HU, W., CHEN, Z., “A simple PV inverter power factor control method based on solar irradiance variation”, *IEEE Manchester PowerTech*, pp. 1-6, 2017.
- [32] SWARAJ K., MOHAPATRA, A., SAHOO, S. S., “Combining PV MPPT algorithm based on temperature measurement with a PV cooling system”, *International Conference on Signal Processing, Communication, Power and Embedded System (SCOPE)*, pp. 482-489, 2016.
- [33] TRUEBLOOD C., COLEY, S., KEY, T., *et al*, “PV measures up for fleet duty : Data from a Tennessee plant are used to illustrate metrics that characterize plant performance”, *IEEE Power and Energy Magazine*, Vol. 11, No. 2, pp. 33-44, 2013.
- [34] ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica, Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - PRODIST - Módulo 8 - Qualidade da Energia Elétrica, 2017.
- [35] LIGHT - IT DTE/DTP, Normas técnicas para geração de energia alternativa - Procedimentos para a conexão de microgeração e minigeração ao sistema de distribuição da Light SESA BT e MT - Rev.4, 2018.
- [36] CEMIG - Companhia Energética de Minas Gerais, ND.5.30 - Requisitos para a conexão de acessantes ao sistema de distribuição CEMIG D - Conexão BT, 2016.
- [37] MAMADAMINOV, U.M., *Advanced inverters and their functionalities for distributed solar generation*, Department of Electrical Engineering and Renewable Energy, Oregon Institute of Technology, pp. 1-13, 2014.

- [38] BOUZGUENDA M., GASTLI, A., BADI, A.H.A., *et al*, “Solar photovoltaic inverter requirements for smart grid applications,” *IEEE PES Conference on Innovative Smart Grid Technologies - Middle East*, pp. 1-5, 2011.
- [39] PARAJELES, M.J., QUIRÓS-TORTÓS, J., VALVERDE, G., “Assessing the performance of smart inverters in large-scale distribution networks with PV systems”, *IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference - Latin America (ISGT Latin America)*, pp. 1-6, 2017.
- [40] RAHIMI, K., TBAILEH, A., BROADWATER, R., *et al*, “Voltage regulation performance of smart inverters: power factor versus volt-var control”, *North American Power Symposium (NAPS)*, pp. 1-6, 2017.
- [41] EPRI - Electric Power Research Institute, *Common functions for smart inverters*, Rev. 4, 2016.
- [42] XUE, Y., DIVYA, K.C., GRIEPENTROG, G., *et al*, “Towards next generation photovoltaic inverters”, *IEEE Energy Conversion Congress and Exposition*, pp. 2467-2474, 2011.
- [43] FANG, X., MISRA, S., XUE, G., *et al*, “Smart Grid - The new and improved power grid: a survey”, *IEEE Communications Surveys & Tutorials*, pp. 944-980, 2012.
- [44] SCHOENE, J., ZHEGLOV, V., HUMAYUN, M., *et al*, “Investigation of oscillations caused by voltage control from smart PV on a secondary system”, *IEEE Power & Energy Society General Meeting*, pp. 1-5, 2017.
- [45] KANG, B., MAYNARD, P., MCLAUGHLIN, K., *et al*, “Investigating cyber-physical attacks against IEC 61850 photovoltaic inverter installations”, *IEEE 20th Conference on Emerging Technologies & Factory Automation (ETFA)*, pp. 1-8, 2015.
- [46] IEEE - Institute of Electrical and Electronic Engineers, *IEEE Recommended Practice for Implementing an IEC 61850-Based Substation Communications, Protection, Monitoring, and Control System*, IEEE Std 2030.100-2017, pp. 1-67, 2017.

- [47] SMITH, J.W., SUNDERMAN, W., DUGAN, R., *et al*, “Smart inverter volt/var control functions for high penetration of PV on distribution systems”, *IEEE/PES Power Systems Conference and Exposition*, pp. 1-6, 2011.
- [48] TURITSYN, K., SULC, P., BACKHAUS, S., *et al*, “Distributed control of reactive power flow in a radial distribution circuit with high photovoltaic penetration”, *IEEE PES General Meeting*, pp. 1 - 6, 2010.
- [49] DING, F., PRATT, A., BIALEK, T., *et al*, “Voltage support study of smart PV inverters on a high-photovoltaic penetration utility distribution feeder”, *IEEE 43rd Photovoltaic Specialists Conference (PVSC)*, pp. 1375-1380, 2016.
- [50] CALDON, R., COPPO, M., TURRI, R., “Voltage unbalance compensation in LV networks with inverter interfaced distributed energy resources”, *IEEE International Energy Conference and Exhibition (ENERGYCON)*, pp. 527-532, 2012.
- [51] NEJABATKHAH, F., LI, Y.W., “Flexible unbalanced compensation of three-phase distribution system using single-phase distributed generation inverters”, *IEEE Transactions on Smart Grid (Early Access)*, pp. 1-12, 2017.
- [52] W. D. Stevenson, *Elementos de Análise de Sistemas de Potência*, Ed. Mcgraw Hill, 1986.
- [53] MOLINA-GARCÍA, A., MASTROMAURO, R.A., GARCÍA-SÁNCHEZ, T., *et al*, “Reactive power flow control for pv inverters voltage support in lv distribution networks”, *IEEE Transactions on Smart Grid*, pp. 1-10, 2016.
- [54] YI-BO, W., CHUN-SHENG, W., HUA, L., *et al*, “Steady-state model and power flow analysis of grid connected photovoltaic power system”, *2008 IEEE International Conference on Industrial Technology*, pp. 1-6, 2008.
- [55] VARGAS, M.A., GARCÍA, N., “Power flow solution of power networks with photovoltaic generation and a battery energy storage system”, *IEEE Power & Energy Society General Meeting*, pp. 1-5, 2014.



- [56] NREL National Renewable Energy Laboratory, *Photovoltaic impact assessment of smart inverter volt-var control on distribution system conservation voltage reduction and power quality*, 2016.
- [57] WECC - Western Electricity Coordinating Council Modeling and Validation Work Group, *Solar plant dynamic modeling guidelines*, 2014.
- [58] KIM, I., HARLEY, R.G., REGASSA, R., *et al*, *The effect of the volt/var control of photovoltaic systems on the time-series steady-state analysis of a distribution network*, Clemson University Power Systems Conference (PSC), pp. 1-6, 2015.
- [59] LIU, Y., ZHANG, L., ZHAO, D., *et al*, “Study on control characteristic of grid-connected solar photovoltaic plant based on simulation”, *International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies (DRPT)*, pp. 1954-1958, 2015.
- [60] MAHMOUD, K., HUSSEIN, M.M., “Combined static VAR compensator and PV-inverter for regulating voltage in distribution systems”, *International Middle East Power Systems Conference (MEPCON)*, pp. 683-688, 2017.
- [61] ONS - Operador Nacional do Sistema, *Procedimentos de Rede - Submódulo 3.1 - Acesso às instalações de transmissão*, 2017.
- [62] ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica, *Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - PRODIST - Módulo 1 - Introdução*, 2015.
- [63] KERSTING, W.H., *Distribution System Modeling and Analysis*, CRC Press LLC, 2017.
- [64] RAMACHANDRAN, V., SOLANKI, S.K., *Modeling of Utility Distribution Feeder in OpenDSS and Steady State Impact analysis of Distributed Generation*, West Virginia University, 2013.
- [65] SHORT, T., *Electric Power Distribution Handbook*, CRC Press LLC, 2004.
- [66] ABRACE, “Associação Brasileira de Grandes Consumidores Industriais de Energia e de Consumidores Livres”, [Online]. Disponível: <http://abrace.org.br/>.

- [67] ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica, Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - PRODIST - Módulo 3 - Acesso ao Sistema de Distribuição, 2017.
- [68] NREL - National Renewable Energy Laboratory, *Distribution System Voltage Performance Analysis for High-Penetration Photovoltaics*, Niskayuna, NY, 2008.
- [69] TAHIR, M., M. NASSAR, E., EL-SHATSHAT, R., *et al*, “A review of volt/var control techniques in passive and active power distribution networks”, *IEEE Smart Energy Grid Engineering (SEGE)*, pp. 57-63, 2016.
- [70] Maschinenfabrik Reinhausen GmbH, *Comutador de tapes sob carga tipo V - Instruções de serviço BA 081/04*, 2004.
- [71] SCHNEIDER, K. C., HOAD, R.F., “Initial transformer sizing for single-phase residential load”, *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. 7, pp. 2074 - 2081, 1992.
- [72] Internaitional Copper Association Brazil, *Tópicos sobre dimensionamento de transformadores para sistemas de distribuição*, PROCOBRE – Instituto Brasileiro do Cobre, 2014.
- [73] ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica, Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - PRODIST - Módulo 7 - Cálculo de Perdas na Distribuição, 2016.
- [74] ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica, Procedimentos de Regulação Tarifária - PRORET - Módulo 2 - Revisão Tarifária Periódica das Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica - Submódulo 2.6, 2015.
- [75] DENG, Z., ROTARU, M.D., SYKULSKI, J.K., “Harmonic analysis of LV distribution networks with high PV penetration”, *International Conference on Modern Power Systems (MPS)*, pp. 1-6, 2017.
- [76] NREL - National Renewable Energy Laboratory, *On the path to SunShot: Emerging issues and challenges in integrating solar with the distribution system*, 2016.

- [77] GRIJALVA, S., BRODERICK, R. J., RENO, M. J., *et al*, “Improving distribution network PV hosting capacity via smart inverter reactive power support”, *IEEE Power & Energy Society General Meeting*, pp. 1-5, 2015.
- [78] GHIANI, E., PILO, F., “Smart inverter operation in distribution networks with high penetration of photovoltaic systems”, *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*, vol. 3, p. 504 – 511, 2015.
- [79] SANTOSO, A.D.S., MAITRA, A., “Understanding photovoltaic hosting capacity of distribution circuits”, *IEEE Power & Energy Society General Meeting*, pp. 1-5, 2016.
- [80] JAUCH, E., “Maximizing automatic reverse power operations with ltc transformers and regulators”, *IEEE Power Engineering Society Inaugural Conference and Exposition in Africa*, pp. 449-454, 2005.
- [81] WHEELER, K.A., FARIED, S.O., ELSAMAHY, M., “Assessment of distributed generation influences on fuse-recloser protection systems in radial distribution networks”, *IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition (T&D)*, pp. 1-5, 2016.
- [82] KATIRAEI, F., IRAVANI, M.R., LEHN, P.W., “Micro-Grid autonomous operation during and subsequent to islanding process”, *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 20, No. 1, pp. 248-257, 2005.
- [83] INMETRO - Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia, *Sistema fotovoltaico - Tabelas de consumo/eficiência energética*, INMETRO, [Online, acessado em 10/11/2017]. Disponível em: <http://www.inmetro.gov.br/consumidor/pbe/sistema-fotovoltaico.asp>.
- [84] CHEN, H., CHEN, J., DUAN, X., *et al*, “Power flow study and voltage stability analysis for distribution systems with distributed generation”, *IEEE Power Engineering Society General Meeting*, pp. 1-8, 2006.
- [85] ARRIT, R.F., DUGAN, R.C., “Value of Sequential-Time Simulations in Distribution Planning”, *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 50, pp. 4216-4220, 2014.

- [86] HUANG, W.T., CHEN, S. T., “Sequential Three-Phase Power Flow Calculation for Radial Distribution Systems via Three-Phase Z-Bus Distribution Factor”, *Fourth International Conference on Innovative Computing, Information and Control*, pp. 647-651, 2009.
- [87] COPPE/UFRJ, *Simulight - Simulador para Redes Elétricas com Geração Distribuída*, [Online, acessado em 05/04/2017]. Disponível: <http://www.coep.ufrj.br/~tarang/Simulight/>.
- [88] MANZONI, A., *Desenvolvimento de um sistema computacional orientado a objetos para sistemas elétricos de potência: Aplicação a simulação rápida e análise da estabilidade de tensão*, COPPE/UFRJ, 2005.
- [89] MARINHO, J., *Simulação em sistemas de energia elétrica com modelagem flexível - Monofásica e trifásica*, COPPE/UFRJ, 2008.
- [90] TARANTO, G.N., MARINHO, J.M.T., FALCÃO, D.M., *et al*, “Simulador de Redes de Distribuição Ativas com Modelagem”, *Simpósio de Especialistas em Planejamento da Operação e Expansão Elétrica*, 2012.
- [91] COPPE/UFRJ, *Simulight - Manual do usuário - Ver. 3.00*, [Online, acessado em 20/04/2017]. Disponível: [http://www.coep.ufrj.br/~tarang/Simulight/Manual\\_v3.pdf](http://www.coep.ufrj.br/~tarang/Simulight/Manual_v3.pdf).
- [92] STOTT, B., “Power System Dynamic Response Calculations”, *Proceedings of the IEEE*, Vol. 67, No. 2, pp. 219-241, 1979.
- [93] IEEE - Institute of Electrical and Electronic Engineers, “Distribution Test Feeders”, *IEEE Power and Energy Society*, [Online, acessado em 10/04/2017]. Disponível: <http://sites.ieee.org/pes-testfeeders/>.
- [94] RUDION, K., ORTHIS, A., STYCZYNSKI, A., *et al*, “Design of benchmark of medium voltage distribution network for investigation of DG integration,” *IEEE Power Engineering Society General Meeting*, pp. 1-8, 2006.
- [95] HISKENS, I. A., “Signiflcance of Load Modelling in Power System Dynamics,” *Simpósio de Especialistas em Planejamento da Operação*, 2006.

- [96] MALEKPOUR, A.R., PAHWA, A., DAS, S., “Inverter-based var control in low voltage distribution systems with rooftop solar PV”, *North American Power Symposium (NAPS)*, pp. 1-5, 2013.
- [97] EPE - Empresa de Pesquisa Energética, Nota técnica DEA 13/15: Demanda de energia 2050, 2016.
- [98] MONTICELLI, A.J., *Fluxo de carga em redes de energia elétrica*, Ed. Edgard Blücher LTDA, 1983.
- [99] ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica, “Perdas de Energia - Tabela de Perdas de Energia Elétrica”, 2018. [Online, acessado em 06/02/2018]. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=801&idPerfil=4>.
- [100] ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico, “Reunião extraordinária da comissão de minas e energia - Câmara dos deputados”, 2013. [Online, acessado em 19/10/2017]. Disponível em: <http://www2.camara.leg.br/atividade-legislativa/comissoes/comissoes-permanentes/cme/audiencias-publicas/anos-antiores/arquivos-antiores-a-2015/10-04-13-aud-pub-ons>.
- [101] SILVA, R.C.R., TARANTO G.N., SALIM, K.C.O., *et al*, “Controle coordenado de tensão em alimentadores com elevado grau de penetração de geração fotovoltaica na baixa tensão”, *VI Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos*, 2017.
- [102] KUNDUR, P., *Power System Stability and Control*, Ed. McGraw-hill New York, 1994.
- [103] KEPKA, J., *Load modeling for power system analysis*, Wroclaw University of Technology, 2014.