

UNIVERSIDADE FEDERAL DE UBERLÂNDIA
FACULDADE DE ENGENHARIA ELÉTRICA
PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA



**PROPOSTA DE UMA NOVA TÉCNICA PARA EXTRAÇÃO GLOBAL DE MÁXIMA
POTÊNCIA DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS SEM SENSORIAMENTO DA
CORRENTE E DA TENSÃO PROVENIENTES DA FILEIRA FOTOVOLTAICA**

LUCAS PEREIRA PIRES

Uberlândia

2019

LUCAS PEREIRA PIRES

**PROPOSTA DE UMA NOVA TÉCNICA PARA EXTRAÇÃO GLOBAL DE MÁXIMA
POTÊNCIA DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS SEM SENSORIAMENTO DA
CORRENTE E DA TENSÃO PROVENIENTES DA FILEIRA FOTOVOLTAICA**

Tese de doutorado submetida à Universidade Federal de
Uberlândia (UFU), perante a banca de examinadores, como parte
dos requisitos necessários para a obtenção do título de Doutor em
Ciências.

Área de concentração: Sistemas de Energia / Energias Renováveis.
Orientador: Dr. Luiz Carlos Gomes de Freitas.
Co-Orientador: Dr. Luiz Carlos de Freitas.

Banca Examinadora:

Dr. Luiz Carlos Gomes de Freitas (UFU)

Dr. Luiz Carlos de Freitas (UFU)

Dr. Gustavo Brito de Lima (UFU)

Dr. Fernando Cardoso Melo (UFU)

Dr. Paulo Peixoto Praça (UFC)

Dr. Danillo Borges Rodrigues (UFTM)

A Bolsa de Estudos para esta pesquisa foi concedida pela CAPES - Brasil.

Uberlândia

2019

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação (CIP)
Sistema de Bibliotecas da UFU, MG, Brasil.

P667p
2018

Pires, Lucas Pereira, 1992-

Proposta de uma nova técnica para extração global de máxima potência de módulos fotovoltaicos sem sensoramento da corrente e da tensão provenientes da fileira fotovoltaica [recurso eletrônico] / Lucas Pereira Pires. - 2018.

Orientador: Luiz Carlos Gomes de Freitas.

Coorientador: Luiz Carlos de Freitas.

Tese (Doutorado) - Universidade Federal de Uberlândia, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica.

Disponível em: <http://dx.doi.org/10.14393/ufu.te.2019.308>

Inclui bibliografia.

Inclui ilustrações.

1. Engenharia elétrica. 2. Eletrônica de potência. 3. Energia elétrica - Distribuição. 4. Detectores. I. Freitas, Luiz Carlos Gomes de, 1976-, (Orient.). II. Freitas, Luiz Carlos de, , (Coorient.). III. Universidade Federal de Uberlândia. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica. IV. Título.

CDU: 621.3

Maria Salete de Freitas Pinheiro - CRB6/1262

LUCAS PEREIRA PIRES

**PROPOSTA DE UMA NOVA TÉCNICA PARA EXTRAÇÃO GLOBAL DE MÁXIMA
POTÊNCIA DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS SEM SENSORIAMENTO DA
CORRENTE E DA TENSÃO PROVENIENTES DA FILEIRA FOTOVOLTAICA**

Tese de doutorado submetida à Universidade Federal de
Uberlândia (UFU), perante a banca de examinadores, como parte
dos requisitos necessários para a obtenção do título de Doutor em
Ciências.

Aprovado em ____ de ____ de 2019.

Prof. Dr. Luiz Carlos G. de Freitas - Orientador
(Universidade Federal de Uberlândia)

Prof. Dr. Luiz C. de Freitas – Co-Orientador
(Universidade Federal de Uberlândia)

Prof. Dr. Gustavo Brito de Lima
Avaliador Externo
(Universidade Federal de Uberlândia)

Prof. Dr. Fernando Cardoso Melo
Avaliador Externo
(Universidade Federal de Uberlândia)

Prof. Dr. Danillo Borges Rodrigues
Avaliador Externo
(Universidade Federal do Triângulo Mineiro)

Prof. Dr. Paulo Peixoto Praça
Avaliador Externo
(Universidade Federal do Ceará)

Uberlândia
2019

Dedicatória

*Aos meus pais Waldir e Marlene,
Ao meu irmão Bruno,
Aos meus avós maternos Adalcino e Silvia,
Aos meus avós paternos (+) Pedro e (+) Margarida,
à minha namorada Marina,
à toda a minha família e amigos.*

Agradecimentos

O primeiro e maior agradecimento faço a Deus, não somente pelo dom da vida, mas também por Ele ter me agraciado com saúde, paz, amor e tantas outras bênçãos que permeiam meu dia-a-dia. Em especial, agradeço ainda por ter me conferido a capacidade de aprender em todas as situações (boas ou ruins), permitindo o desenvolvimento mútuo dos lados humano e racional.

Aos meus pais, Waldir e Marlene, agradeço por serem a luz que mostra o caminho, o apoio que não deixa cair, o acalento que acolhe, o conforto que acalma e o exemplo que ensina. Nada, nem mesmo uma palavra estaria escrita aqui se não fossem vocês. Na oportunidade, peço perdão pela ausência nos últimos oito anos dedicados aos estudos e à ciência, sem, contudo, perder a noção de que o maior título que possuo é o sobrenome de vocês.

Ao meu irmão Bruno, agradeço pelos momentos de distração que em princípio pareciam atrapalhar o andamento do trabalho, mas na verdade eram capazes de renovar a mente e aumentar o rendimento das atividades logo em seguida. Sua alegria e bom humor mostram que somos capazes de escolher como levar a vida, e não como a vida nos leva.

À minha namorada, Marina, faço-me agradecer pela extrema compreensão, carinho, força e paciência transmitidos ao longo deste e outros passos realizados. Ter você ao meu lado me ajuda, cada vez mais, a esquecer o significado da solidão e lembrar o sentido do amor.

Como não podia ser diferente, deixo expresso um agradecimento ímpar aos orientadores, professores e, mais que tudo, amigos Luiz Carlos de Freitas, Luiz Carlos Gomes de Freitas e Gustavo Brito pela confiança, paciência e auxílio. Sem vocês, tudo seriam ideias esparsas, e não realizações concretas.

Ao Fernando, Rodrigo Rimoldi, Henrique, Cláudio, Danillo, Douglas, Antônio, Júlio, Bárbara, Gustavo, Diego, Joaquim, Leandro, Nei, Mateus, Marcelo, Luana, Vítor, Marcus e Rodolfo, companheiros de laboratório e amigos de jornada, muito obrigado pela convivência harmoniosa e ensinamentos de valores preciosos que carregarei por toda a caminhada daqui em diante.

A toda minha família e amigos que estiveram ao meu lado tanto de forma presente quanto mentalmente. Saibam que foram essenciais em mais esta etapa.

À CAPES e ao povo brasileiro expresso meu profundo agradecimento pelo suporte financeiro (sem o qual este trabalho talvez não tivesse sido elaborado) e também pela manutenção das universidades públicas, gratuitas e de qualidade.

*“Sonhar um sonho impossível,
Sofrer a angústia implacável,
Pisar onde os bravos não ousam,
Reparar o mal irreparável,
Amar um amor casto à distância,
Enfrentar o inimigo invencível,
Tentar quando as forças se esvaem,
Alcançar a estrela inatingível:
Essa é a minha busca”.*

Dom Quixote de La Mancha, por Miguel de Cervantes

Resumo

O avanço tecnológico das últimas décadas vem culminando na expansão dos sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica (*grid-tied*) tanto no Brasil quanto no exterior, trazendo consigo o interesse da comunidade científica na busca por técnicas de extração global de máxima potência que sejam eficientes, simples e baratas. Dentro deste contexto, o presente trabalho propõe uma nova estratégia de GMPPT (do inglês, *Global Maximum Power Point Tracking*) que utiliza em seu controle apenas os sensores de tensão e corrente no ponto de conexão com a rede elétrica, trazendo ganhos no que tange ao custo de implementação dos sistemas fotovoltaicos conectados à rede. Para alcançar o ponto de máxima potência (PMP) são realizadas perturbações em uma variável denominada Tolerância, que, por sua vez, constitui-se no máximo valor de erro admissível entre a corrente eficaz de referência e a corrente imposta no indutor de saída (Δ_{RMS}). A corrente de pico utilizada como referência no controle do inversor é incrementada ou decrementada de acordo com a comparação entre a Tolerância e Δ_{RMS} . Todo o projeto da técnica proposta e dos seus controladores é minuciosamente descrito. A fim de realizar a comparação de desempenho, as técnicas clássicas de MPPT Perturbe e Observe e Condutância Incremental também são incluídas em todas as etapas do trabalho. Os resultados experimentais apresentam elevado fator de rastreamento (FR) para a técnica proposta (99,90%), tendo ainda excelente resposta quanto à identificação de pontos falsos de máxima potência a partir do escaneamento da curva característica com o subsequente direcionamento da operação para o ponto de máxima potência global.

Palavras chaves: compensador de harmônicos, conexão à rede, GMPPT, inversor, proporcional-ressonante, sensores, sistemas fotovoltaicos.

Abstract

The technological advance of the last decades has culminated in the expansion of grid-tied photovoltaic systems in Brazil and abroad, bringing with it the interest of the scientific community in the search for Global Maximum Power Point Tracking (GMPPT) techniques that are efficient, simple and cheap. In this context, the present work proposes a new GMPPT strategy that uses only the voltage and current sensors at the point of connection to the grid, reducing the costs of power inverters. To reach the maximum power point (MPP) a disturbance is performed on a variable called Tolerance, which in turn constitutes the maximum permissible error value between the reference current and the current imposed on the output inductor (Δ_{RMS}). The peak current used as a reference in the inverter control is incremented or decremented according to the comparison between Tolerance and Δ_{RMS} . The entire design of the proposed technique and its controllers is described in detail. In order to perform performance comparison, the classic MPPT techniques Perturb and Observe and Incremental Conductance are also included in all stages of the work. The experimental results presented a high tracking factor (TF) for the proposed technique (99.90%), and also had an excellent response regarding the identification of false maximum power points from the scanning of the characteristic curve with the subsequent targeting of the operation to the global maximum power point.

Keywords: GMPPT, grid-tied, harmonic compensator, inverter, photovoltaic systems, proportional-resonant, sensors.

Lista de Figuras

FIGURA 1 – POTÊNCIA SOLAR FOTOVOLTAICA INSTALADA ACUMULADA POR PAÍS ENTRE OS ANOS DE 2008 E 2017.	34
FIGURA 2 – DISTRIBUIÇÃO DA POTÊNCIA FOTOVOLTAICA INSTALADA NOS 10 PAÍSES COM MAIOR PARTICIPAÇÃO NO MERCADO NO FIM DE 2016.	34
FIGURA 3 – PROJEÇÃO DO CRESCIMENTO ANUAL DA POTÊNCIA INSTALADA DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS ATÉ 2021.	35
FIGURA 4 – GERAÇÃO DE EMPREGOS NO SEGMENTO DE ENERGIAS RENOVÁVEIS POR TIPO DE TECNOLOGIA.	36
FIGURA 5 – COMPARAÇÃO DO CUSTO GLOBAL DE GERAÇÃO DE ENERGIA RENOVÁVEL POR TIPO DE TECNOLOGIA ENTRE 2010 E 2017.	37
FIGURA 6 – MERCADO NORTE AMERICANO: SEPARAÇÃO DO CUSTO POR WATT DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS RESIDENCIAIS ATÉ 5,7 kWp.	37
FIGURA 7 – POTENCIAL DE GERAÇÃO SOLAR FOTOVOLTAICA: RENDIMENTO ENERGÉTICO ANUAL.	38
FIGURA 8 – COMPOSIÇÃO DA MATRIZ ELÉTRICA BRASILEIRA EM 2017.	39
FIGURA 9 – PARTICIPAÇÃO DE CADA FONTE DE ENERGIA RENOVÁVEL NA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA EM 2017.	40
FIGURA 10 – CURVAS I-V CARACTERÍSTICAS DO MÓDULO CS6X-320P DIANTE DE VARIAÇÃO DE IRRADIÂNCIA COM A TEMPERATURA FIXA EM 25°C E VARIAÇÃO DA TEMPERATURA DAS CÉLULAS COM IRRADIÂNCIA FIXA EM 1000 W/m ²	42
FIGURA 11 – NÚMERO DE PUBLICAÇÕES ANUAIS DE NOVAS ESTRATÉGIAS DE MPPT NAS ÚLTIMAS DÉCADAS.	43
FIGURA 12 – PROCEDIMENTO DE BUSCA PELO PONTO DE MÁXIMA POTÊNCIA DA TÉCNICA DE MPPT P&O.	45
FIGURA 13 – RESPOSTA DA TÉCNICA P&O AO AUMENTO DE IRRADIÂNCIA: A) REALIZADO DE FORMA LENTA; B) REALIZADO DE MODO RÁPIDO.	46
FIGURA 14 – PROCEDIMENTO DE BUSCA PELO PONTO DE MÁXIMA POTÊNCIA DA TÉCNICA DE MPPT COND. INC.	47
FIGURA 15 – VARIAÇÃO DE POTÊNCIA E B COM A RAZÃO CÍCLICA (λ_1 REPRESENTA A IRRADIÂNCIA NORMALIZADA DE 100% E TEMPERATURA 55°C; λ_2 TEM IRRADIÂNCIA DE 30% E TEMPERATURA DE 30°C).	48
FIGURA 16 – DIAGRAMA DE BLOCOS DE UMA ESTRATÉGIA DE MPPT BASEADA NA LÓGICA FUZZY.	50
FIGURA 17 – TÉCNICA DE MPPT BASEADA NA LÓGICA FUZZY: A) DIAGRAMA DE BLOCOS SIMPLIFICADO DO CONTROLE UTILIZADO; B) RESULTADO EXPERIMENTAL COMPARATIVO DA TÉCNICA BASEADA NA LÓGICA FUZZY E DO P&O.	51
FIGURA 18 – REDE NEURAL ARTIFICIAL APLICADA AOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS.	51
FIGURA 19 – TÉCNICA DE MPPT HÍBRIDA BASEADA NA APLICAÇÃO DE REDES NEURAS ARTIFICIAIS ALIADA À LÓGICA FUZZY.	53
FIGURA 20 – COMPARAÇÃO EXPERIMENTAL DAS PRINCIPAIS TÉCNICAS DE MPPT: A) RESPOSTA AO AUMENTO E DIMINUIÇÃO DE POTÊNCIA DE ENTRADA; B) ONDULAÇÃO DE POTÊNCIA EM REGIME PERMANENTE.	54
FIGURA 21 – FATOR DE RASTREAMENTO DE ALGUMAS DAS PRINCIPAIS TÉCNICAS DE EXTRAÇÃO DE MÁXIMA POTÊNCIA.	54
FIGURA 22 – CURVAS DE POTÊNCIA CARACTERÍSTICAS DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS SOB CONDIÇÕES DE SOMBREAMENTO PARCIAL.	57
FIGURA 23 – CONJUNTO DE ESTADOS POSSÍVEIS QUE O ALGORITMO DE P&O MODIFICADO COM 3 PONTOS PODE APRESENTAR.	59

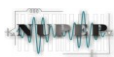


FIGURA 24 – PROCESSO INICIAL DE BUSCA PELO PGMP DA TÉCNICA DE GMPPT BASEADA NO ESCANEAMENTO DA CURVA P-V.....	59
FIGURA 25 – ESTRUTURA DE POTÊNCIA DO SISTEMA FOTOVOLTAICO MONOFÁSICO DE DOIS ESTÁGIOS CONECTADO À REDE ELÉTRICA CONTROLADO PELA TÉCNICA DE GMPPT PROPOSTA.	63
FIGURA 26 – ESTRUTURA DE CONTROLE SIMPLIFICADO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO MONOFÁSICO DE DOIS ESTÁGIOS CONECTADO À REDE ELÉTRICA CONTROLADO PELA TÉCNICA DE GMPPT PROPOSTA.	64
FIGURA 27 – ESTRUTURA DE POTÊNCIA DO SISTEMA FOTOVOLTAICO MONOFÁSICO DE DOIS ESTÁGIOS CONECTADO À REDE ELÉTRICA CONTROLADO PELAS TÉCNICAS P&O E COND. INC..	64
FIGURA 28 – ESTRUTURA DE CONTROLE SIMPLIFICADO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO MONOFÁSICO DE DOIS ESTÁGIOS CONECTADO À REDE ELÉTRICA CONTROLADO PELAS TÉCNICAS P&O E COND. INC..	65
FIGURA 29 - CURVAS V-I E P-I PROVENIENTES DA SIMULAÇÃO DE 9 MÓDULOS FOTOVOLTAICOS KYOCERA KD135SX-UPU ASSOCIADOS EM SÉRIE OPERANDO NAS CONDIÇÕES PADRÃO DE TESTE.	69
FIGURA 30 – RÉPLICA DA FIGURA 29 PARA CONVENIÊNCIA DE LEITURA, APRESENTANDO AS CURVAS V-I E P-I PROVENIENTES DA SIMULAÇÃO DA FILEIRA FOTOVOLTAICA PADRÃO OPERANDO NAS CPT.	71
FIGURA 31 – COMPORTAMENTO NO TEMPO DAS PRINCIPAIS VARIÁVEIS DA TÉCNICA DE GMPPT PROPOSTA: TOLERÂNCIA, ΔI_{L_PICO} , I_{L_PICO} , V_{BAR} , V_{PV} E D_{BOOST}	75
FIGURA 32 – COMPORTAMENTO NO TEMPO DAS PRINCIPAIS VARIÁVEIS DA TÉCNICA DE MPPT PROPOSTA: TOLERÂNCIA, ΔI_{L_PICO} , ΔI_{L_PICO} , I_{L_PICO} , P_{PVMAX} , P_{PV} E FR DA TÉCNICA PROPOSTA EM REGIME PERMANENTE E NAS CPT.	77
FIGURA 33 – PERFIL DE VARIAÇÃO DA TEMPERATURA DAS CÉLULAS FOTOVOLTAICAS EM UM DIA ENSOLARADO TÍPICO (10/05/2017) EM UBERLÂNDIA – MG.	79
FIGURA 34 – FLUXOGRAMA DA ROTINA DE COMANDO PRINCIPAL DA TÉCNICA DE GMPPT PROPOSTA.	81
FIGURA 35 – FLUXOGRAMA DA SUB-ROTINA PARA PERTURBAÇÃO DA VARIÁVEL TOLERÂNCIA.	82
FIGURA 36 – FLUXOGRAMA DA SUB-ROTINA DE ALTERAÇÃO DO PICO DE CORRENTE DE REFERÊNCIA A SER INJETADA NA REDE ELÉTRICA.	83
FIGURA 37 – CURVAS I-V E P-V DE 9 MÓDULOS FOTOVOLTAICOS KYOCERA 135 Wp OPERANDO SOB CONDIÇÕES DE IRRADIAÇÃO SOLAR NÃO UNIFORME.	84
FIGURA 38 – GRÁFICO DO COMPORTAMENTO DA TENSÃO DA FILEIRA FOTOVOLTAICA (V_{PV}) EM FUNÇÃO DA TOLERÂNCIA.	86
FIGURA 39 – CURVAS CARACTERÍSTICAS DE 9 MÓDULOS KYOCERA KD135SX-UPU NAS CONDIÇÕES PADRÃO DE TESTE OBTIDAS VIA SIMULAÇÃO COMPUTACIONAL: A) CURVAS I-V E P-V; B) CURVAS I-TOL E P-TOL.	88
FIGURA 40 – CURVA P_{PV} -TOL GENÉRICA DO SISTEMA EM OPERAÇÃO COM IRRADIAÇÃO SOLAR NÃO UNIFORME.	88
FIGURA 41 – PRIMEIRA ETAPA DA ESTRATÉGIA DE GMPPT: DECRÉSCIMO DA TOLERÂNCIA ATÉ SEU VALOR MÍNIMO.	90
FIGURA 42 – VALOR DA TENSÃO GLOBAL DE MÁXIMA POTÊNCIA (V_{PGMP}) NORMALIZADA EM RELAÇÃO À TENSÃO DE CIRCUITO ABERTO (V_{OC}) EM 2000 ENSAIOS ALEATÓRIOS DE IRRADIÂNCIA À TEMPERATURA DE 0 °C.	90
FIGURA 43 – SEGUNDA ETAPA DA ESTRATÉGIA DE GMPPT: ACRÉSCIMO DA TOLERÂNCIA E OBTENÇÃO DOS VALORES DE POTÊNCIA CA CORRESPONDENTES.	91



FIGURA 44 – TERCEIRA ETAPA DA ESTRATÉGIA DE GMPPT: RETORNO DA TOLERÂNCIA ATÉ O VALOR QUE IMPLICA A OPERAÇÃO NO PGMP IDENTIFICADO.	92
FIGURA 45 – FLUXOGRAMA DETALHADO DA ESTRATÉGIA PARA DETECÇÃO DO PGMP.....	93
FIGURA 46 – RÉPLICA DA FIGURA 12: PROCEDIMENTO DE BUSCA DO PMP DA TÉCNICA DE MPPT P&O.....	94
FIGURA 47 – FLUXOGRAMA DA TÉCNICA DE MPPT PERTURBE E OBSERVE.	95
FIGURA 48 – RESPOSTA TRANSITÓRIA DA TENSÃO DE REFERÊNCIA E FR DA TÉCNICA P&O COM PASSOS DE INCREMENTO DE 0,5 V E 1,0 V.....	96
FIGURA 49 – PROCEDIMENTO DE BUSCA DO PMP DA TÉCNICA DE MPPT COND. INC.....	97
FIGURA 50 – FLUXOGRAMA DA TÉCNICA DE MPPT CLÁSSICA COND. INC.....	98
FIGURA 51 – ÁREA DE TRABALHO DO PSIM® CONTENDO O CIRCUITO DE POTÊNCIA DO SISTEMA FOTOVOLTAICO <i>DUAL-STAGE</i> CONECTADO À REDE ELÉTRICA.	101
FIGURA 52 – ÁREA DE TRABALHO DO PSIM® CONTENDO O ESQUEMA DE CONTROLE DA TÉCNICA DE EXTRAÇÃO DE MÁXIMA POTÊNCIA PROPOSTA.....	102
FIGURA 53 – ÁREA DE TRABALHO DO PSIM® CONTENDO O ESQUEMA DE CONTROLE DAS TÉCNICAS DE MPPT P&O E COND. INC.....	103
FIGURA 54 – ANÁLISE DE DHT DA TENSÃO DA REDE ELÉTRICA NO LABORATÓRIO DE PESQUISA: A) FORMA DE ONDA DE TENSÃO OBTIDA; DADOS DE AMPLITUDE E FASE DAS FREQUÊNCIAS: B) FUNDAMENTAL; C) 3º HARMÔNICO; D) 5º HARMÔNICO; E) 7º HARMÔNICO; F) 9º HARMÔNICO; G) 11º HARMÔNICO E H) 13º HARMÔNICO.....	104
FIGURA 55 – RESPOSTA DO CONTROLE DE INJEÇÃO DE CORRENTE QUANDO O SISTEMA OPERA COM A TÉCNICA PROPOSTA NAS CPT: TENSÃO DA REDE ELÉTRICA (V_R), CORRENTE INJETADA (I_{LF}), CORRENTE DE REFERÊNCIA (I_{REF}) E CORRENTE DE PICO (I_{LF_PICO}).....	107
FIGURA 56 – FORMAS DE ONDA DAS PRINCIPAIS VARIÁVEIS DO SISTEMA CONTROLADO PELA TÉCNICA PROPOSTA COM TEMPERATURA DAS CÉLULAS EM 25°C E IRRADIÂNCIA DE: A) 400 W/m ² ; B) 600 W/m ² ; C) 800 W/m ² ; D) 1000 W/m ²	108
FIGURA 57 – FORMAS DE ONDA DAS PRINCIPAIS VARIÁVEIS DO SISTEMA CONTROLADO PELA TÉCNICA PROPOSTA COM TEMPERATURA DAS CÉLULAS EM 70 °C E IRRADIÂNCIA DE: A) 400 W/m ² ; B) 600 W/m ² ; C) 800 W/m ² ; D) 1000 W/m ²	109
FIGURA 58 – RESPOSTA DA TÉCNICA PROPOSTA À DIMINUIÇÃO NO NÍVEL DE IRRADIÂNCIA DE 1000 W/m ² PARA 400 W/m ² DE FORMA INSTANTÂNEA EVIDENCIANDO AS VARIÁVEIS DA: A) ENTRADA DO SISTEMA; B) SAÍDA DO SISTEMA.....	112
FIGURA 59 – RESPOSTA DA TÉCNICA CRIADA À DIMINUIÇÃO NO NÍVEL DE IRRADIÂNCIA DE 1000 W/m ² PARA 800 W/m ² DE FORMA INSTANTÂNEA EVIDENCIANDO AS VARIÁVEIS DA: A) ENTRADA DO SISTEMA; B) SAÍDA DO SISTEMA.....	114
FIGURA 60 – RESPOSTA DA TÉCNICA PROPOSTA À ELEVACÃO DE IRRADIÂNCIA DE 400 W/m ² PARA 1000 W/m ² DE FORMA INSTANTÂNEA EVIDENCIANDO AS VARIÁVEIS DA: A) ENTRADA DO SISTEMA; B) SAÍDA DO SISTEMA.	116
FIGURA 61 – RESPOSTA DA TÉCNICA PROPOSTA À ELEVACÃO NO NÍVEL DE IRRADIÂNCIA DE 800 W/m ² PARA 1000 W/m ² DE FORMA INSTANTÂNEA EVIDENCIANDO AS VARIÁVEIS DA: A) ENTRADA DO SISTEMA; B) SAÍDA DO SISTEMA.....	117



FIGURA 62 – RESPOSTA DA TÉCNICA PROPOSTA À PERTURBAÇÃO DE AUMENTO DE 50°C PARA 55°C NA TEMPERATURA DA CÉLULAS FOTOVOLTAICAS EM DEGRAU EVIDENCIANDO AS VARIÁVEIS DA: A) ENTRADA DO SISTEMA; B) SAÍDA DO SISTEMA.	119
FIGURA 63 – RESPOSTA DA TÉCNICA PROPOSTA À PERTURBAÇÃO DE AUMENTO DE 50°C PARA 55°C NA TEMPERATURA DA CÉLULAS FOTOVOLTAICAS EM DEGRAU EVIDENCIANDO AS VARIÁVEIS DA: A) ENTRADA DO SISTEMA; B) SAÍDA DO SISTEMA.	120
FIGURA 64 – RESPOSTA DO CONTROLE DE INJEÇÃO DE CORRENTE QUANDO O SISTEMA OPERA COM A TÉCNICA P&O NAS CPT: TENSÃO DA REDE ELÉTRICA (V_R), CORRENTE INJETADA (I_{LF}), CORRENTE DE REFERÊNCIA (I_{REF}) E CORRENTE DE PICO (I_{LF_PICO}).	121
FIGURA 65 – RESPOSTA DAS PRINCIPAIS VARIÁVEIS DO SISTEMA OPERANDO COM A TÉCNICA P&O À TEMPERATURA DE 25°C E IRRADIÂNCIA DE: A) 400 W/m ² ; B) 1000 W/m ² ; E COM TEMPERATURA DE 70°C E IRRADIÂNCIA DE C) 400 W/m ² E D) 1000 W/m ²	122
FIGURA 66 – RESPOSTA DA TÉCNICA P&O À DIMINUIÇÃO NO NÍVEL DE IRRADIÂNCIA DE 1000 W/m ² PARA 400 W/m ² EM DEGRAU EVIDENCIANDO AS VARIÁVEIS DA: A) ENTRADA DO SISTEMA; B) SAÍDA DO SISTEMA.	124
FIGURA 67 – RESPOSTA DA TÉCNICA P&O AO AUMENTO NO NÍVEL DE IRRADIÂNCIA DE 400 W/m ² PARA 1000 W/m ² EM DEGRAU EVIDENCIANDO AS VARIÁVEIS DA: A) ENTRADA DO SISTEMA; B) SAÍDA DO SISTEMA.	126
FIGURA 68 – RESPOSTA DA TÉCNICA P&O AO AUMENTO DE TEMPERATURA DAS CÉLULAS FOTOVOLTAICAS DE 50°C PARA 55°C EM DEGRAU COM IRRADIÂNCIA FIXA EM 1000 W/m ²	127
FIGURA 69 – RESPOSTA DA TÉCNICA P&O À DIMINUIÇÃO DE TEMPERATURA DAS CÉLULAS FOTOVOLTAICAS DE 55°C PARA 50°C EM DEGRAU COM IRRADIÂNCIA FIXA EM 1000 W/m ²	128
FIGURA 70 – RESPOSTA DAS PRINCIPAIS VARIÁVEIS DO SISTEMA OPERANDO COM A TÉCNICA COND. INC. À TEMPERATURA DE 25°C E IRRADIÂNCIA DE: A) 400 W/m ² ; B) 1000 W/m ² ; E COM TEMPERATURA DE 70°C E IRRADIÂNCIA DE C) 400 W/m ² E D) 1000 W/m ²	129
FIGURA 71 – RESPOSTA DA TÉCNICA COND. INC. À DIMINUIÇÃO NO NÍVEL DE IRRADIÂNCIA DE 1000 W/m ² PARA 400 W/m ² EM DEGRAU EVIDENCIANDO AS VARIÁVEIS DA: A) ENTRADA DO SISTEMA; B) SAÍDA DO SISTEMA.....	131
FIGURA 72 – RESPOSTA DA TÉCNICA COND. INC. AO AUMENTO NO NÍVEL DE IRRADIÂNCIA DE 400 W/m ² PARA 1000 W/m ² EM DEGRAU EVIDENCIANDO AS VARIÁVEIS DA: A) ENTRADA DO SISTEMA; B) SAÍDA DO SISTEMA.....	131
FIGURA 73 – RESPOSTA DA TÉCNICA COND. INC. AO AUMENTO DE TEMPERATURA DAS CÉLULAS FOTOVOLTAICAS DE 50°C PARA 55°C EM DEGRAU COM IRRADIÂNCIA FIXA EM 1000 W/m ²	132
FIGURA 74 – RESPOSTA DA TÉCNICA COND. INC. À DIMINUIÇÃO DE TEMPERATURA DAS CÉLULAS FOTOVOLTAICAS DE 55°C PARA 50°C EM DEGRAU COM IRRADIÂNCIA FIXA EM 1000 W/m ²	132
FIGURA 75 – GRÁFICO DE BARRAS COMPARATIVO DO FATOR DE RASTREAMENTO MÉDIO OBTIDO DA SIMULAÇÃO DAS TRÊS TÉCNICAS DE MPPT OPERANDO EM REGIME PERMANENTE EM DIVERSAS TEMPERATURAS E IRRADIÂNCIAS.....	133
FIGURA 76 – PROTÓTIPO DO SISTEMA INVERSOR MONOFÁSICO COM 1,2 kWp DE POTÊNCIA NOMINAL CONECTADO À REDE ELÉTRICA.	137

FIGURA 77 – ESTRUTURA DETALHADA DO PROTÓTIPO DO SISTEMA INVERSOR MONOFÁSICO CONECTADO À REDE ELÉTRICA.	138
FIGURA 78 – MICROUSINA FOTOVOLTAICA DE 10,0 kWp INSTALADA NO TELHADO DO NUPEP – UFU COM DESTAQUE PARA OS 9 MÓDULOS FOTOVOLTAICOS KYOCERA UTILIZADOS NOS ENSAIOS EXPERIMENTAIS.	141
FIGURA 79 – INTERFACE DO PSIM [®] UTILIZADA NA CONFIGURAÇÃO DO DSP TMS320F28335.	142
FIGURA 80 – VARIÁVEIS INTERNAS DO DSP PARA O SISTEMA OPERANDO NAS CPT (1000 W/m ² ; 25°C) EM REGIME PERMANENTE EVIDENCIANDO: A) TOLERÂNCIA; B) VARIAÇÃO DE TOLERÂNCIA; C) VARIAÇÃO DE POTÊNCIA; D) ERRO_DELTA_TOL E E) PICO DE CORRENTE.	143
FIGURA 81 – RESPOSTA EXPERIMENTAL EM REGIME PERMANENTE DA TÉCNICA PROPOSTA COM TEMPERATURA DE 25°C E IRRADIÂNCIA EM: A) 400 W/m ² ; B) 1000 W/m ² ; E TEMPERATURA DE 70°C COM IRRADIÂNCIA EM: C) 400 W/m ² ; D) 1000 W/m ² .	145
FIGURA 82 – INTERFACE DO EMULADOR FOTOVOLTAICO CONTENDO RESULTADOS DA TÉCNICA PROPOSTA COM TEMPERATURA DE 25°C E IRRADIÂNCIA FIXA EM: A) 400 W/m ² ; B) 1000 W/m ² ; E TEMPERATURA DE 70°C COM IRRADIÂNCIA FIXA EM: C) 400 W/m ² ; D) 1000 W/m ² .	146
FIGURA 83 – ENSAIO DA TÉCNICA PROPOSTA COM O SISTEMA OPERANDO NAS CPT EVIDENCIANDO O DESVIO DE FASE ENTRE A TENSÃO E A CORRENTE INJETADA NA REDE ELÉTRICA.	148
FIGURA 84 – COMPARAÇÃO ENTRE O ESPECTRO HARMÔNICO DA CORRENTE INJETADA NA REDE ELÉTRICA NAS CPT E SUA RESPECTIVA NORMATIZAÇÃO INTERNACIONAL.	149
FIGURA 85 – RESPOSTA EXPERIMENTAL DA TÉCNICA PROPOSTA SUBMETIDA À REDUÇÃO DE IRRADIÂNCIA DE 1000 W/m ² PARA 400 W/m ² EM DEGRAU COM TEMPERATURA CONSTANTE EM 25°C.	150
FIGURA 86 – RESPOSTA EXPERIMENTAL DA TÉCNICA PROPOSTA SUBMETIDA AO AUMENTO DE IRRADIÂNCIA DE 400 W/m ² PARA 1000 W/m ² EM DEGRAU COM TEMPERATURA CONSTANTE EM 25°C.	151
FIGURA 87 – COMPORTAMENTO EXPERIMENTAL DE VARIÁVEIS INTERNAS DA TÉCNICA PROPOSTA DIANTE DO AUMENTO DA TEMPERATURA DE 50°C PARA 55°C EM RAMPA DE 3,0 s COM IRRADIÂNCIA CONSTANTE EM 545 W/m ² EVIDENCIANDO: A) TOLERÂNCIA E B) CORRENTE DE PICO.	152
FIGURA 88 – PERFIL DE VARIAÇÃO DE IRRADIÂNCIA EM UM DIA TÍPICAMENTE ENSOLARADO NO MÊS DE SETEMBRO NA CIDADE DE UBERLÂNDIA – MG ADQUIRIDO NA ESTAÇÃO SOLARIMÉTRICA DO NUPEP-UFU.	153
FIGURA 89 – AVALIAÇÃO EXPERIMENTAL DA TENSÃO DA FILEIRA FOTOVOLTAICA (V_{PV}) EM FUNÇÃO DA TOLERÂNCIA.	153
FIGURA 90 – COMPORTAMENTO EXPERIMENTAL DE VARIÁVEIS INTERNAS DA TÉCNICA PROPOSTA DIANTE DA REDUÇÃO DA TEMPERATURA DE 55°C PARA 50°C EM RAMPA DE 3,0 s COM IRRADIÂNCIA CONSTANTE EM 545 W/m ² EVIDENCIANDO: A) TOLERÂNCIA E B) CORRENTE DE PICO.	155
FIGURA 91 – ESQUEMA DE CONEXÕES DO ANALISADOR FOTOVOLTAICO SOLAR I-V HT <i>INSTRUMENTS</i> [®] .	156
FIGURA 92 – ENSAIO DE IRRADIAÇÃO SOLAR NÃO UNIFORME COM A PRESENÇA DE UM PFMP: A) CURVAS I-V E P-V AQUISIÇONADAS; B) SOMBREAMENTO REALIZADO NOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS.	157
FIGURA 93 – ENSAIO DE IRRADIAÇÃO SOLAR NÃO UNIFORME COM A PRESENÇA DE UM PFMP: A) CURVAS I-TOL E P-TOL; B) RESPOSTA DA TÉCNICA PROPOSTA DURANTE O ESCANEAMENTO DA CURVA.	157



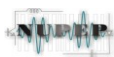
FIGURA 94 – VARIÁVEIS DO SISTEMA ANTES DO ESCANEAMENTO: A) TENSÕES E CORRENTES DE ENTRADA CC E SAÍDA CA; B) INTERFACE DO EMULADOR FOVOLTAICO; E RESPOSTA GRÁFICA APÓS REALIZADO O ESCANEAMENTO: C) TENSÕES E CORRENTES DE ENTRADA CC E SAÍDA CA; D) INTERFACE DO EMULADOR FOVOLTAICO.	158
FIGURA 95 – RESPOSTA DA TÉCNICA PROPOSTA DURANTE O ESCANEAMENTO DA CURVA CARACTERÍSTICA PARA IDENTIFICAÇÃO DO PONTO GLOBAL DE MÁXIMA POTÊNCIA.....	159
FIGURA 96 – ENSAIO DE IRRADIAÇÃO SOLAR NÃO UNIFORME COM A PRESENÇA DE TRÊS PFMP: A) CURVAS I-V E P-V AQUISICIONADAS; B) SOMBREAMENTO REALIZADO NOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS.	161
FIGURA 97 – ENSAIO DE IRRADIAÇÃO SOLAR NÃO UNIFORME COM A PRESENÇA DE TRÊS PFMP: A) CURVAS I-TOL E P-TOL; B) RESPOSTA DA TÉCNICA PROPOSTA DURANTE O ESCANEAMENTO DA CURVA.....	161
FIGURA 98 – ENSAIO DE ESCANEAMENTO COM IRRADIAÇÃO SOLAR UNIFORME: A) CURVAS I-V E P-V; B) CURVAS I-TOL E P-TOL.	162
FIGURA 99 – RESPOSTA DA TÉCNICA PROPOSTA DURANTE O ESCANEAMENTO DO SISTEMA QUANDO NAS CONDIÇÕES PADRÃO DE TESTE COM IRRADIAÇÃO SOLAR UNIFORME.	163
FIGURA 100 – RESPOSTA EXPERIMENTAL EM REGIME PERMANENTE DA TÉCNICA P&O COM TEMPERATURA DE 25°C E IRRADIÂNCIA EM: A) 400 W/M ² ; B) 1000 W/M ² ; E TEMPERATURA DE 70°C COM IRRADIÂNCIA EM: C) 400 W/M ² ; D) 1000 W/M ²	164
FIGURA 101 – INTERFACE DO EMULADOR FOTOVOLTAICO CONTENDO RESULTADOS DA TÉCNICA P&O COM TEMPERATURA DE 25°C E IRRADIÂNCIA EM: A) 400 W/M ² ; B) 1000 W/M ² ; E TEMPERATURA DE 70°C COM IRRADIÂNCIA EM: C) 400 W/M ² ; D) 1000 W/M ²	165
FIGURA 102 – RESPOSTA EXPERIMENTAL DA TÉCNICA P&O SUBMETIDA À REDUÇÃO DE IRRADIÂNCIA DE 1000 W/M ² PARA 400 W/M ² EM DEGRAU COM TEMPERATURA CONSTANTE EM 25°C.	167
FIGURA 103 – RESPOSTA EXPERIMENTAL DA TÉCNICA P&O SUBMETIDA AO AUMENTO DE IRRADIÂNCIA DE 400 W/M ² PARA 1000 W/M ² EM DEGRAU COM TEMPERATURA CONSTANTE EM 25°C.	168
FIGURA 104 – RESPOSTA EXPERIMENTAL EM REGIME PERMANENTE DA TÉCNICA COND. INC. COM TEMPERATURA DE 25°C E IRRADIÂNCIA EM: A) 400 W/M ² ; B) 1000 W/M ² ; E TEMPERATURA DE 70°C COM IRRADIÂNCIA EM: C) 400 W/M ² ; D) 1000 W/M ²	170
FIGURA 105 – INTERFACE DO EMULADOR FOTOVOLTAICO CONTENDO RESULTADOS DA TÉCNICA COND. INC. COM TEMPERATURA DE 25°C E IRRADIÂNCIA EM: A) 400 W/M ² ; B) 1000 W/M ² ; E TEMPERATURA DE 70°C COM IRRADIÂNCIA EM: C) 400 W/M ² ; D) 1000 W/M ²	171
FIGURA 106 – RESPOSTA EXPERIMENTAL DA TÉCNICA COND. INC. SUBMETIDA À REDUÇÃO DE IRRADIÂNCIA DE 1000 W/M ² PARA 400 W/M ² EM DEGRAU COM TEMPERATURA CONSTANTE EM 25°C.	173
FIGURA 107 – RESPOSTA EXPERIMENTAL DA TÉCNICA COND. INC. SUBMETIDA AO AUMENTO DE IRRADIÂNCIA DE 400 W/M ² PARA 1000 W/M ² EM DEGRAU COM TEMPERATURA CONSTANTE EM 25°C.	174
FIGURA 108 – PERÍODO TOTAL DA INTERRUPÇÃO DO MICROPROCESSADOR E PERÍODO UTILIZADO NA EXECUÇÃO DA LÓGICA DA TÉCNICA DE MPPT: A) PERTURBE E OBSERVE; B) CONDUTÂNCIA INCREMENTAL; C) PROPOSTA.	176



FIGURA 109 – GRÁFICO DE BARRAS COMPARATIVO DO FATOR DE RASTREAMENTO MÉDIO OBTIDO EXPERIMENTALMENTE DAS TRÊS TÉCNICAS DE MPPT OPERANDO EM REGIME PERMANENTE E EM DIVERSAS TEMPERATURAS E IRRADIÂNCIAS.....	177
FIGURA 110 – ONDULAÇÃO DE TENSÃO (V_{pv}), CORRENTE (I_{pv}) E POTÊNCIA (P_{pv}) DA FILEIRA FOTOVOLTAICA NAS CPT A PARTIR DO USO DA TÉCNICA: A) PERTURBE E OBSERVE; B) CONDUTÂNCIA INCREMENTAL; C) PROPOSTA. .	178
FIGURA 111 – OPERAÇÃO INTERMITENTE DE IRRADIÂNCIA ENTRE 400 W/M ² E 1000 W/M ² , COM TEMPERATURA CONSTANTE DE 25°C, DE ACORDO COM O COMPORTAMENTO APROXIMADO DE UM DIA TÍPICAMENTE ENSOLARADO UTILIZANDO A TÉCNICA A) PERTURBE E OBSERVE; B) CONDUTÂNCIA INCREMENTAL; C) PROPOSTA.	180
FIGURA 112 – ESQUEMA DE CONEXÕES MONOFÁSICAS DO EQUIPAMENTO SOLAR I-V 300N DA HT INSTRUMENTS.	181
FIGURA 113 – POTÊNCIA ATIVA INJETADA NA REDE ELÉTRICA POR CADA TÉCNICA DE MPPT DURANTE 10 MINUTOS DE OPERAÇÃO CONTÍNUA E SOB VARIAÇÃO DE IRRADIÂNCIA COM PERFIL APROXIMADO AO DE UM DIA TÍPICAMENTE ENSOLARADO E TEMPERATURA CONSTANTE DE 25°C.....	182
FIGURA 114 – ENERGIA ATIVA INJETADA NA REDE ELÉTRICA POR CADA TÉCNICA DE MPPT DURANTE 10 MINUTOS DE OPERAÇÃO CONTÍNUA E SOB VARIAÇÃO DE IRRADIÂNCIA COM PERFIL APROXIMADO AO DE UM DIA TÍPICAMENTE ENSOLARADO E TEMPERATURA CONSTANTE DE 25°C.....	183
FIGURA A.1 – ESTRUTURA DE POTÊNCIA DO CONVERSOR CC – CC BOOST.....	201
FIGURA A.2 – ESTRUTURA DE POTÊNCIA COM DETALHE DO CONVERSOR CC – CC BOOST.	202
FIGURA A.3 – ESTRUTURA DE POTÊNCIA COM DETALHE DO CONVERSOR CC – CA PONTE COMPLETA.	204
FIGURA A.4 – ETAPAS DE OPERAÇÃO PARA MODELAGEM DO CONVERSOR CC – CC BOOST OBTIDO DA SITUAÇÃO: A) COM O INTERRUPTOR ACIONADO (T_{on}); B) COM INTERRUPTOR DESLIGADO (T_{off}).....	209
FIGURA A.5 – DIAGRAMA DE BLOCOS DO CONTROLE DO CONVERSOR CC – CC BOOST QUANDO UTILIZANDO: A) AS TÉCNICAS CLÁSSICAS; B) A TÉCNICA PROPOSTA.	213
FIGURA A.6 – LUGAR GEOMÉTRICO DAS RAÍZES E DIAGRAMA DE BODE EM MALHA ABERTA DA FUNÇÃO DE TRANSFERÊNCIA DO CONVERSOR BOOST NÃO COMPENSADA.....	214
FIGURA A.7 – RESPOSTA AO DEGRAU UNITÁRIO DA FUNÇÃO DE TRANSFERÊNCIA DO CONVERSOR BOOST NÃO COMPENSADA.	214
FIGURA A.8 – LUGAR GEOMÉTRICO DAS RAÍZES E DIAGRAMA DE BODE EM MALHA ABERTA DA FUNÇÃO DE TRANSFERÊNCIA DO CONVERSOR BOOST COMPENSADA.	215
FIGURA A.9 – RESPOSTA AO DEGRAU UNITÁRIO DA FUNÇÃO DE TRANSFERÊNCIA DO CONVERSOR BOOST COMPENSADA.	216
FIGURA A.10 – ESTRUTURA DETALHADA DE CONTROLE DO SISTEMA INVERSOR MONOFÁSICO CONECTADO NA REDE ELÉTRICA OPERANDO COM: A) A TÉCNICA DE GMPPT PROPOSTA; B) A TÉCNICA CLÁSSICA P&O OU COND. INC..	218
FIGURA A.11 – MALHA INTERNA COMPENSADA: DIAGRAMA DE BODE E LUGAR GEOMÉTRICO DAS RAÍZES DA MALHA INTERNA DE CORRENTE EM MALHA ABERTA.	225
FIGURA A.12 – MALHA INTERNA COMPENSADA: ANÁLISE DA RESPOSTA NO TEMPO PARA UM DEGRAU UNITÁRIO NA ENTRADA.	225



FIGURA A.13 – DIAGRAMA DE BLOCOS DO SISTEMA DE CONTROLE DO CONVERSOR CC – CA COM A MALHA INTERNA DE CORRENTE REDUZIDA.....	226
FIGURA A.14 – MALHA EXTERNA COMPENSADA: DIAGRAMA DE BODE E LUGAR GEOMÉTRICO DAS RAÍZES DA MALHA INTERNA DE CORRENTE COMPENSADA EM MALHA ABERTA.....	227
FIGURA A.15 – MALHA EXTERNA COMPENSADA: ANÁLISE DA RESPOSTA NO TEMPO PARA UM DEGRAU UNITÁRIO NA ENTRADA.	227
FIGURA A.16 – DIAGRAMA DE BLOCOS BÁSICO DO PLL.....	229
FIGURA A.17 – CIRCUITO PARA OBTENÇÃO DOS PARÂMETROS DO CONTROLADOR DO PLL.	230
FIGURA A.18 – ONDAS DE ENTRADA DISTORCIDA E RESPOSTA DE SAÍDA DO PLL A PARTIR DA UTILIZAÇÃO DO CONTROLADOR PI PROJETADO.	231



Lista de Tabelas

TABELA 1 – RESUMO DOS PARÂMETROS DE DESEMPENHO, CUSTO E COMPLEXIDADE DAS PRINCIPAIS TÉCNICAS DE EXTRAÇÃO DE MÁXIMA POTÊNCIA.	55
TABELA 2 – ALGUMAS TÉCNICAS DE EXTRAÇÃO GLOBAL DE MÁXIMA POTÊNCIA PRESENTES NA LITERATURA E SUAS CARACTERÍSTICAS PRINCIPAIS.	58
TABELA 3 – COMPARAÇÃO DOS DADOS OBTIDOS VIA MODELAGEM COMPUTACIONAL DA FILEIRA FOTOVOLTAICA COM A RESPECTIVA FOLHA DE DADOS DO FABRICANTE PARA OPERAÇÃO NAS CPT.	69
TABELA 4 – DADOS DA TENSÃO MÉDIA DA FILEIRA FOTOVOLTAICA (V_{pv}) E TENSÃO MÉDIA DO ELO CC (V_{bar}) EM FUNÇÃO DA TOLERÂNCIA.	86
TABELA 5 – REPRODUÇÃO DA TABELA 3: COMPARAÇÃO DOS DADOS OBTIDOS NA MODELAGEM COMPUTACIONAL DA FILEIRA FOTOVOLTAICA COM A RESPECTIVA FOLHA DE DADOS DO FABRICANTE PARA OPERAÇÃO NAS CPT.	105
TABELA 6 – DADOS DE TENSÃO E POTÊNCIA NO PONTO ÓTIMO DE OPERAÇÃO DA FILEIRA FOTOVOLTAICA PARA SITUAÇÕES AMBIENTAIS DIVERSAS DE TEMPERATURA DAS CÉLULAS E IRRADIÂNCIA SOLAR.	105
TABELA 7 – RESUMO DOS RESULTADOS OBTIDOS DA SIMULAÇÃO DA TÉCNICA PROPOSTA EM REGIME PERMANENTE PARA DIVERSAS IRRADIÂNCIAS E TEMPERATURAS DAS CÉLULAS FOTOVOLTAICAS.	110
TABELA 8 – RESUMO DOS RESULTADOS OBTIDOS DA SIMULAÇÃO DA TÉCNICA P&O EM REGIME PERMANENTE PARA DIVERSAS IRRADIÂNCIAS E TEMPERATURAS.	123
TABELA 9 – RESUMO DOS RESULTADOS OBTIDOS DA SIMULAÇÃO DA TÉCNICA COND. INC. EM REGIME PERMANENTE PARA DIVERSAS IRRADIÂNCIAS E TEMPERATURAS.	128
TABELA 10 – COMPARAÇÃO DOS TEMPOS DE ESTABILIZAÇÃO DO FR PARA OS ENSAIOS TRANSITÓRIOS DE IRRADIÂNCIA E TEMPERATURA EM DEGRAU DAS TRÊS TÉCNICAS DE MPPT.	134
TABELA 11 - RESUMO DOS PARÂMETROS PRINCIPAIS DO PROTÓTIPO CONSTRUÍDO.	137
TABELA 12 - ESPECIFICAÇÕES DO CIRCUITO PARA ACIONAMENTO DE INTERRUPTORES DRO100S25A DA SUPPLIER®. ...	139
TABELA 13 - ESPECIFICAÇÕES DA FONTE DE ALIMENTAÇÃO ISOLADA DS320-08A DA SUPPLIER®.	139
TABELA 14 - ESPECIFICAÇÕES DO MÓDULO DE AQUISIÇÃO E CONDICIONAMENTO DE SINAIS DE TENSÃO E CORRENTE. ...	140
TABELA 15 - ESPECIFICAÇÕES DA FONTE PROGRAMÁVEL TOPCON QUADRO TC.P.10.600.400.S DA REGATRON®.	140
TABELA 16 – PARÂMETROS DOS DOIS MODELOS DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS KYOCERA PRESENTES NO LABORATÓRIO DE PESQUISA PARA AS CONDIÇÕES PADRÃO DE TESTE.	141
TABELA 17 – RESUMO DOS RESULTADOS EXPERIMENTAIS DA TÉCNICA PROPOSTA OBTIDOS DO SAS EM REGIME PERMANENTE PARA DIVERSAS CONDIÇÕES AMBIENTAIS DE OPERAÇÃO.	147
TABELA 18 – RESUMO DOS RESULTADOS EXPERIMENTAIS DA TÉCNICA DE P&O OBTIDOS DO SAS EM REGIME PERMANENTE PARA DIVERSAS CONDIÇÕES AMBIENTAIS DE OPERAÇÃO.	166
TABELA 19 – RESUMO DOS RESULTADOS EXPERIMENTAIS DA TÉCNICA DE MPPT COND. INC. OBTIDOS DO SAS EM REGIME PERMANENTE PARA DIVERSAS CONDIÇÕES AMBIENTAIS DE OPERAÇÃO.	172
TABELA 20 – RESUMO DOS RESULTADOS EXPERIMENTAIS TRANSITÓRIOS DE IRRADIÂNCIA DAS TRÊS TÉCNICAS DE EXTRAÇÃO DE MÁXIMA POTÊNCIA.	179



TABELA 21 – RESUMO DOS PARÂMETROS DE DESEMPENHO, CUSTO E COMPLEXIDADE DAS PRINCIPAIS TÉCNICAS DE EXTRAÇÃO DE MÁXIMA POTÊNCIA INCLUINDO A TÉCNICA PROPOSTA.	184
TABELA 22 – VALOR DE TENSÃO DE PICO, CORRENTE PICO E FREQUÊNCIA DE CHAVEAMENTO DOS SEMICONDUTORES DO SISTEMA.	207



Lista de Abreviaturas e Símbolos

A	Ampère: unidade de corrente elétrica
ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
A_{MED}	Matriz de sistema média
A_{PICO}	Corrente de pico
BEM	Balanço Energético Nacional
B_{MED}	Matriz de entrada média
CA	Corrente Alternada
CAPES	Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de nível Superior
C_{BAR}	Capacitor do elo CC
C_{Boost}	Capacitor do conversor Boost
CC	Corrente Contínua
$Ce(k)$	Mudança de erro da k-ésima amostra
$C_{pll}(s)$	Função de transferência do controlador PI do PL
CPT	Condições padrão de teste
COFINS	Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social
Cond. Inc.	Condutância Incremental
CRESESB	Centro de Referência para as Energias Solar e Eólica Sérgio de S. Brito
$C_V(s)$	Função de transferência do controlador de tensão do elo CC
D_{Boost}	Razão cíclica de chaveamento do conversor Boost
Δ_P	Diferença de potência entre duas iterações consecutivas
Δ_{RMS}	Diferença entre a corrente eficaz de referência e a corrente injetada na rede
Δ_{Tol}	Diferença de Tolerância entre duas iterações consecutivas
DHT	Distorção Harmônica Total
D_{INV}	Razão cíclica de chaveamento do conversor Inversor
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
$erro_{\Delta_{Tol}}$	Diferença entre Tolerância e Δ_{RMS}
$Erro_V$	Erro de tensão controlada no elo CC
$e(k)$	Erro da k-ésima amostra
F	Faraday: unidade de capacitância
FP	Fator de Potência
FPB	Filtro Passa Baixa
FR	Fator de Rastreamento
f_{osc}	Frequência de oscilação de tensão
f_s	Frequência de chaveamento
$\hat{G}_{ilf_D}(s)$	Função de transferência da corrente no indutor de filtro em relação a razão cíclica
GMPPT	<i>Global Maximum Power Point Tracking</i>
GPIO	<i>General Purpose Input Output</i>



$\hat{G}_{v_{pv_d}}(s)$	Função de transferência da tensão no capacitor em relação a razão cíclica
H	Henry: unidade de indutância
HC	<i>Harmonic Correction</i>
Hz	Hertz: unidade de frequência
I	Matriz identidade
IBGE	Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística
I_{Boost}	Corrente de saída do conversor Boost
I_{Cbar}	Corrente do capacitor do elo CC
I_{CC}	Corrente de curto circuito
ICMS	Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i>
I_{Inv}	Corrente elétrica na entrada do inversor
i_{L_Boost}	Corrente no indutor do conversor Boost
i_{Lf}	Corrente instantânea no indutor L_f
i_{Lf_RMS}	Corrente eficaz no indutor L_f
i_{LPICO}	Corrente de pico no indutor L_f
I_{MP}	Corrente de Máxima Potência
I_{PV}	Corrente do módulo fotovoltaico
i_{REF}	Corrente senoidal de referência para o controle do inversor
I_{rmsL_f}	Corrente eficaz injetada na rede
I_{rmsREF}	Corrente eficaz de referência
IRENA	<i>International Renewable Energy Agency</i>
K_B	Constante de Boltzman
K_{ih}	Ganho integral para a h-ésima harmônica
Ki_{res}	Ganho integral do compensador PRes
K_{pll}	Ganho do controlador PI do PLL
Kp_{res}	Ganho proporcional do compensador PRes
kWp	Unidade de potência de pico de módulos fotovoltaicos
L_{Boost}	Indutor do conversor Boost
L_f	Indutor de filtro de saída
L_G	Indutor estimado componente da impedância da rede
MCC	Modo de contínuo de condução
MDC	Modo descontínuo de condução
MF	Margem de Fase
MME	Ministério de Minas e Energia
MPPT	<i>Maximum Power Point Tracking</i>
m^2	Metro quadrado: unidade de área
N_C	Número de células fotovoltaicas
NBR	Norma Brasileira Regulamentadora
ONU	Organização das Nações Unidas



passo_dec	Passo de decremento da corrente de pico injetada
passo_inc	Passo de incremento da corrente de pico injetada
passo_Tol	Passo de Tolerância
P_{entrada}	Potência elétrica instantânea na entrada do inversor
PFMP	Ponto Falso de Máxima Potência
PGMP	Ponto Global de Máxima Potência
PI	Proporcional Integral
P_{ico_i}	Pico de corrente a ser injetada na rede elétrica
PID	Proporcional Integral Derivativo
PIS	Programa de Integração Social
PLL	<i>Phase Locked Loop</i>
P_{MAX}	Potência máxima
$P_{\text{max_ant}}$	Potência máxima do ciclo anterior
$P_{\text{max_atual}}$	Potência máxima do ciclo atual
PMP	Ponto de Máxima Potência
P_N	Potência nominal do inversor Ponte Completa
P_{PV}	Potência do módulo fotovoltaico
$P_{\text{PV_MAX}}$	Máxima potência do módulo fotovoltaico
PRes	Proporcional Ressonante
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica
ProGD	Programa de Desenvolvimento da Geração Distribuída
$P_{\text{saída}}$	Potência elétrica instantânea na saída do inversor
PWM	<i>Pulse Width Modulation</i>
P&O	Perturbe e Observe
q	Carga elementar do elétron
rad	Radiano: unidade de ângulo
R_f	Resistor de perda do indutor de filtro de saída
R_G	Resistor estimado componente da impedância da rede
R_{LB}	Resistor de perda do indutor do conversor Boost
R_{SB}	Resistor de perda do interruptor do conversor Boost
RNA	Redes Neurais Artificiais
RCC	<i>Ripple Correlation Control</i>
RN	Resolução Normativa
R_{pv}	Carga variável do módulo fotovoltaico
s	Segundo: unidade de tempo
SAS	<i>Solar Array Simulator</i>
S_{Boost}	Interruptor do conversor Boost
SFCR	Sistema Fotovoltaica Conectado à Rede
SPE	Semiplano Esquerdo
SPWM	<i>Sinusoidal Pulse Width Modulation</i>



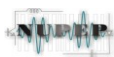
T	Temperatura
TF	<i>Tracking Factor</i>
T_{ipll}	Constante de tempo do controlador PI do PLL
Tol	Tolerância
Tol_ant	Tolerância anterior
Tol_atual	Tolerância atual
t_{OFF}	Tempo desligado
t_{ON}	Tempo ligado
UP	Ultrapassagem Percentual
USD	<i>United States Dollar</i> – Moeda dos EUA
$u(t)$	Vetor de entrada (vetor de controle)
V	Volt: unidade de tensão elétrica
$V_{B_Entrada}$	Tensão de entrada do conversor Boost
$V_{B_Saída}$	Tensão de saída do conversor Boost
VCO	<i>Voltage Controlled Oscillator</i>
V_{DB}	Queda de tensão no diodo do conversor Boost
V_{FASE}	Tensão em fase com a rede elétrica
V_{MP}	Tensão de Máxima Potência
$v_{pll}(t)$	Onda de referência na entrada do PLL
V_R	Tensão eficaz da rede elétrica
V_{R_Distor}	Tensão distorcida da rede elétrica
V_{r_max}	Pico de tensão da rede elétrica
V_{rms}	Unidade de tensão eficaz
V_{OC}	Tensão de circuito aberto do módulo fotovoltaico
V_{PICO}	Tensão de pico
V_{PV}	Tensão do módulo fotovoltaico
$x(t)$	Vetor de estados
W	Watt: unidade de potência
Wh	Watt hora: unidade de energia
w_{ij}	Peso individual da Rede Neural Artificial
Wp	Watt pico: unidade de pico de potência
Z_{Rede}	Impedância da Rede Elétrica
ZRRP	Zona de Rápida Redução de Potência
°C	Graus Celcius: unidade de temperatura
β	Variável do método de MPPT Beta
ΔI_{Boost}	Ondulação de corrente do indutor do conversor Boost
ΔI_{Lf}	Ondulação de corrente do indutor de filtro
ΔI_{PV}	Variação da corrente da fileira fotovoltaica
ΔV_{PV}	Passo de tensão das técnicas P&O e Cond. Inc.
η	Fator de qualidade da junção do módulo



θ	Defasagem angular entre tensão e corrente
ω_c	Frequência de corte
ω_{ch}	Frequência de corte para a h-ésima harmônica
ω_g	Frequência angular da rede elétrica
ω_0	Frequência central de ressonância
$\hat{d}(t)$	Razão cíclica: pequenas perturbações
$\hat{u}(t)$	Vetor de entrada: pequenas perturbações
$\hat{x}(t)$	Vetor de estado: pequenas perturbações

Sumário

Capítulo 1 – Introdução Geral.....	27
1.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS	27
1.2 CONTRIBUIÇÕES DA TESE.....	30
1.3 ESTRUTURA DA TESE.....	31
Capítulo 2 - Estado da arte.....	33
2.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS	33
2.2 PANORAMA DE DESENVOLVIMENTO DA ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA NO BRASIL E NO MUNDO	33
2.3 EXTRAÇÃO DE MÁXIMA POTÊNCIA DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS	41
2.3.1 – O EFEITO FOTOELÉTRICO E AS CURVAS CARACTERÍSTICAS DOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS	41
2.3.2 – PRINCIPAIS ESTRATÉGIAS PARA EXTRAÇÃO DE MÁXIMA POTÊNCIA DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS OPERANDO SOB CONDIÇÕES DE IRRADIAÇÃO SOLAR UNIFORME	43
2.3.3 – COMPARAÇÃO DAS PRINCIPAIS TÉCNICAS PARA EXTRAÇÃO DE MÁXIMA POTÊNCIA EM CONDIÇÕES DE IRRADIAÇÃO SOLAR UNIFORME	53
2.3.4 – TÉCNICAS PARA EXTRAÇÃO DE MÁXIMA POTÊNCIA EM CONDIÇÕES DE IRRADIAÇÃO SOLAR NÃO UNIFORME	56
2.4 CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO	60
Capítulo 3 – Análise, Projeto e Desenvolvimento do método de extração global de máxima potência proposto e das técnicas de MPPT clássicas	62
3.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS	62
3.2 ESTRATÉGIA DE EXTRAÇÃO DE MÁXIMA POTÊNCIA PROPOSTA.....	62
3.2.1 – MOTIVAÇÃO E ESTRUTURA DE POTÊNCIA DA TÉCNICA PROPOSTA.....	62
3.2.2 – DESCRIÇÃO DETALHADA DE OPERAÇÃO DA TÉCNICA DE GMPPT PROPOSTA	65
3.2.3 – FLUXOGRAMAS DA TÉCNICA DE EXTRAÇÃO DE MÁXIMA POTÊNCIA PROPOSTA	79
3.2.4 – DETECÇÃO DO PONTO GLOBAL DE MÁXIMA POTÊNCIA (PGMP).....	84
3.3 PROJETO DA TÉCNICA DE MPPT CLÁSSICA PERTURBE E OBSERVE.....	93
3.4 PROJETO DA TÉCNICA DE MPPT CLÁSSICA CONDUTÂNCIA INCREMENTAL	96
3.5 CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO	99
Capítulo 4 – Resultados computacionais da técnica proposta e das técnicas clássicas de MPPT	100
4.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS	100
4.2 CIRCUITO DE POTÊNCIA E CONTROLE CONSTRUÍDOS NO SOFTWARE PSIM®	100
4.2.1 – ASPECTOS RELATIVOS À REDE ELÉTRICA	104
4.2.2 – ASPECTOS RELATIVOS À FILEIRA DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS.....	105
4.2.3 – ASPECTOS RELACIONADOS À CONFIGURAÇÃO E SIMULAÇÃO DO SISTEMA	106
4.3 ANÁLISE DA RESPOSTA DA TÉCNICA PROPOSTA	107



4.3.1 – ANÁLISE EM REGIME PERMANENTE.....	107
4.3.2 – ANÁLISE EM REGIME TRANSITÓRIO.....	111
4.4 ANÁLISE DA RESPOSTA DA TÉCNICA PERTURBE E OBSERVE.....	120
4.4.1 – ANÁLISE EM REGIME PERMANENTE.....	120
4.4.2 – ANÁLISE EM REGIME TRANSITÓRIO.....	124
4.5 ANÁLISE DA RESPOSTA DA TÉCNICA CONDUTÂNCIA INCREMENTAL.....	127
4.5.1 – ANÁLISE EM REGIME PERMANENTE.....	127
4.5.2 – ANÁLISE EM REGIME TRANSITÓRIO.....	130
4.6 COMPARAÇÃO DOS RESULTADOS COMPUTACIONAIS DAS TRÊS TÉCNICAS DE MPPT.....	133
4.7 CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO.....	134
Capítulo 5 – Resultados experimentais da técnica proposta e das técnicas clássicas de MPPT.....	136
5.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS.....	136
5.2 ASPECTOS CONSTRUTIVOS DO PROTÓTIPO DO SISTEMA INVERSOR FOTOVOLTAICO CONECTADO À REDE ELÉTRICA.....	136
5.3 RESULTADOS EXPERIMENTAIS DA TÉCNICA PROPOSTA.....	142
5.3.1 OPERAÇÃO EM REGIME PERMANENTE.....	143
5.3.2 OPERAÇÃO EM REGIME TRANSITÓRIO.....	149
5.3.3 OPERAÇÃO EM CONDIÇÕES DE IRRADIAÇÃO SOLAR NÃO UNIFORME.....	155
5.4 RESULTADOS EXPERIMENTAIS DA TÉCNICA PERTURBE E OBSERVE.....	163
5.4.1 OPERAÇÃO EM REGIME PERMANENTE.....	163
5.4.2 OPERAÇÃO EM REGIME TRANSITÓRIO.....	167
5.5 RESULTADOS EXPERIMENTAIS DA TÉCNICA CONDUTÂNCIA INCREMENTAL.....	169
5.5.1 OPERAÇÃO EM REGIME PERMANENTE.....	169
5.5.2 OPERAÇÃO EM REGIME TRANSITÓRIO.....	173
5.6 ASPECTOS COMPARATIVOS ENTRE A TÉCNICA PROPOSTA E AS TÉCNICAS CLÁSSICAS.....	175
5.6.1 TEMPO DESPENDIDO NA EXECUÇÃO DO CÓDIGO.....	175
5.6.2 ANÁLISE DO DESEMPENHO EM REGIME PERMANENTE E TRANSITÓRIO.....	177
5.6.3 ANÁLISE DA POTÊNCIA E ENERGIA ATIVA INJETADA NA REDE ELÉTRICA.....	181
5.7 CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO.....	185
Capítulo 6 – Conclusões Gerais.....	187
Lista de Publicações, Patentes e Projetos de Pesquisa associados à Pesquisa.....	189
Referências.....	191
Apêndice A – Projeto e Desenvolvimento dos conversores eletrônicos e do controle do sistema conectado à rede elétrica.....	200



A.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS	200
A.2 DIMENSIONAMENTO DO CIRCUITO DE POTÊNCIA	200
A.2.1 – PROJETO DO ESTÁGIO CC – CC: CONVERSOR BOOST.....	200
A.2.2 – PROJETO DO ESTÁGIO CC – CA: CONVERSOR PONTE COMPLETA MONOFÁSICO.....	204
A.3 ESTRATÉGIA DE CONTROLE DO CONVERSOR CC – CC BOOST	207
A.3.1 – MODELO DE ESPAÇO DE ESTADOS MÉDIO DO CONVERSOR BOOST.....	207
A.3.2 – PROJETO DO COMPENSADOR DE TENSÃO DO CONVERSOR BOOST.....	212
A.3.2 – DISCRETIZAÇÃO DS COMPENSADOR DO CONVERSOR BOOST.....	216
A.4 ESTRATÉGIA DE CONTROLE DO CONVERSOR CC – CA PONTE COMPLETA.....	217
A.4.1 – MODELO DE ESPAÇO DE ESTADOS MÉDIO DO CONVERSOR CC – CA PONTE COMPLETA	219
A.4.2 – CONTROLE DA MALHA INTERNA DE CORRENTE	222
A.4.3 – CONTROLE DA MALHA EXTERNA DE TENSÃO	225
A.4.4 – DISCRETIZAÇÃO DOS COMPENSADORES DO CONVERSOR CC-CA PONTE COMPLETA	228
A.4.5 – SINCRONISMO COM A REDE ELÉTRICA: PLL	229

CAPÍTULO 1 – INTRODUÇÃO GERAL

1.1 Considerações iniciais

A crescente demanda por energia elétrica observada na maioria dos países (principalmente naqueles emergentes, como o Brasil), somada à característica finita de diversos recursos energéticos como o petróleo, o gás natural e o carvão mineral, aliados ao aumento da preocupação com a preservação ambiental, são motivos recentes que vêm fomentando pesquisas no sentido de desenvolver as tecnologias ligadas às fontes renováveis de energia. Estas, por sua vez, mostram-se como peças-chave na busca pela integração entre o desenvolvimento sustentável, o fortalecimento da economia, a diversificação da matriz energética e a preservação do meio ambiente em diversos países.

Nota-se que, à medida que aumenta a relevância internacional do assunto e que o interesse da comunidade científica pelo tema naturalmente também cresce, culminando no desenvolvimento constante das diversas fontes renováveis e, em caráter especial, também da energia solar fotovoltaica. Dentre as principais consequências de tais avanços encontram-se a maior acessibilidade e a disseminação da tecnologia para um público cada vez maior, fato este garantido pelo decréscimo substancial dos custos envolvidos nos processos de fabricação, instalação e manutenção dos sistemas nos últimos anos (NREL, 2017).

Contudo, ainda que diante da redução do custo por kWp (quilowatt-pico) da tecnologia solar fotovoltaica de cerca de \$ 70,00 em 1976 (IEA, 2014) para próximo de \$ 2,80 em 2017 (NREL, 2017), no Brasil, os dados provenientes dos balanços energéticos ainda mostram tímida inserção desta fonte renovável na matriz energética nacional, demonstrando também que o país possui grande dependência pela fonte hídrica (EPE, 2018).

Dentro do cenário de micro e minigeração distribuída de energia, de acordo com o relatório técnico organizado por (NASCIMENTO, 2017), das estimadas 77 milhões de unidades consumidoras brasileiras, apenas 0,01% contavam com a instalação de módulos fotovoltaicos em 2017, o que equivale a uma instalação a cada dez mil residências. Valores estes que, ainda de acordo com estudo citado, são muito inferiores ao de países desenvolvidos, como por exemplo a Austrália, que contava com uma instalação a cada cinco residências no mesmo ano.

Mesmo com diversas políticas públicas recentes destinando incentivos aos sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica, dificuldades relacionadas ao seu custo ainda permeiam o setor no Brasil que, por sua vez, depende da importação de tecnologia estrangeira, mesmo possuindo

grandes reservas de quartzo de qualidade, elemento este que é purificado e aplicado no processo de fabricação de módulos fotovoltaicos de silício cristalino (NASCIMENTO, 2017).

Diante deste breve cenário montado, fica evidente que a busca pelo desenvolvimento tecnológico nacional no segmento deve ser encarada como parte fundamental para o aproveitamento adequado do grande potencial existente, já que apenas medidas políticas e regulatórias não serão suficientes para figurar o Brasil entre os líderes da utilização da tecnologia fotovoltaica.

Direcionando a discussão para o meio técnico, a Eletrônica de Potência apresenta-se como parte essencial no processo de interligação da fonte fotovoltaica com a rede elétrica, sendo tal processo realizado por meio dos conversores eletrônicos de potência. Em linhas gerais, estes conversores tornam possível a adaptação da energia produzida pelo gerador fotovoltaico aos padrões necessários para conexão ao sistema de distribuição, atendendo ainda requisitos mínimos de qualidade da energia estabelecidos pelos órgãos nacionais e internacionais competentes.

Para tanto, alguns sistemas contam apenas com um “único estágio” (do inglês, *single-stage*) CC–CA (corrente contínua para corrente alternada), sendo designados topologicamente como de “estágio único”. Já outros, como o deste trabalho, além do estágio CC–CA utilizam um estágio intermediário CC – CC (corrente contínua para corrente contínua), sendo conhecidos então como de “dois estágios” (do inglês, *dual-stage*).

O fato é que, independente da topologia de conversores utilizada, para que ocorra o melhor aproveitamento possível da potência disponível nos módulos fotovoltaicos, deve ser empregado um método de rastreamento do ponto de máxima potência (do inglês, MPPT – *Maximum Power Point Tracking*). Tais sistemas constituem-se em técnicas de controle que visam manter a operação do sistema nas proximidades do ponto ideal de operação, dito “Ponto de Máxima Potência” (PMP), que modifica-se de acordo com as condições ambientais de irradiância solar e temperatura das células fotovoltaicas no local de instalação.

O meio acadêmico-científico, atento ao expressivo aumento da participação da energia solar na matriz energética global, trouxe nos últimos anos consideráveis avanços no que tange ao desenvolvimento de novas e rebuscadas técnicas de MPPT, chegando, por exemplo, até o campo da inteligência artificial (SUBUDHI e PRADHAN, 2013). Neste processo de evolução contínua, não foram deixadas à parte as técnicas clássicas, pioneiras nas aplicações do século XX e ainda hoje bastante utilizadas, sendo elas também aprimoradas ao longo dos anos (ABDELSALAM, MASSOUD, *et al.*, 2011).

Em meio à variedade de estratégias de MPPT presentes na literatura, muitas se mostram excessivamente complexas em termos de implementação e exigentes no que se refere ao processamento de dados, além de contarem, em diversas ocasiões, com a necessidade de aquisição de várias grandezas físicas, a citar: irradiância, temperatura, tensão e corrente dos módulos, tensão do elo CC (corrente contínua) além de tensão e corrente no ponto de acoplamento com a rede elétrica. Estes fatos, portanto, culminam na oneração dos custos de fabricação do sistema.

Em meio a este contexto, o presente trabalho propõe uma nova estratégia de GMPPT (do inglês, *Global Maximum Power Point Tracking*), havendo diferencial no que se refere à exigência de apenas dois sensores em seu controle, sendo estes utilizados simultaneamente como parte do controle do sistema de extração global de máxima potência dos módulos fotovoltaicos e também na injeção de potência ativa na rede elétrica. As grandezas adquiridas consistem na tensão e corrente no ponto de acoplamento com a rede, trazendo, deste modo, ganhos expressivos referentes à redução de custos e também ao menor número de modelagens e projetos de compensadores necessários.

De modo superficial, seu princípio funda-se na conservação de energia ao longo de um sistema inversor monofásico conectado à rede, inspirando-se na simplicidade e funcionalidade da técnica clássica Perturbe e Observe (P&O), de modo que o pico da corrente CA (corrente alternada) injetada é controlado com base em perturbações de uma variável relacionada diretamente ao erro de corrente eficaz.

Todo o desenvolvimento detalhadamente descrito ao longo do texto tornou a técnica proposta apta para operar em condições de sombreamento parcial das células fotovoltaicas, ou seja, em casos de irradiação solar não uniforme, identificando e mantendo a operação nas proximidades do ponto global de máxima potência (PGMP), ainda que existam múltiplos pontos locais de máxima potência.

A fim de validar toda a teoria exposta no trabalho, resultados computacionais e experimentais do sistema operando em regime permanente e transitório foram coletados, sendo avaliadas diversas combinações de irradiância solar e temperatura das células fotovoltaicas no ambiente de instalação. Para tanto, a técnica de extração de máxima potência desenvolvida foi implementada utilizando-se o processador digital de sinais TMS320F28335 da Texas Instruments®, no qual embarcou-se o algoritmo criado de modo a manter a operação da fileira fotovoltaica próxima do seu ponto ideal de operação.

Como referencial para a qualidade dos resultados obtidos com a utilização da técnica de GMPPT proposta, as técnicas clássicas Perturbe e Observe e Condutância Incremental (Cond. Inc.) também foram implementadas e submetidas exatamente aos mesmos ensaios transitórios e de regime

permanente, tornando possível a análise comparativa de desempenho entre tais técnicas e chegando-se à conclusão que as respostas apresentadas equivalem-se e, portanto, validam a aplicação de menor custo da técnica proposta, tornando-a uma viável alternativa.

1.2 Contribuições da tese

Este trabalho busca tornar a aplicação dos sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica mais acessível, diminuindo seu custo e auxiliando na disseminação da tecnologia no Brasil. Consequentemente, a pesquisa soma-se a outras realizadas em âmbitos nacional e internacional que têm como importante consequência o aumento da diversificação da matriz energética brasileira, ainda muito dependente dos recursos hídricos.

Dentro deste contexto, traz-se como principais contribuições:

- ✓ Apresenta uma nova estratégia para extração de máxima potência de módulos fotovoltaicos conectados à rede elétrica, sendo características diferenciais na sua implementação a simplicidade e o baixo custo. Na técnica proposta, o controle da imposição de corrente senoidal no indutor de saída e a busca pelo ponto ideal de operação do sistema fotovoltaico são realizados de forma unificada, o que por sua vez garante a otimização do uso dos sensores de tensão e corrente elétrica CA no ponto de acoplamento com a rede elétrica;
- ✓ Apresenta o desenvolvimento de um novo algoritmo para extração global de máxima potência, ampliando o desempenho da técnica proposta para operação adequada mesmo sob condições de irradiação solar não uniforme dos módulos fotovoltaicos. Baseando-se no escaneamento da curva característica de potência de saída do sistema, a estratégia de GMPPT desenvolvida mantém as características de simplicidade e baixo custo da técnica proposta, sendo eficiente na busca pelo ponto global de máxima potência ainda que utilizando em seu controle apenas os dois sensores mencionados;
- ✓ Traz os resultados computacionais e experimentais da técnica proposta submetida a uma ampla gama de combinações dos fatores ambientais de irradiância e temperatura, sendo a precisão dos ensaios garantida pelo ambiente controlado formado por um emulador solar. Frente à intermitência da fonte fotovoltaica, diversos testes para

análise do comportamento transitório e de regime permanente da técnica proposta são apresentados e discutidos em detalhes;

- ✓ A validação da estratégia de GMPPT proposta é realizada por meio da implementação teórica e prática de duas técnicas clássicas já consagradas na literatura, o Perturbe e Observe e a Condutância Incremental. Cada um dos diversos ensaios transitórios e de regime permanente da técnica proposta são também efetivados para estas técnicas, de modo que a análise comparativa de desempenho está presente ao longo do texto;

1.3 Estrutura da tese

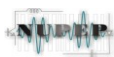
Afim de apresentar de modo organizado todos os aspectos relacionados ao desenvolvimento da pesquisa, esta tese foi dividida em seis capítulos e um apêndice. No presente capítulo, aborda-se a introdução geral aos sistemas fotovoltaicos, sendo realizada uma breve descrição da pesquisa, seus pontos relevantes de contribuição e, por fim, apresenta a estruturação do documento em si.

No Capítulo 2 descreve-se o estado da arte do tema em pauta, evidenciando as principais pesquisas já feitas tanto no âmbito nacional quanto no internacional. Constrói-se, também, o panorama mundial acerca do desenvolvimento da energia solar fotovoltaica nos últimos anos, trazendo estudos relevantes que revelam boas expectativas para o setor no futuro próximo.

Ao longo do Capítulo 3 são apresentados todos os detalhes acerca da técnica de GMPPT proposta, incluindo desde seus princípios de funcionamento até os critérios de projeto. A lógica da estratégia para identificação dos múltiplos pontos de máxima potência é abordada em detalhes. Além disto, fluxogramas de toda a operação são evidenciados, facilitando a elucidação da lógica proposta, bem como a construção do código de programação.

A fim de realizar a comparação do comportamento da técnica proposta com outras técnicas consagradas na literatura, o Capítulo 3 aborda ainda o projeto das técnicas clássicas P&O e Cond. Inc., oferecendo as demais informações pertinentes ao assunto.

Já no Capítulo 4, são apresentados os principais resultados teóricos que corroboram toda a teoria exposta no Capítulo 3. Os resultados computacionais envolvem a atuação em regime permanente e sob distúrbios de irradiância e temperatura, sendo efetivados tanto para a análise de desempenho da técnica proposta quanto das técnicas clássicas P&O e Cond. Inc.. O texto segue com



a comparação das três técnicas em termos de fator de rastreamento (FR), tempo de estabilização, ondulação de tensão e ondulação de potência.

No Capítulo 5 está presente a análise experimental da técnica proposta e das duas técnicas clássicas. São apresentados todos os detalhes do protótipo do sistema fotovoltaico monofásico conectado à rede construído, bem como os dispositivos utilizados ao longo dos ensaios realizados. Os resultados abrangem a análise em diversas situações operacionais, tanto com condições uniformes de irradiação quanto sob sombreamento parcial das células fotovoltaicas.

Chegando ao capítulo final do documento, são apresentadas as Conclusões Gerais acerca do trabalho executado, sendo dispostas ainda as propostas para ações futuras que visam a continuidade da pesquisa e o aprimoramento da técnica proposta. Na sequência, são apresentadas as Referências utilizadas e a Lista de Publicações, Patentes e Projetos de Pesquisa ligados ao estudo desenvolvido.

Por fim, o Apêndice A apresenta todos os aspectos ligados tanto ao projeto do circuito de potência quanto da modelagem e projeto dos compensadores utilizados ao longo do trabalho. São obtidas as funções de transferência do estágio CC – CC e do estágio CC – CA por meio da modelagem do sistema utilizando a técnica de espaço de estados médio. Dá-se ainda as diretrizes sobre o compensador Proporcional Ressonante e o Compensador de Harmônicos destinado à mitigação da distorção harmônica total de corrente (DHTi). Por fim, é feito o projeto e a verificação de atuação do PLL (*Phase Locked Loop*), componente fundamental no sincronismo (atracamento em fase e frequência) do sistema inversor com a rede elétrica.

CAPÍTULO 2 - ESTADO DA ARTE

2.1 Considerações iniciais

Este capítulo trata, de modo geral, acerca dos principais estudos recentes relacionados à extração de máxima potência nos sistemas fotovoltaicos. Inicialmente é traçado o panorama de desenvolvimento da energia solar fotovoltaica no Brasil e no exterior nos últimos anos, sendo comentadas ainda as perspectivas para o setor. Logo em seguida, realiza-se o levantamento das principais técnicas utilizadas na extração de máxima potência dos módulos fotovoltaicos, envolvendo desde as mais simples e pioneiras até as mais complexas presentes na literatura. Neste ponto, é incluso o estudo das principais técnicas de extração global de máxima potência. Por fim, trata-se da comparação entre as diversas técnicas abordadas, levando em consideração aspectos relevantes no seu desempenho e nos custos envolvidos em sua implementação.

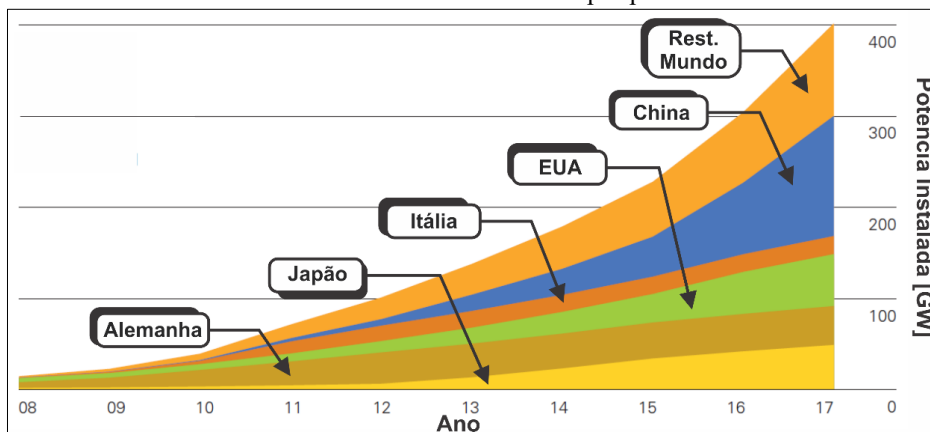
2.2 Panorama de desenvolvimento da energia solar fotovoltaica no Brasil e no Mundo

A geração e o consumo de energia elétrica desde seus primórdios relacionam-se ao grau de desenvolvimento tecnológico das nações. Países industrializados (como os Estados Unidos da América, a China e diversos países europeus), ao mesmo tempo que possuem vantagens competitivas no mercado internacional, também trazem consigo preocupações nas esferas energética e ambiental. Neste contexto, o uso das energias renováveis, limpas e ambientalmente corretas, visa auxiliar à solução de um problema complexo que integra economia, ciência, política e meio ambiente: como atender à crescente demanda de energia elétrica e ainda assim não agravar (ou até mesmo reduzir) os danos ambientais gerados.

Uma vez que as fontes de energia renovável integram a possibilidade de unir fatores bastante positivos como a diversificação da matriz energética, redução da emissão de gases tóxicos na atmosfera, desenvolvimento tecnológico, geração de empregos, dentre diversos outros, o crescimento de sua utilização observado nos últimos anos foi notável. Dados recentes da agência ambiental da ONU (Organização das Nações Unidas) mostram que, das fontes de energia conectadas à rede elétrica em 2017 no mundo, 61% vieram de fontes renováveis (excluídas as grandes hidrelétricas) em contraste com apenas 20% em 2007. Ainda segundo este órgão, a potência instalada das fontes renováveis representa 19,0% do montante mundial em 2017, enquanto contava com apenas 7,5% dez anos antes (FRANKFURT SCHOOL-UNEP CENTRE/BNEF, 2018).

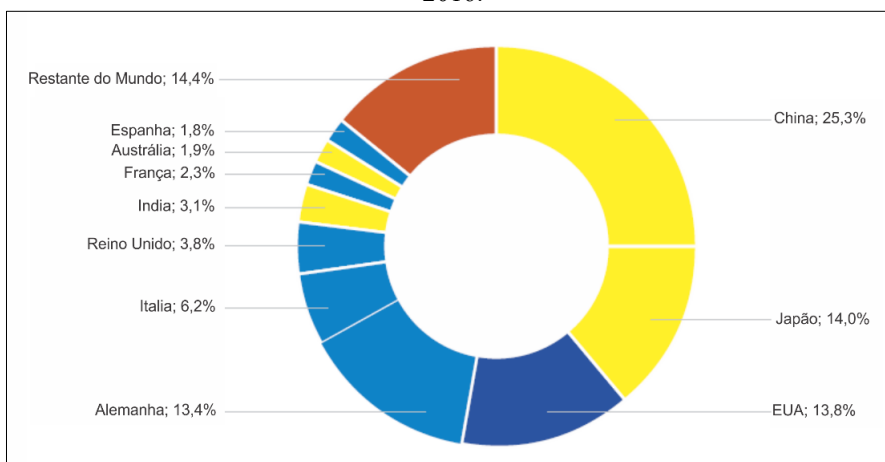
Trazendo o foco para a tecnologia solar fotovoltaica, a Figura 1 corrobora os dados apresentados anteriormente, trazendo o aumento da capacidade acumulada de produção de energia solar por país entre os anos de 2008 e 2017. Nesta figura destaca-se o grande avanço da China no setor a partir de 2015, sendo que no final de 2016 este país já continha 25,3% da capacidade global de produção de energia fotovoltaica de acordo com a Figura 2 (SCHMELA, 2017). O Japão e os Estados Unidos da América (EUA) seguem, respectivamente, em segundo e terceiro lugares com 14,0% e 13,8% do total. Destaca-se a atuação da Alemanha que, mesmo tendo figurado por muitos anos como líder mundial em termos de capacidade instalada, em 2017 mostrou-se como a quarta colocada no *ranking*, demonstrando sua estagnação e, provavelmente, mudança de foco estratégico do seu setor elétrico.

Figura 1 – Potência solar fotovoltaica instalada acumulada por país entre os anos de 2008 e 2017.



Fonte: Adaptado de (BP GLOBAL, 2018).

Figura 2 – Distribuição da potência fotovoltaica instalada nos 10 países com maior participação no mercado no fim de 2016.

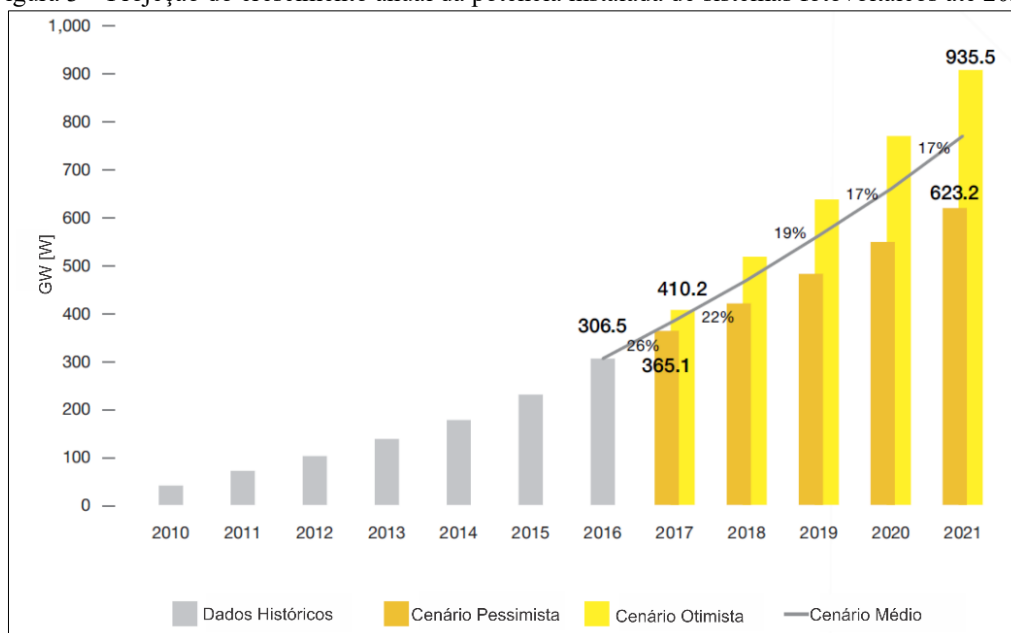


Fonte: Adaptado de (SCHMELA, 2017).

O Brasil, infelizmente, não figura entre os 10 maiores utilizadores da tecnologia fotovoltaica, contando com apenas 0,3% da capacidade mundial de acordo com (BP GLOBAL, 2018). Este fato, agravado pelos bons potenciais brasileiros no setor que não estão presentes na maioria dos líderes mundiais, traz à tona o atraso de desenvolvimento em relação aos demais países.

Não obstante o crescimento já observado, as projeções do cenário mundial de potência solar fotovoltaica realizadas por (SCHMELA, 2017), mostradas na Figura 3, demonstram que o segmento deve continuar crescendo forte nos próximos anos, chegando à marca de 935,5 GW instalados em 2021 no melhor cenário, com crescimento médio esperado de 20,2% ao ano.

Figura 3 – Projeção do crescimento anual da potência instalada de sistemas fotovoltaicos até 2021.



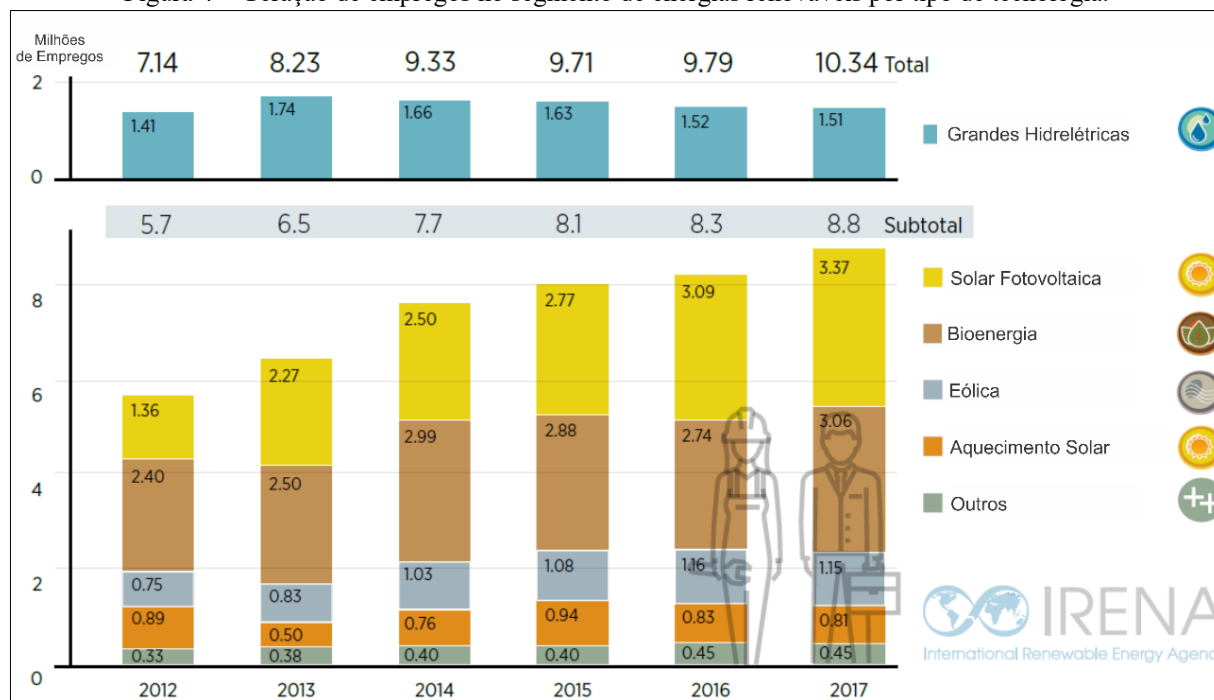
Fonte: Adaptado de (SCHMELA, 2017).

Outro dado bastante positivo para o setor fotovoltaico remete-se à geração de empregos. De acordo com a Agência Internacional de Energias Renováveis (*International Renewable Energy Agency* - IRENA), e conforme mostrado na Figura 4, em 2017 houveram 3,37 milhões de postos de trabalho envolvidos com a energia solar, o que representa 32,59% de todos os empregos do setor, já inclusas as grandes hidrelétricas. Em relação a 2012, o crescimento foi de aproximadamente 248% de acordo com (IRENA, 2018).

Corroborando com os dados constantes na Figura 2, a China se apresenta como o país que mais gera empregos relacionados à energia fotovoltaica, com cerca de 65% do total. O Japão e os EUA seguem em segundo e terceiro lugares, respectivamente. Como destaque, a Índia está presente

na quarta posição, o que evidencia os seus investimentos e a busca por se enquadrar entre os líderes do setor nos próximos anos (IRENA, 2018).

Figura 4 – Geração de empregos no segmento de energias renováveis por tipo de tecnologia.

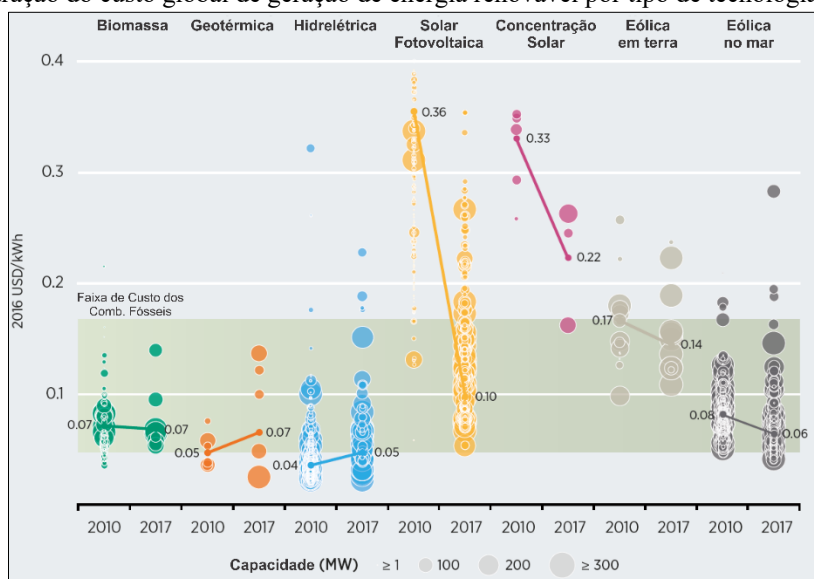


Fonte: Adaptado de (IRENA, 2018).

O Brasil, por sua vez, mesmo somando uma das suas piores crises econômicas (que levou ao recorde de 13,2% da população desempregada em 2017 (IBGE, 2017)) com seu grande potencial de geração fotovoltaica, ainda não aproveita de modo efetivo a oportunidade de aquecer o mercado e gerar novos empregos. Como consequência, a nação brasileira não figura entre os 14 países que mais geram trabalho no setor, de acordo com dados da IRENA (IRENA, 2018).

A consequência lógica do aquecimento do setor fotovoltaico, e de todos os investimentos realizados na sua pesquisa e desenvolvimento, é a diminuição dos custos relativos à produção de energia (kWh). A comparação do custo estimado de produção por tipo de energia renovável entre os anos de 2010 e 2017, feita por (IRENA, 2017), está presente no infográfico da Figura 5. Em relação a 2010, o custo da geração de energia solar em 2017 teve redução aproximada de 72%, caindo de 0,36 USD/kWh para 0,10 USD/kWh, e inserindo-a na mesma faixa de custo de diversas outras fontes importantes de energia. Segundo diferentes entidades, o ano de 2016 foi reconhecido como aquele em que a energia fotovoltaica efetivamente se tornou mais barata do que a energia eólica, principalmente se consideradas as instalações em alto mar (IEA, 2016) (SCHMELA, 2017).

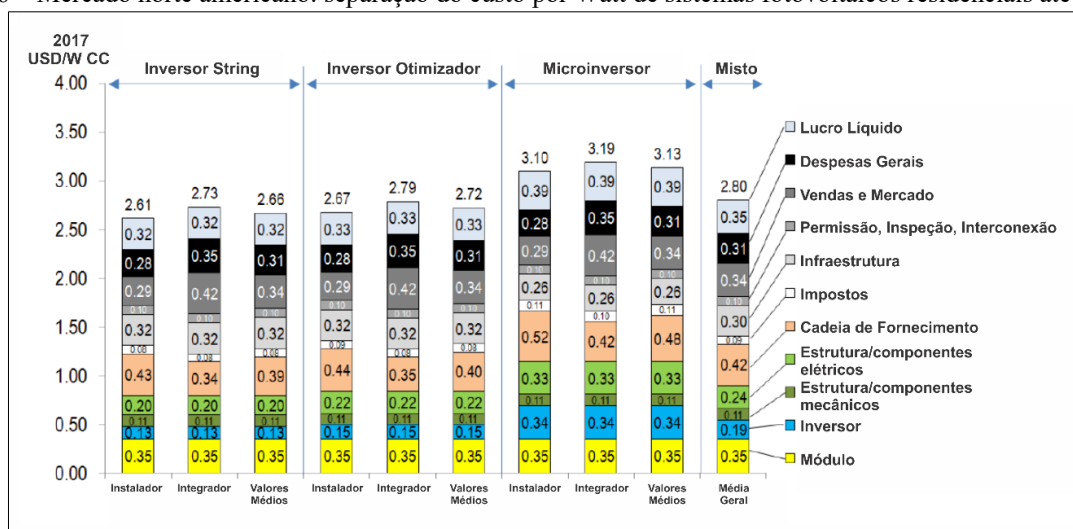
Figura 5 – Comparação do custo global de geração de energia renovável por tipo de tecnologia entre 2010 e 2017.



Fonte: Adaptado de (IRENA, 2017).

Ainda relativo aos custos da energia solar, porém agora de modo mais específico, o *National Renewable Energy Laboratory* (NREL) apresentou um estudo em 2017 que, além de revelar o custo médio por Watt-pico (Wp) instalado nos EUA, também estima a porcentagem do custo de cada equipamento/serviço envolvido no processo. A Figura 6 apresenta o resultado obtido para diferentes tipos de tecnologia de inversores utilizados. Em termos médios, em 2017 o custo de sistemas inferiores a 5,7 kWp era de, aproximadamente, 2,80 USD/Watt.

Figura 6 – Mercado norte americano: separação do custo por Watt de sistemas fotovoltaicos residenciais até 5,7 kWp.

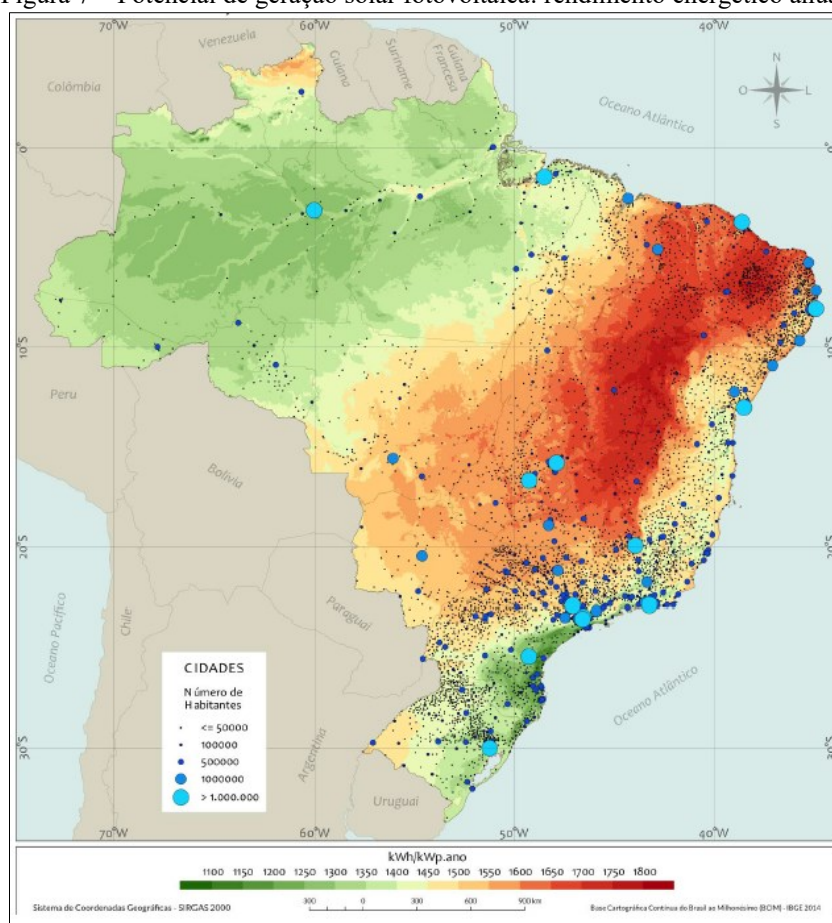


Fonte: Adaptado de (NREL, 2017).

Destaca-se que o custo médio do inversor nos EUA, ainda de acordo com a Figura 6, é de aproximadamente 0,19 USD/Watt, ou cerca de 6,8% do custo total e, portanto, representa uma parcela significativa nos custos do sistema (NREL, 2017). Neste sentido, além das pesquisas por módulos fotovoltaicos mais eficientes e baratos, a redução do custo deve passar pelo desenvolvimento dos inversores. Tal desenvolvimento envolve o estudo de novas topologias ou ainda o aperfeiçoamento daquelas já existentes, estando o presente trabalho relacionado a este último ponto no sentido de que propõe a diminuição dos sensores requeridos para o funcionamento do inversor.

Mudando o foco do cenário internacional para o nacional, a Figura 7 apresenta o potencial brasileiro de geração de energia solar. As regiões nordeste e centro-oeste destacam-se como as mais ricas em termos da capacidade de produção, contando com índice de rendimento próximo de 1700 kWh/kWp/ano, padrão este que equivale aos melhores da China, de acordo com a *International Energy Agency* (IEA) (IEA, 2016).

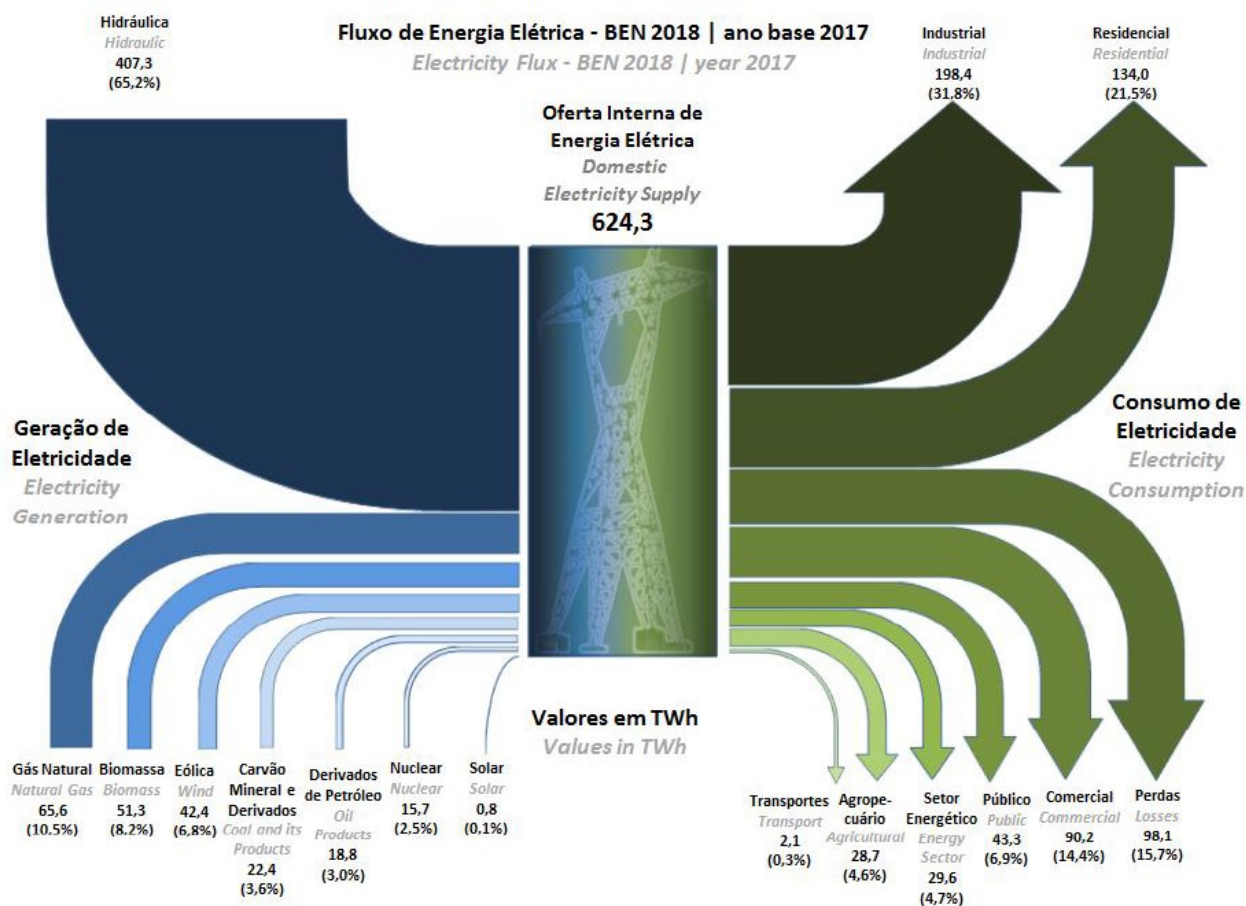
Figura 7 – Potencial de geração solar fotovoltaica: rendimento energético anual.



Fonte: (INPE, 2017).

Porém, a análise do fluxo de energia elétrica no Brasil realizada no BEN (Balanço Energético Nacional) de 2018, resumida no infográfico da Figura 8, aponta a grande dependência do setor elétrico brasileiro com a fonte hídrica, sendo que 65,2% da energia elétrica provém desta fonte. Mesmo em face dos ótimos índices de irradiação solar anual, esta fonte renovável ainda representa apenas 0,1% do montante total de energia produzida no ano base de 2017 (EPE, 2018).

Figura 8 – Composição da matriz elétrica brasileira em 2017.



Fonte: (EPE, 2018).

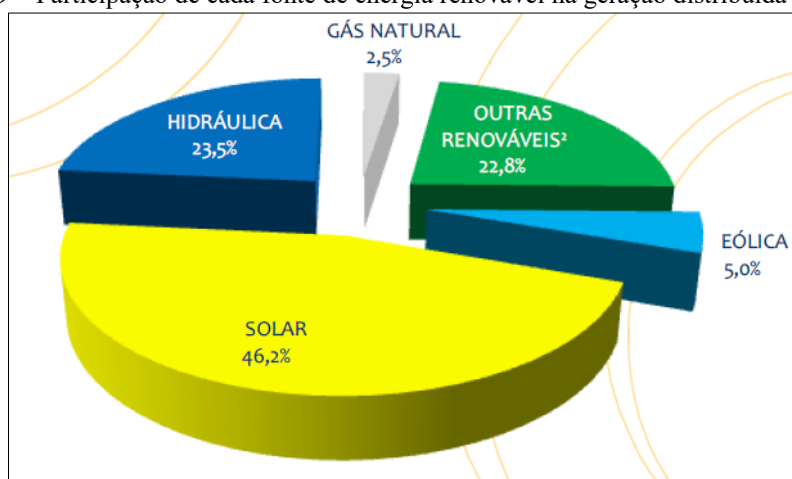
Ainda de acordo com a Figura 8, o consumo residencial representa 21,5% do total. Aliando este dado com o potencial fotovoltaico das regiões brasileiras registrado na Figura 7, é evidente que a geração distribuída pode ter significativa participação na matriz energética brasileira, sendo essencial a disseminação da tecnologia fotovoltaica a partir da redução do seu custo de implantação.

Em oposição aos dados negativos evidenciados, um outro bastante positivo proveniente da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) relata que a potência instalada de módulos fotovoltaicos no

Brasil, em 2017, cresceu 3836%, partindo de 24 MW em 2016 para 935 MW em 2017, isto sem a inclusão da micro e minigeração distribuída (EPE, 2018).

Relacionado a estes últimos, a capacidade solar instalada cresceu de 56,9 MW em 2016 para 174,5 MW em 2017, representando avanço de 306%, de acordo com a EPE. Deste modo, dentro do contexto de micro e minigeração distribuída, a fonte fotovoltaica se mostra absoluta, contando com 46,2% da potência total instalada, conforme visualizado na Figura 9 (EPE, 2018). Tais dados são reflexos diretos das políticas adotadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) em sua resolução normativa (REN) 482 de 2012 (ANEEL, 2012), que trouxe, ainda que tardiamente, a possibilidade do acesso da micro e minigeração distribuída ao sistema elétrico brasileiro.

Figura 9 – Participação de cada fonte de energia renovável na geração distribuída em 2017.



¹ Inclui biogás proveniente de resíduos agrícolas e urbanos, casca de arroz, gás de alto-forno (biomassa) e resíduos florestais.

Fonte: (EPE, 2018).

Em caráter recente, foi lançado em 2015 o Programa de Desenvolvimento da Geração Distribuída de Energia Elétrica (ProGD) pelo Ministério de Minas e Energia (MME) com o intuito de ampliar e aprofundar as ações de estímulo à geração distribuída de energia, especialmente a fotovoltaica. Este programa atualizou a REN 482/2012 por meio da REN 687/2015 e, ao mesmo tempo, revisou os módulos 1 e 3 do PRODIST (Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional). Os aspectos mais relevantes são (ANEEL, 2015):

- I. Possibilidade de geração de créditos de energia: caso o consumidor gere mais energia que seu consumo mensal, o excesso passa a contar como crédito que pode ser utilizado na redução da fatura dos meses seguintes;

- II. Isenção de impostos: extinguiu-se a cobrança do ICMS e PIS/COFINS sobre a energia inserida pelo consumidor no sistema elétrico. Ainda foi promulgada a redução de 14% para 2% sobre o imposto de importação de equipamentos para geração de energia solar;
- III. Banco Nacional do Desenvolvimento (BNDES): apoio com recursos e taxas diferenciadas a projetos de eficiência energética e de geração distribuída por fontes renováveis em escolas e hospitais públicos;

2.3 Extração de máxima potência de módulos fotovoltaicos

2.3.1 – O efeito fotoelétrico e as curvas características dos módulos fotovoltaicos

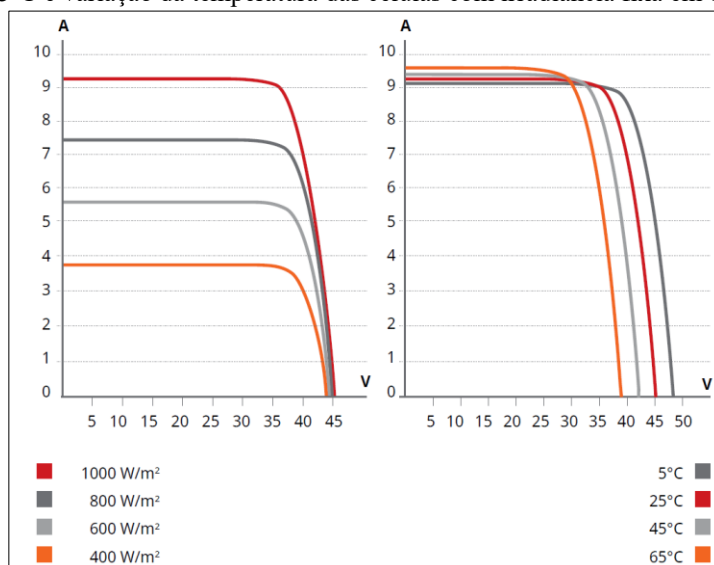
O efeito fotoelétrico, assim designado em razão da conversão da energia proveniente da luz em eletricidade, foi descoberto ocasionalmente pelo cientista francês Alexandre Edmond Becquerel, em 1839, durante ensaios com luz incidente sobre soluções ácidas, tendo sido comprovado experimentalmente apenas em 1887 por Heinrich Hertz e explicado por Albert Einstein em 1905 (TESSLER e LANDERS, 2015).

De modo resumido, a propriedade fundamental desse fenômeno está ligada ao fato de que fótons contendo energia superior ao *gap* do semicondutor bombardeado podem gerar pares elétrons-lacunas que, se submetidos ao campo elétrico da junção pn, permitem o aproveitamento sob a forma de tensão e corrente elétrica. Portanto, a corrente elétrica em uma célula fotovoltaica é a soma da corrente de uma junção pn sem incidência de luz (a mesma de um diodo semicondutor) com a corrente gerada pela absorção de fótons da radiação solar. Tal corrente é função, dentre outras variáveis, da tensão nos terminais da célula e da sua temperatura de operação (CRESESB, 2014).

De acordo com a Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT), autora da Norma Brasileira Regulamentadora (NBR) 10899:2013, “o módulo fotovoltaico é uma unidade básica formada por um conjunto de células fotovoltaicas, interligadas eletricamente e encapsuladas, tendo como objetivo a geração de energia elétrica” (ABNT, 2013). Portanto, o módulo fotovoltaico, assim como suas células constituintes, também possui característica de corrente que depende preponderantemente da tensão em seus terminais, da temperatura no ambiente de instalação e da irradiação (ondas eletromagnéticas) proveniente do sol.

O comportamento característico da corrente (I_{PV}) com a tensão terminal (V_{PV}) forma a curva I-V fornecida pelos fabricantes, sendo um exemplo mostrado na Figura 10. Esta, por sua vez, traz as curvas do módulo fotovoltaico CS6X-320P do fabricante *Canadian Solar*[®]. Fica evidente que as condições ambientais de temperatura e irradiância solar promovem alterações na curva característica, estando a variação da temperatura mais relacionada com a tensão terminal do módulo, enquanto a irradiância afeta efetivamente a corrente elétrica.

Figura 10 – Curvas I-V características do módulo CS6X-320P diante de variação de irradiância com a temperatura fixa em 25°C e variação da temperatura das células com irradiância fixa em 1000 W/m².



Fonte: (CANADIAN SOLAR, 2016)

Cada curva da Figura 10 retorna um ponto ideal de operação no qual a potência de saída do módulo fotovoltaico é máxima, sendo designado por “Ponto de Máxima Potência” (PMP). Neste ponto, a tensão e a corrente correspondentes são, respectivamente, V_{MP} e I_{MP} .

Ocorre que, embora a variação de temperatura das células fotovoltaicas seja tipicamente lenta (geralmente dezenas de segundos), a irradiância pode apresentar mudanças significativas em questão de segundos, alterando o PMP (CRESESB, 2014). Além disto, condições de irradiação solar não uniforme dos módulos fotovoltaicos podem ser provocadas por árvores, edificações, sujeitas, etc., e também alteram a curva característica, inserindo pontos falsos de máxima potência (PFMP) que, se não forem evitados, tornam a extração de potência do módulo (ou fileira) ineficaz (OLIVEIRA JÚNIOR, PIRES, *et al.*, 2018).

Portanto, diante da intermitência da fonte fotovoltaica e da variação do ponto ideal de operação de acordo com as condições ambientais, torna-se necessário algum mecanismo/estratégia

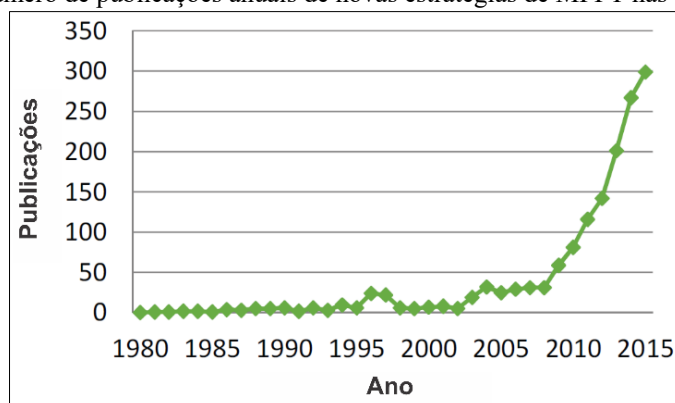
de controle que altere o ponto de operação na curva característica conforme as mudanças ambientais ocorram, garantindo que o sistema estará o mais próximo possível do ponto global de máxima potência (PGMP).

Tais estratégias que otimizam a geração de energia fotovoltaica e evitam perdas na extração de máxima potência denominam-se, em português, “Técnicas de Seguimento do Ponto de Potência Máxima” ou, como são internacionalmente conhecidas, “*Maximum Power Point Tracking (MPPT) Techniques*”. A próxima seção irá aprofundar-se no assunto, trazendo informações relativas ao desenvolvimento das principais estratégias de extração de máxima potência presentes na literatura.

2.3.2 – Principais estratégias para extração de máxima potência de módulos fotovoltaicos operando sob condições de irradiação solar uniforme

Todo o recente desenvolvimento da tecnologia solar fotovoltaica no mundo, descrito na seção 2.2, levou à busca pelo desenvolvimento e criação de técnicas de extração de máxima potência mais eficientes e aperfeiçoadas. Como reflexo direto deste fato, a atenção dada pela comunidade científica ao assunto tem se revelado crescente nos últimos anos, conforme relatam (KUNDU, GUPTA e KUMAR, 2016) nos seus estudos acerca do número de publicações relacionadas ao assunto entre 2008 e 2015, presente na Figura 11.

Figura 11 – Número de publicações anuais de novas estratégias de MPPT nas últimas décadas.



Fonte: Adaptado de (KUNDU, GUPTA e KUMAR, 2016).

Algumas aplicações práticas das estratégias de MPPT são: injeção de potência na rede elétrica (*grid-tied*) (FEMIA, PETRONE, *et al.*, 2005), fornecimento de energia em áreas remotas (*off-grid*) (SALAS, LÁZARO e BARRADO, 2005), meios de transportes (carros e aeronaves) (ESRAM e CHAPMAN, 2007), suprimento de energia para satélites (KUNDU, GUPTA e KUMAR, 2016),

bombeamento de água (TAN, GREEN e HERNANDEZ-ARAMBURO, 2005) e pequenas aplicações eletrônicas (SALAS, LÁZARO e BARRADO, 2005).

Dentre as principais propriedades requeridas em uma técnica de MPPT destacam-se: precisão, eficácia e rapidez. A primeira relaciona-se com a capacidade da técnica em operar próximo do PGMP, ou seja, com um fator de rastreamento (FR) elevado, mesmo em condições de sombreamento parcial das células fotovoltaicas. Já a eficácia é uma medida da capacidade de adaptação da técnica aos fatores ambientais. Por fim, a rapidez trata da velocidade de resposta da técnica diante de distúrbios repentinos que alteram as condições ambientais e o ponto ótimo de operação, passando por um período transitório e voltando a operação para ponto ideal logo em seguida (CRESESB, 2014).

Além das propriedades anteriores, podem ser utilizados como parâmetros de comparação entre as técnicas os seguintes fatores (BRITO, GALOTTO, *et al.*, 2012) (SUBUDHI e PRADHAN, 2013):

- Tipo da estratégia de controle (indireto, direto, modulação, probabilístico, etc.);
- Tipo das grandezas utilizadas no controle do sistema (tensão terminal, corrente terminal, tensão e corrente terminais, irradiância, temperatura, etc.);
- Dependência da técnica com os parâmetros do módulo fotovoltaico;
- Aplicação utilizando circuitos analógicos ou digitais;
- Custo de implementação prática;
- Nível de complexidade do desenvolvimento (simples, médio, complexo ou muito complexo);
- Nível de complexidade da implementação (simples, médio, complexo ou muito complexo);
- Tipo da aplicação (conectada à rede elétrica, isolada da rede elétrica ou ainda ambos);

As subseções a seguir apresentam o levantamento de algumas das principais técnicas de MPPT existentes na literatura, havendo breve relato de suas características básicas de funcionamento dentre outras informações pertinentes.

2.3.2.1 – Tensão de circuito aberto

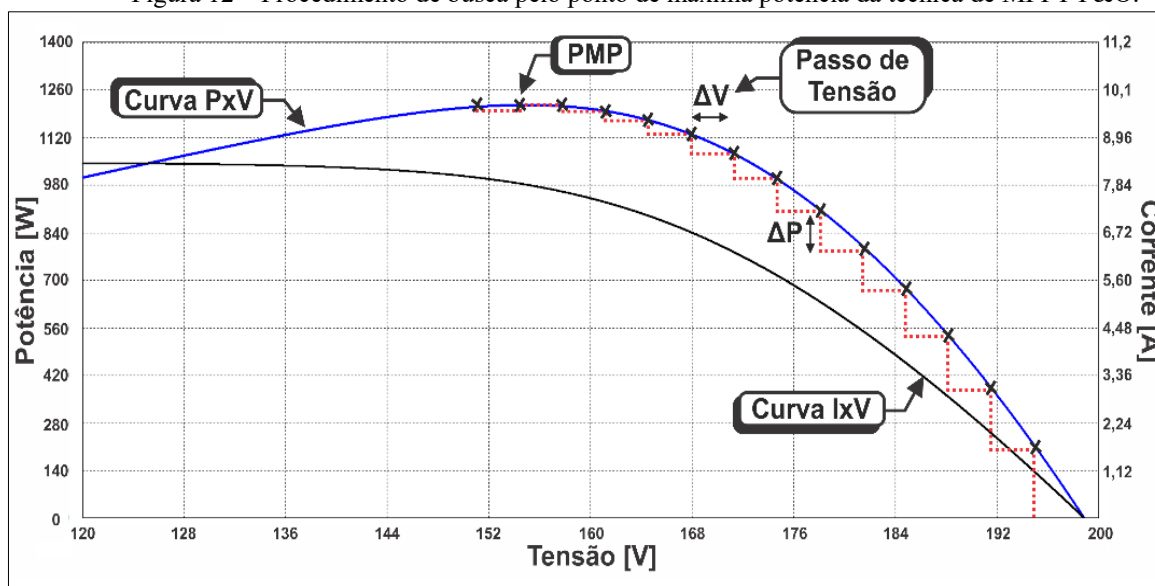
Esta simples técnica baseia-se no fato de que a tensão ótima de operação está relacionada à tensão de circuito aberto do módulo fotovoltaico (V_{OC}) por uma constante de proporcionalidade, sendo 0,7 para módulos construídos com tecnologia de filme fino e 0,8 para aqueles fabricados a partir de silício cristalino (LEITE, 2017).

Periodicamente, desconecta-se o módulo do sistema para que a tensão de circuito aberto do módulo/fileira fotovoltaica seja medida. Calcula-se, então, a nova referência de tensão para o controle do conversor empregado. Evidentemente, tal desconexão traz o grande inconveniente da interrupção da extração de potência, gerando perdas neste processo. Além disto, alterações no PMP provenientes das variações repentinas de irradiância e temperatura são corrigidas de modo lento, aumentando ainda mais as perdas desta técnica. Portanto, sua utilização se dá apenas em condições específicas e em locais com pouca variação de temperatura das células fotovoltaicas (LEITE, 2017).

2.3.2.2 – Perturbe e Observe (P&O)

São realizadas perturbações de tensão com passo fixo ΔV a fim de que o sistema permaneça nas imediações do PMP. Inicialmente, realiza-se a aferição de tensão (V_{PV}) e corrente (I_{PV}) do módulo fotovoltaico, sendo calculada a potência atual (P_{PV}). Compara-se, então, esta potência com a obtida na execução anterior da lógica e, de posse da ação tomada anteriormente (que pode ter sido o aumento ou o decremento da tensão V_{PV}), direciona-se o sentido do passo atual. Enquanto a potência P_{PV} extraída for crescente, caminha-se no mesmo sentido do passo anterior. Do contrário, o sentido do passo é invertido (LIM e HAMILL, 2000). Todo este procedimento está mostrado do modo gráfico na Figura 12.

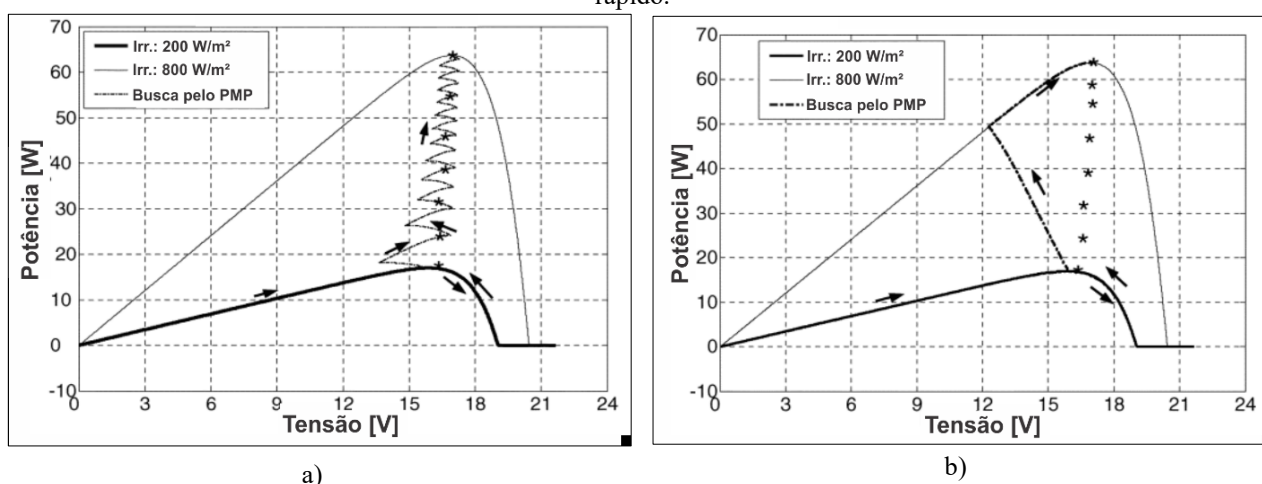
Figura 12 – Procedimento de busca pelo ponto de máxima potência da técnica de MPPT P&O.



Fonte: Dados do próprio autor.

Portanto, esta técnica conta com perturbações em torno do PMP, não sendo possível permanecer nele por duas execuções consecutivas da estratégia. Ainda como desvantagem, segundo (BRITO, GALOTTO, *et al.*, 2012) e (FEMIA, PETRONE, *et al.*, 2005), a resposta transitória para mudanças repentinas de irradiação pode não ser satisfatória, conforme revela o resultado da Figura 13. Ainda assim esta técnica é considerada um excelente método de MPPT devido à sua simplicidade e independência das características dos módulos fotovoltaicos utilizados (BRITO, GALOTTO, *et al.*, 2012).

Figura 13 – Resposta da técnica P&O ao aumento de irradiação: a) realizado de forma lenta; b) realizado de modo rápido.



Fonte: Adaptado de (FEMIA, PETRONE, *et al.*, 2005).

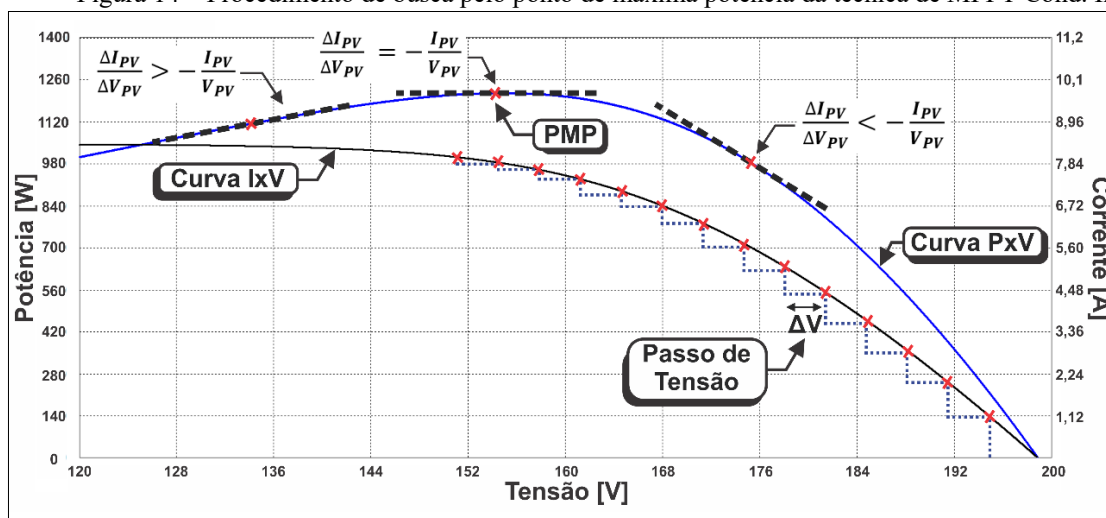
Relacionado ao seu critério de projeto, o ajuste do parâmetro de incremento/decremento de tensão deve ser realizado para permitir o equilíbrio entre a velocidade da resposta transitória e as oscilações existentes devido às perturbações na tensão V_{PV} (LIU, KANG, *et al.*, 2008) (YU, LEE, *et al.*, 2010).

Diversas modificações foram realizadas no P&O com o intuito de melhorar a qualidade da sua resposta. Uma delas parte do uso de passos de tensão variável que diminuem à medida que se aproxima do ponto ótimo de operação, resultando na elevação da eficiência (XIAO e DUNFORD, 2004) (ABDELSALAM, MASSOUD, *et al.*, 2011). Outra, chamada P&O Adaptativo e Preditivo, parte de perturbações constantes na razão cíclica de trabalho do conversor (Δd), que linearmente são reduzidas à medida que a potência extraída do módulo fotovoltaico aumenta (FEMIA, GRANOZIO, *et al.*, 2007).

2.3.2.3 – Condutância Incremental

Esta técnica clássica de MPPT se baseia no fato de que a derivada de potência em relação à tensão é nula ($dP/dV = 0$) quando é alcançado o PMP, positiva na esquerda deste ponto e negativa à sua direita, conforme indicado na Figura 14. Sendo assim, o PMP pode ser encontrado em função do incremento/decremento observado na condutância (ABDELSALAM, MASSOUD, *et al.*, 2011). Seu desempenho, assim como no caso do P&O, depende do passo ΔV de tensão utilizado (ENRIQUE, ANDÚJAR e BOHÓRQUEZ, 2010).

Figura 14 – Procedimento de busca pelo ponto de máxima potência da técnica de MPPT Cond. Inc..



Fonte: Dados do próprio autor.

Devido às imprecisões da aquisição de sinais e ruídos inerentes à implementação prática, a condição de inclinação nula praticamente nunca ocorrerá. Logo, ao chegar nas proximidades do PMP, esta técnica irá, na maioria das vezes, oscilar nas suas imediações assim como ocorre no P&O. Ainda como desvantagem cita-se que a complexidade de desenvolvimento e implementação desta técnica é um pouco mais elevada que no P&O. Como característica positiva, segundo (MASTROMAURO, LISERRE, *et al.*, 2009) a Cond. Inc. possui resposta transitória melhor que a evidenciada no P&O.

Relativo aos sensores utilizados, esta técnica necessita da aquisição da tensão e da corrente do módulo fotovoltaico, o que eleva o seu custo frente a outras técnicas que não utilizam tais sensores.

2.3.2.4 – Método Beta (β)

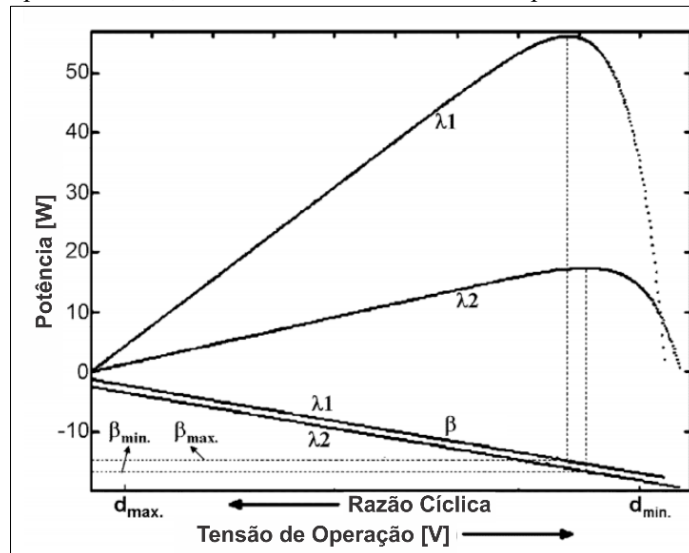
O método Beta permite a aproximação da operação até PMP por meio da utilização de uma variável intermediária β , conforme apresentado em (1) (JAIN e AGARWAL, 2004).

$$\beta = \ln\left(\frac{I_{PV}}{V_{PV}}\right) - (c \cdot V_{PV}) \quad (1)$$

Nesta equação, I_{PV} e V_{PV} são, respectivamente, a corrente e a tensão terminal do módulo fotovoltaico. A constante “c”, por sua vez, é dada por $(q/(\eta \cdot K_B \cdot T \cdot N_C))$ em que “q” é a carga do elétron, “ η ” é o fator de qualidade da junção do módulo, “ K_B ” é a constante de Boltzman, “T” é a temperatura e “ N_C ” é o número de células fotovoltaicas em série.

À medida que as condições de operação se modificam, o valor de β para operação no PMP mantém-se basicamente constante, conforme indica a Figura 15. Sendo assim, β é calculado a partir do sensoramento da tensão e corrente do módulo e inserido em um controle de malha fechada com referência constante.

Figura 15 – Variação de potência e β com a razão cíclica ($\lambda 1$ representa a irradiância normalizada de 100% e temperatura 55°C; $\lambda 2$ tem irradiância de 30% e temperatura de 30°C).



Fonte: Adaptado de (JAIN e AGARWAL, 2004).

De acordo com (JAIN e AGARWAL, 2004), esta estratégia de MPPT é adequada para ambientes com rápida modificação nas suas condições, visto a boa resposta transitória com convergência em poucas iterações. Porém, uma clara desvantagem é a necessidade de serem conhecidos os parâmetros elétricos do módulo fotovoltaico no cálculo de β .

2.3.2.5 – Correlação de Controle de *Ripple* (RCC – *Ripple Correlation Control*)

Ao conectar um módulo fotovoltaico a um conversor chaveado, ondulações (do inglês, *ripple*) de tensão e corrente tornam-se presentes. Estas ondulações, obviamente, também geram variações na

potência extraída. A técnica de Correlação de Controle de *Ripple* aproveita exatamente este efeito para alcançar o PMP, sendo ainda desnecessárias perturbações no sistema, já que estas ocorrem naturalmente devido à ação de chaveamento (ESRAM, KIMBALL, *et al.*, 2006). Ao alcançar o ponto ideal de operação, a razão entre as amplitudes de oscilação da potência com a tensão média se torna constante (BRITO, GALOTTO, *et al.*, 2012).

Esta técnica faz a correlação entre a derivada de potência no tempo (dP/dt) com a corrente (dI_{PV}/dt) ou com a tensão (dV_{PV}/dt) e, de acordo com as equações a seguir, define se o ponto atual de operação necessita de incremento/decremento de tensão ou corrente para chegar até o ideal. (SUBUDHI e PRADHAN, 2013).

$$\frac{dV_{PV}}{dt} > 0 \text{ ou } \frac{dI_{PV}}{dt} > 0 \text{ e } \frac{dP_{PV}}{dt} > 0 \rightarrow V_{PV} < V_{MP} \text{ ou } I_{PV} < I_{MP} \quad (2)$$

$$\frac{dV_{PV}}{dt} > 0 \text{ ou } \frac{dI_{PV}}{dt} > 0 \text{ e } \frac{dP_{PV}}{dt} < 0 \rightarrow V_{PV} > V_{MP} \text{ ou } I_{PV} < I_{MP} \quad (3)$$

A implementação da Correlação de Controle de *Ripple* é realizada basicamente por meio de filtros, exigindo apenas o sensoriamento de tensão ou corrente do módulo fotovoltaico, podendo serem utilizados circuitos analógicos na sua construção (HO, CHUNG e HUI, 2004).

A resposta dinâmica desta técnica é muito rápida, havendo convergência assintótica ao PMP. É possível convergir para o ponto ideal com taxa semelhante à frequência de chaveamento do conversor. Contudo, a limitação está no ganho do compensador utilizado para controle do sistema (ESRAM, KIMBALL, *et al.*, 2006).

2.3.2.6 – MPPT baseado na lógica Fuzzy

A evolução das técnicas para extração de máxima potência também pode ser notada no campo da lógica Fuzzy, dentro do segmento da Inteligência Artificial, tendo se mostrado promissora diante dos bons resultados de desempenho obtidos com rápida resposta transitória, ausência de ultrapassagem percentual e oscilações de menores amplitudes que aquelas observadas em outras técnicas (SUBUDHI e PRADHAN, 2013).

Os MPPTs baseados na lógica Fuzzy não necessitam do conhecimento prévio do modelo e características exatas do módulo fotovoltaico. A estratégia proposta por (KOTTAS, BOUTALIS e KARLIS, 2006), por exemplo, possui duas entradas e uma saída. A primeira entrada é o erro “ $e(k)$ ” que constitui o desvio do ponto ótimo no k -ésimo instante. A segunda entrada é a mudança de erro

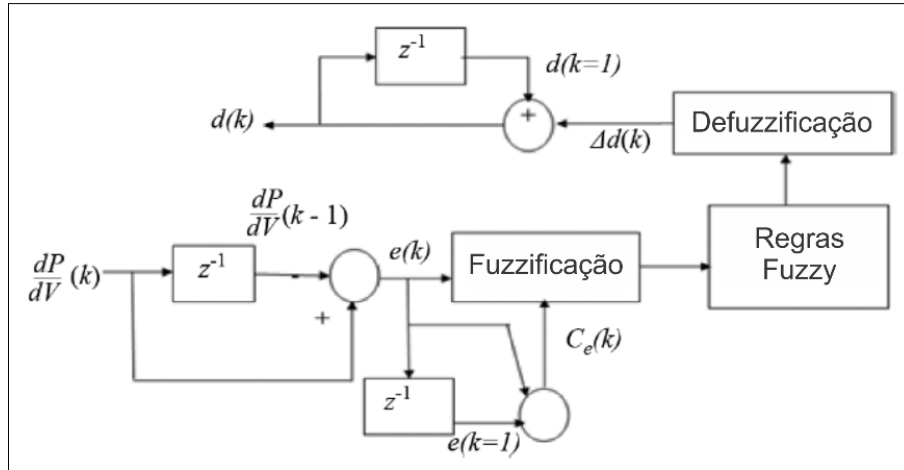
“ $Ce(k)$ ” da k -ésima amostra que expressa a direção de movimento da técnica. Por fim, a saída é a razão cíclica “ $d(k)$ ” do conversor.

As equações das duas entradas estão definidas conforme (4) e (5), respectivamente, e o digrama de blocos da estratégia está presente na Figura 16. O processo da inferência Fuzzy é realizado pelo método de Mamdani e a defuzzificação usa o centro de gravidade para obter a saída de razão cíclica de chaveamento do conversor (KOTTAS, BOUTALIS e KARLIS, 2006).

$$e(k) = \frac{dP_{PV}}{dV_{PV}}(k) - \frac{dP_{PV}}{dV_{PV}}(k-1) \quad (4)$$

$$Ce(k) = e(k) - e(k-1) \quad (5)$$

Figura 16 – Diagrama de blocos de uma estratégia de MPPT baseada na lógica Fuzzy.

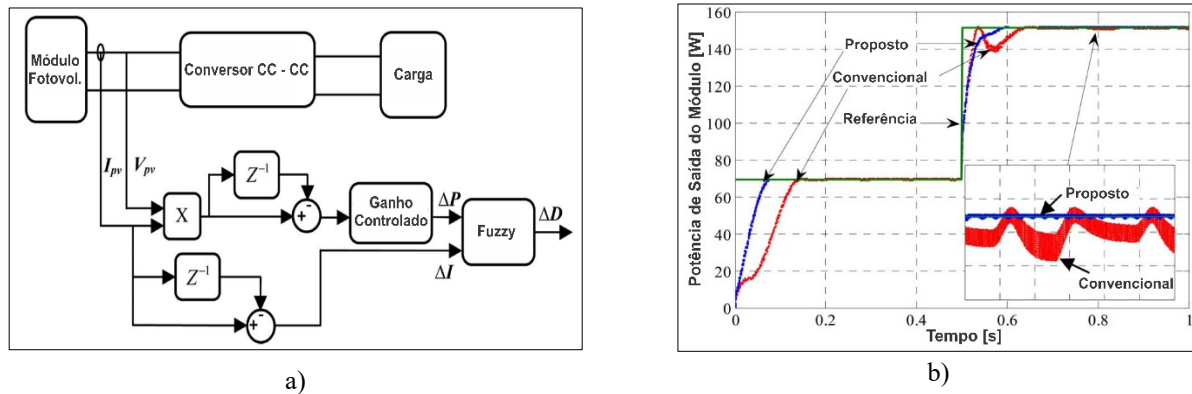


Fonte: Adaptado de (SUBUDHI e PRADHAN, 2013).

A influência da clássica técnica P&O pode ser observada ainda nas aplicações relacionadas à lógica Fuzzy. Os autores (ALAJMI, AHMED, *et al.*, 2011), por exemplo, desenvolveram sua técnica de modo a mitigar as desvantagens do P&O, melhorando a resposta dinâmica dessa técnica durante distúrbios ambientais. Utilizou-se, para tanto, 16 regras Fuzzy.

O diagrama de blocos deste estudo está mostrado na Figura 17 (a), na qual percebe-se a utilização dos sensores de tensão e corrente do módulo fotovoltaico atuando como entrada para o processo de controle do sistema proposto. A Figura 17 b), por sua vez, traz o resultado experimental comparativo obtido, evidenciando a melhoria da resposta transitória e de regime permanente obtida com o uso da técnica baseada na lógica Fuzzy.

Figura 17 – Técnica de MPPT baseada na lógica Fuzzy: a) diagrama de blocos simplificado do controle utilizado; b) Resultado experimental comparativo da técnica baseada na lógica Fuzzy e do P&O.

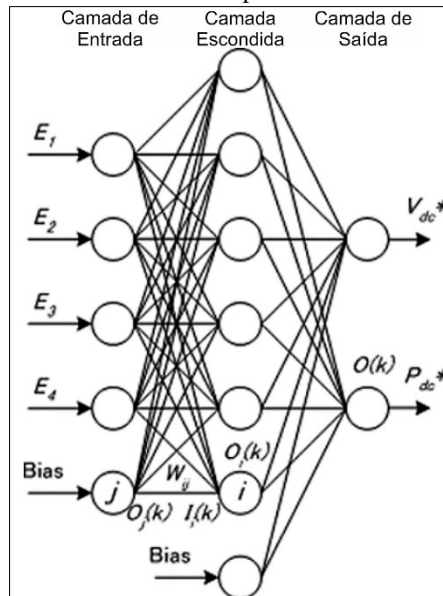


Fonte: Adaptado de (ALAJMI, AHMED, *et al.*, 2011).

2.3.2.7 – MPPT baseado em Redes Neurais Artificiais

As Redes Neurais Artificiais (RNA) operam com o modelo de “caixa preta”, no qual nenhuma informação detalhada do sistema fotovoltaico é necessária. A conexão entre as camadas de entrada e escondida da rede é obtida pelos pesos individuais “ w_{ij} ”, conforme mostrado na Figura 18 e presente do trabalho de (SYAFARUDDIN, KARATEPE e HIYAMA, 2008).

Figura 18 – Rede Neural Artificial aplicada aos sistemas fotovoltaicos.



Fonte: Adaptado de (SYAFARUDDIN, KARATEPE e HIYAMA, 2008).

As entradas da RNA podem ser parâmetros de tensão terminal, corrente terminal, irradiância, temperatura ou qualquer combinação destes. A saída é a tensão de referência ou razão cíclica de

chaveamento do conversor necessária para que o PMP seja alcançado. Uma vez realizado o treinamento da rede com dados de irradiância e temperatura das diversas situações ambientais possíveis, o sistema pode operar em tempo real extraindo a máxima potência dos módulos fotovoltaicos (MESSALTI, HARRAG e LOUKRIZ, 2015).

As características positivas mais relevantes das técnicas baseadas no princípio de RNA são: fator de rastreamento de potência excelente em regime permanente, contando ainda com boa resposta transitória. Dentre os aspectos principais de melhoria se encontram a necessidade do uso em seu controle de diversos sensores (tensão, corrente, temperatura e irradiância) bem como a sua complexidade desenvolvimento e implementação (SYAFARUDDIN, KARATEPE e HIYAMA, 2008).

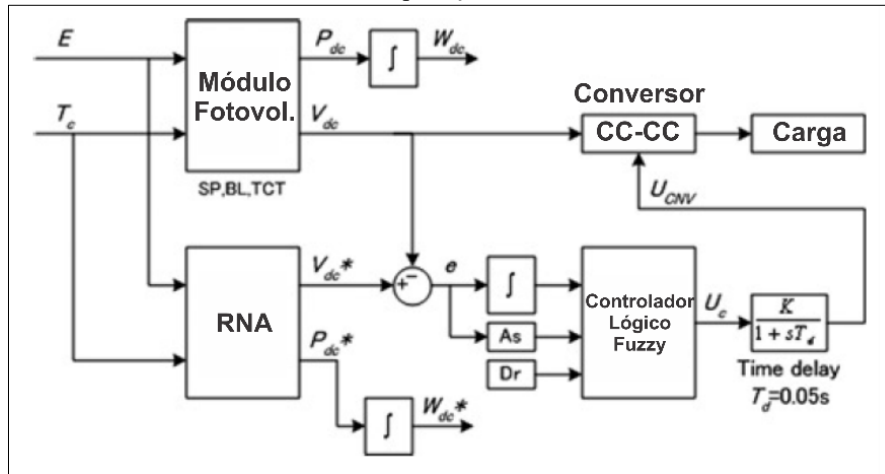
2.3.2.8 – Técnicas Híbridas de MPPT (HMPPT)

De acordo com (SUBUDHI e PRADHAN, 2013), o método híbrido de MPPT é o mais utilizado comercialmente, tendo em vista o aproveitamento das vantagens de cada estratégia. Por exemplo, visando resolver o problema do passo fixo de perturbação do P&O o estudo de (AMROUCHE, BELHAMEL e GUESSOUM, 2007) propôs um MPPT híbrido aliando o P&O com RNA, no qual o passo de perturbação da tensão é continuamente ajustado usando a RNA, sendo obtidos bons resultados em termos de rapidez e precisão.

Já no estudo publicado por (SYAFARUDDIN, KARATEPE e HIYAMA, 2008), a união se dá entre as técnicas Redes Neurais Artificiais e Lógica Fuzzy, havendo controle inclusive destinado às condições de sombreamento parcial das células fotovoltaicas. O diagrama de blocos básico da técnica proposta pelos autores está mostrado na Figura 19. Observa-se que são adquiridos sinais de diversas grandezas como irradiância, temperatura, tensão e corrente, o que, por sua vez, constitui uma das maiores desvantagens deste método de extração de máxima potência.

Em algumas aplicações híbridas, o ajuste dos pesos que constituem as conexões da RNA (assim como aquela da Figura 18) pode ser realizado por meio dos algoritmos genéticos. Estes, por sua vez, podem otimizar também as estratégias de MPPT baseadas na lógica Fuzzy (LARBES, CHEIKH, *et al.*, 2009).

Figura 19 – Técnica de MPPT híbrida baseada na aplicação de Redes Neurais Artificiais aliada à Lógica Fuzzy.



Fonte: Adaptado de (SYAFARUDDIN, KARATEPE e HIYAMA, 2008)

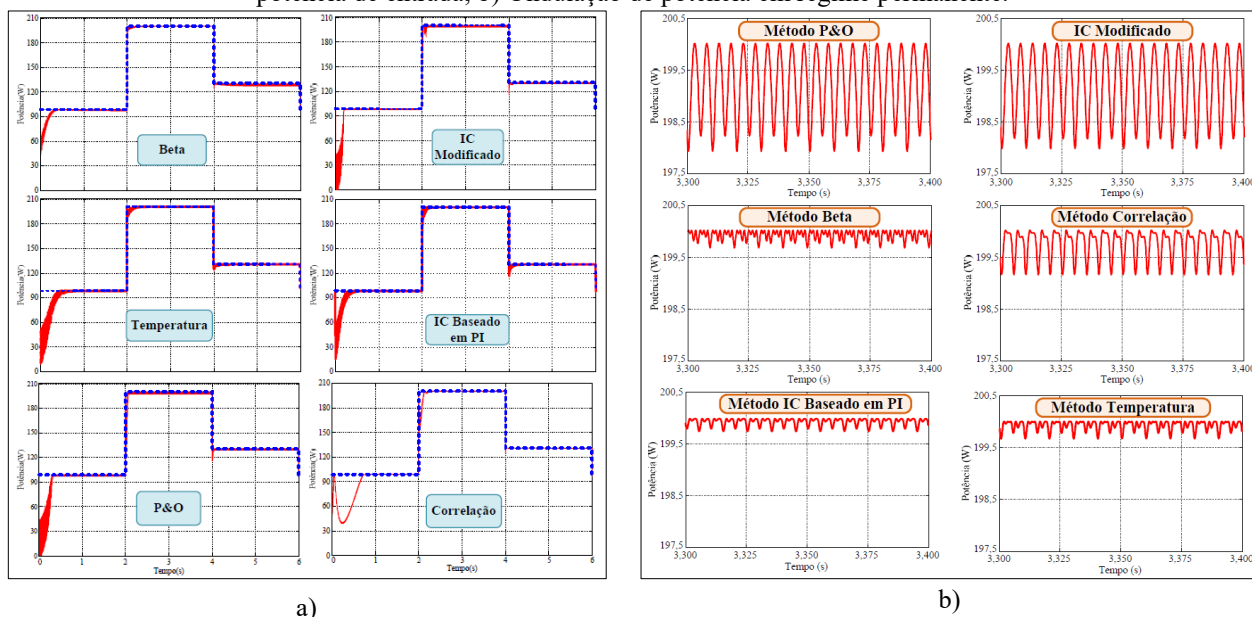
2.3.3 – Comparação das principais técnicas para extração de máxima potência em condições de irradiação solar uniforme

Tanto o trabalho de (BRITO, GALOTTO, *et al.*, 2012) quanto o de (SUBUDHI e PRADHAN, 2013) têm como objetivo principal realizar a análise comparativa de desempenho entre as principais técnicas de extração de máxima potência. Os autores do primeiro trabalho, no entanto, seguem linha mais prática, trazendo resultados de simulação e experimentais para as estratégias estudadas operando sob condições de irradiação solar uniforme.

A Figura 20 apresenta o resumo dos principais resultados obtidos por (BRITO, GALOTTO, *et al.*, 2012). Em sua parte (a), tem-se a resposta das técnicas diante da variação repentina da potência disponível no módulo fotovoltaico, ficando evidente que todas buscam de fato o PMP. Em termos de ondulação da potência extraída (responsável por perdas e redução do fator de rastreamento (FR)), analisando a Figura 20 (b) nota-se que o método Beta se apresenta com o menor *ripple*, apresentando também o maior FR (98,8%) conforme traz o resultado da Figura 21.

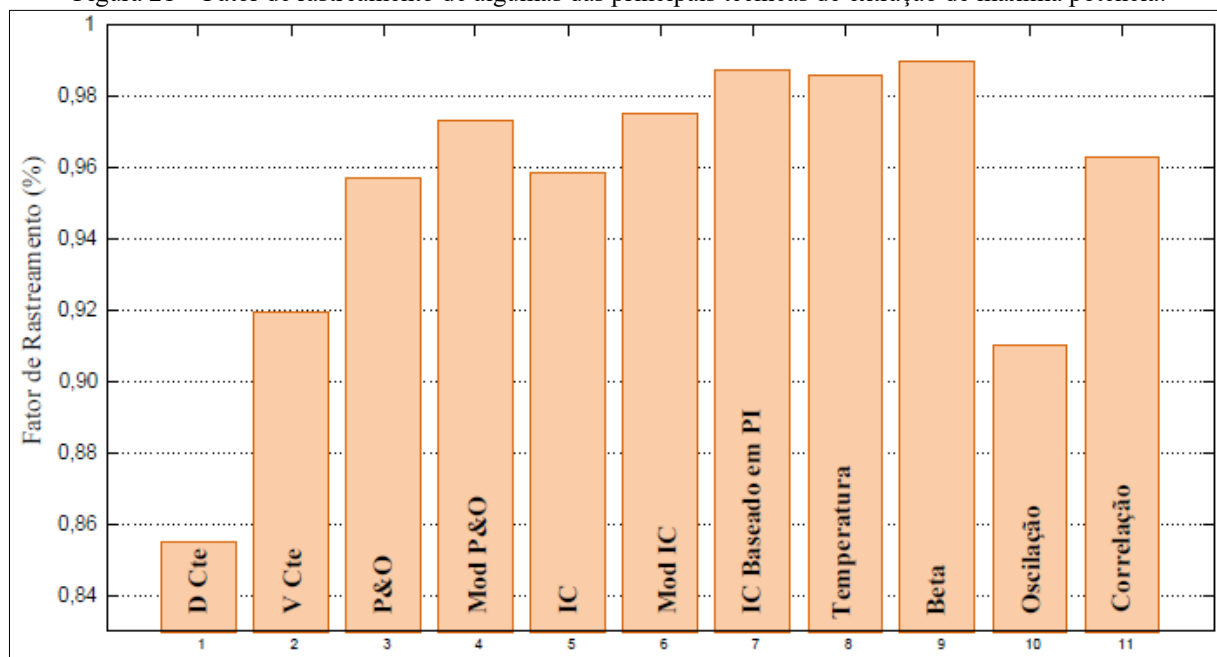
Por fim, a Tabela 1 possui dados que permitem a comparação entre diversas estratégias de MPPT. Organizados desta maneira, os métodos têm seus requisitos e particularidades definidos de modo mais claro e conciso, auxiliando na escolha do método adequado para uma aplicação específica.

Figura 20 – Comparação experimental das principais técnicas de MPPT: a) Resposta ao aumento e diminuição de potência de entrada; b) Ondulação de potência em regime permanente.



Fonte: (BRITO, GALOTTO, *et al.*, 2012).

Figura 21 – Fator de rastreamento de algumas das principais técnicas de extração de máxima potência.



Fonte: (BRITO, GALOTTO, *et al.*, 2012).

Tabela 1 – Resumo dos parâmetros de desempenho, custo e complexidade das principais técnicas de extração de máxima potência.

Técnica de MPPT	Estratégia de Controle	Depen. dos parâmetros do módulo	Fator de Rastreamento	Precisão	Custo	Complex. de desenvolvimento	Complex. de implementação	Resposta Transitória
Tensão Constante	Indireta	Sim	Ruim	Não	Barato	Muito simples	Muito simples	Péssimo
Tensão de Circuito Aberto	Indireta	Sim	Ruim	Não	Barato	Muito simples	Muito simples	Ruim
P&O	Direta	Não	Bom	Sim	Médio	Simple	Simple	Bom
Condutância Incremental	Direta	Não	Bom	Sim	Médio	Simple	Simple	Bom
Beta	Indireta	Sim	Excelente	Sim	Médio	Médio	Simple	Excelente
Correlação de <i>Ripple</i>	Direta	Não	Muito Bom	Sim	Médio	Médio	Médio	Muito bom
Fuzzy	Indireta	Não	Excelente	Sim	Caro	Complexo	Complexo	Excelente
RNA	Indireta	Não	Excelente	Sim	Caro	Complexo	Complexo	Excelente
Híbrido	Direta/Indireta	Não	Excelente	Sim	Caro	Complexo	Complexo	Excelente

Fonte: Adaptado de (BRITO, GALOTTO, *et al.*, 2012) e (SUBUDHI e PRADHAN, 2013)

De acordo com o “Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos” organizado pelo Centro de Referência para as Energias Solar e Eólica Sérgio de S. Brito (CRESESB) e também segundo (ELGENDY, ZAHAWI e ATKINSON, 2012), a técnica P&O tem sido a mais utilizada, justamente pela suas características de fácil implementação e boa resposta em regime permanente. A técnica Cond. Inc., pelos mesmos motivos do P&O, também é bastante difundida segundo (CRESESB, 2014).

Embasado nestes fatos, que se aliam à expressiva quantidade de informações presentes na literatura acerca destas duas técnicas clássicas, adotou-se as mesmas como referência comparativa ao longo do trabalho, sendo projetadas, implementadas e submetidas a diversos ensaios teóricos e experimentais. O objetivo é tê-las como base sólida de comparação, de modo a avaliar e validar a técnica proposta comparando-a, sob diversos aspectos, a estas duas técnicas consagradas na literatura.

2.3.4 – Técnicas para extração de máxima potência em condições de irradiação solar não uniforme

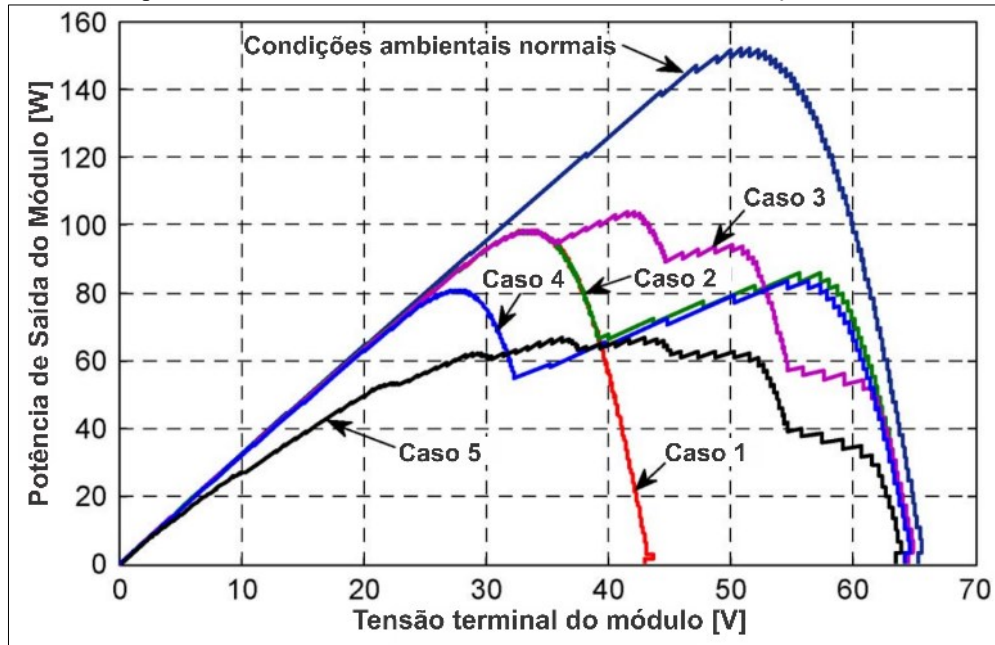
São variados e comuns os motivos que podem levar os módulos fotovoltaicos à condição de sombreamento parcial de suas células, ocasionando a operação sob irradiação solar não uniforme. Dentre os principais fatores estão: construções elevadas próximas ao local de instalação, árvores que não podem ser podadas/retiradas e acúmulo de sujeira na superfície do módulo (principalmente nos locais de difícil acesso para manutenção e limpeza).

Conforme já discutido, cada módulo constitui-se da associação em série de diversas células fotovoltaicas individuais. Caso haja incidência não uniforme de irradiância sobre uma ou várias destas células, a corrente elétrica total da associação ficará limitada pela célula com menor irradiância incidente, sendo tal efeito propagado para todos os módulos conectados em série (CRESESB, 2014).

Além da óbvia diminuição da máxima potência disponível, evidenciada na Figura 22, a potência extra gerada nas células não afetadas dissipa-se na forma de calor no próprio módulo/célula, ocasionando a formação de pontos quentes (*hotspots*) que, em casos mais graves, podem danificar o gerador fotovoltaico. Este efeito é minimizado por meio da adição de diodos de desvio (*by-pass*), fornecendo um caminho alternativo para a passagem da corrente elétrica (CRESESB, 2014).

No que se refere às técnicas de extração de máxima potência, a análise da Figura 22 deixa claro que dificuldades extras na busca pelo PMP serão observadas, já que múltiplos pontos de máxima potência poderão estar presentes na curva P-V característica. Neste contexto, muitas das técnicas apresentadas na seção 2.3.3 podem falhar no rastreamento do ponto global de máxima potência (PGMP), ficando aprisionadas em pontos falsos e imprimindo perdas na injeção de energia na rede.

Figura 22 – Curvas de potência características de módulos fotovoltaicos sob condições de sombreamento parcial.



Fonte: Adaptado de (ALAJMI, AHMED, *et al.*, 2013).

Diversos estudos dedicaram-se ao aperfeiçoamento das técnicas clássicas, tornando-as imunes aos efeitos do sombreamento parcial (INGEGNOLI e IANNOPOLLO, 2010). Já outros trabalhos, por sua vez, desenvolveram novas estratégias de rastreamento do PGMP. Algumas destas técnicas mostram-se simples, porém podem falhar em casos atípicos de sombreamento. Outras, por sua vez, são totalmente imunes, contudo utilizam diversos sensores e empregam algoritmos complexos, elevando os requisitos de processamento de sinais e também os custos. A Tabela 2 traz algumas técnicas de GMPPT organizadas em termos de complexidade e capacidade de detecção do PGMP.

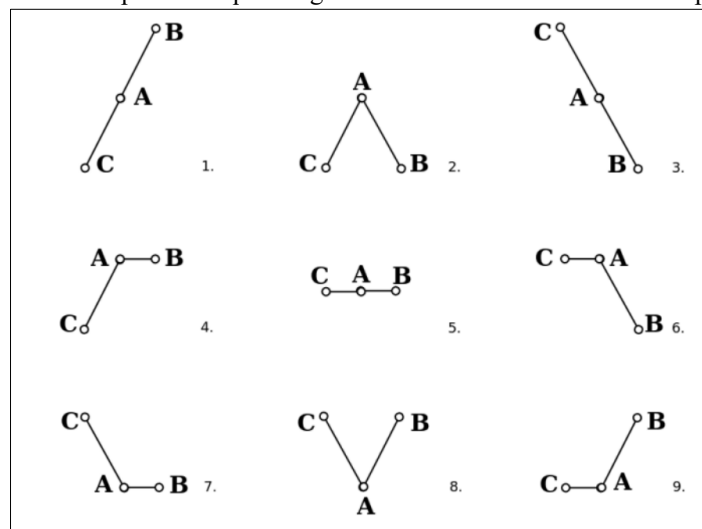
Se apresentando simples e atendendo diversos casos de irradiação solar não uniforme, a estratégia desenvolvida por (INGEGNOLI e IANNOPOLLO, 2010) é um exemplo de técnica que modifica o P&O clássico a partir da inserção de mais um ponto para realizar a comparação. Esta melhoria expande a identificação do P&O para nove estados de operação, conforme apresentado na Figura 23. As situações 7, 8 e 9 indicadas nesta figura auxiliam na melhoria da resposta transitória da técnica, sendo utilizados passos maiores ou menores de acordo com o estado em que se encontra a operação, otimizando o tempo de busca. O sensoriamento de tensão e corrente da fileira fotovoltaica ainda é necessário nesta estratégia (INGEGNOLI e IANNOPOLLO, 2010).

Tabela 2 – Algumas técnicas de extração global de máxima potência presentes na literatura e suas características principais.

Método	Complexidade de Implementação	Atuação em condições de irradiação solar não uniforme	Informações adicionais
Controlador de MPPT melhorado (KAZMI, GOTO, <i>et al.</i> , 2009)	Baixa	Detecta o PGMP em todas as condições de operação.	Ocorre perda significativa de energia durante a medição da tensão de circuito aberto e da corrente de curto circuito da fileira fotovoltaica.
P&O com comparação em três pontos (INGEGNOLI e IANNOPOLLO, 2010)	Baixa	Melhora o desempenho, mas ainda falha em algumas condições específicas de operação.	Além da comparação em três pontos, possui uma busca periódica pelo PGMP, aumentando a probabilidade de detecção.
Técnica de rastreamento do PGMP utilizando lógica Fuzzy (ALAJMI, AHMED, <i>et al.</i> , 2013)	Alta	Detecta o PGMP em todas as condições de operação.	Modifica a técnica clássica P&O com a adição de elementos baseados na lógica Fuzzy visando rastrear o PGMP.
Controlador de MPPT melhorado para sistemas fotovoltaicos (CHEN, TIAN, <i>et al.</i> , 2014)	Baixa	Detecta o PGMP em todas as condições de operação.	Técnica viável quando utilizados poucos módulos fotovoltaicos. Em sistemas de maior potência, a presença de diversos sensores eleva consideravelmente o seu custo operacional.
Algoritmo VWS (<i>Voltage Window Search</i>) (BOZTEPE, GUINJOAN, <i>et al.</i> , 2014)	Média	Falha em situações com irradiação solar não uniforme atípicas.	Técnica rápida e eficiente. Em casos totalmente atípicos, nos quais os PFMP estejam fora da faixa esperada, o algoritmo desenvolvido pode falhar.
<i>Full Scanning of Duty Ratio</i> (BAŞOĞLU e ÇAKIR, 2017)	Baixa	Detecta o PGMP em todas as condições de operação.	O valor de razão cíclica é modificado de um mínimo até o máximo em passos fixos, sendo salvos todos os valores de potência. Escaneamentos que forem desnecessários provocam perdas e diminuem a eficiência da técnica.
<i>Large Scanning of Duty Ratio</i> (BAŞOĞLU e ÇAKIR, 2017)	Média	Falha em situações com irradiação solar não uniforme atípicas.	Detecta pontos de máximo de acordo com certas regiões da curva P-V, o que aumenta a eficiência para a maioria dos casos, podendo falhar em casos atípicos.
Escaneamento da Curva P-V (OLIVEIRA JÚNIOR, PIRES, <i>et al.</i> , 2018)	Baixa	Detecta o PGMP em todas as condições de operação.	As perdas durante o processo de busca do PGMP são minimizadas pelo cálculo do ponto inicial de operação e também pelo passo variável entre as etapas do algoritmo. Utiliza estrutura de potência do tipo <i>multistring</i> visando maximizar a geração de energia.

Fonte: Adaptado de (OLIVEIRA JÚNIOR, PIRES, *et al.*, 2018).

Figura 23 – Conjunto de estados possíveis que o algoritmo de P&O modificado com 3 pontos pode apresentar.

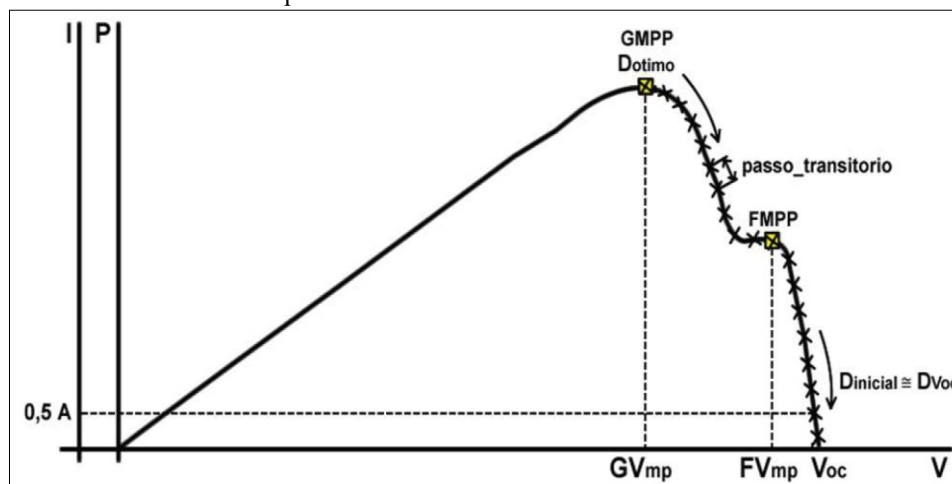


Fonte: (INGEGNOLI e IANNOPOLLO, 2010).

Dentre as estratégias presentes na Tabela 2, também destaca-se a busca pelo PGMP efetivado pelo algoritmo desenvolvido por (OLIVEIRA JÚNIOR, PIRES, *et al.*, 2018). Esta estratégia realiza o escaneamento da curva P-V em três etapas com utilização de passos variáveis de razão cíclica do conversor empregado, permitindo resposta rápida na busca pelo ponto ideal de operação.

O processo inicial consiste no aumento da tensão da fileira fotovoltaica, conforme evidenciado na Figura 24. Logo em seguida, a curva é percorrida por meio do aumento da razão cíclica do conversor CC-CC utilizado, sendo a potência calculada a cada passo dado através da aquisição das variáveis de tensão e corrente da fileira fotovoltaica.

Figura 24 – Processo inicial de busca pelo PGMP da técnica de GMPPT baseada no escaneamento da curva P-V.



Fonte: (OLIVEIRA JÚNIOR, PIRES, *et al.*, 2018).

Tal potência é, então, comparada com o maior valor já encontrado, sendo registrada somente se apresentar-se ainda maior. Ao final do processo, e já de posse da tensão e razão cíclica que

correspondem ao PGMP, a técnica volta até o ponto de operação ideal, habilitando a técnica convencional de MPPT utilizada (neste caso específico, o P&O) para atuar nas imediações do PGMP.

Diante deste cenário construído, a estratégia de GMPPT proposta surge objetivando reduzir o número de sensores necessários à operação do sistema inversor conectado à rede elétrica (*on-grid*). Para tanto, seu princípio fundamental é o mesmo da técnica clássica P&O: perturbar uma variável de entrada do controle (designada como “Tolerância”) e observar a resposta consequente na potência CA de saída, ou seja, na potência injetada na rede elétrica em um ciclo de operação (16,66 ms).

Contudo, visto que o P&O pode não atuar adequadamente em condições de irradiação solar não uniforme, torna-se necessário realizar o aperfeiçoamento da estratégia proposta de modo a permitir a identificação do PGMP nestas condições adversas. Tal aprimoramento, de modo geral, baseia-se no princípio de escaneamento da curva de potência CA de saída em função da variável utilizada nas perturbações, contando ainda com otimizações nos passos utilizados de modo a reduzir o tempo total dispendido na varredura da curva característica de potência injetada na rede elétrica.

2.4 Considerações finais do capítulo

Este capítulo apresentou aspectos relacionados ao desenvolvimento da energia solar fotovoltaica no Brasil e no mundo, revelando dados positivos para o setor e sustentando a necessidade do desenvolvimento tecnológico na área. As projeções de crescimento mundial no uso desta fonte renovável de energia revelam interesse estratégico das nações, uma vez que são integrados fatores tanto de cunho ambiental quanto econômico.

A abordagem realizada passou também pela característica da fonte fotovoltaica, da qual tornou-se evidente a necessidade da utilização de uma estratégia que mantenha a operação do módulo/fileira no seu ponto ideal de potência, mesmo diante de condições de operação que ofereçam a possibilidade de sombreamento parcial das células fotovoltaicas.

As revisões da literatura revelaram ainda o interesse da comunidade científica internacional pelo assunto, havendo aumento das publicações relacionadas ao desenvolvimento e aprimoramento de diversas estratégias de extração de máxima potência nos últimos anos.

Neste capítulo também foi tratado, de modo individual, sobre diversas técnicas de MPPT presentes na literatura, discutindo seus aspectos técnicos de desempenho e seus princípios de busca pela operação no ponto ideal de máxima potência. A análise por meio de tabela comparativa revelou que a escolha de uma técnica específica leva em consideração termos importantes como custos e

complexidade de implementação, bem como desempenho transitório e em regime permanente desejados.

A expansão do problema da extração de máxima potência foi feita quando se abordou as características do sistema fotovoltaico operando sob condições de irradiação solar não uniforme, o que, por sua vez, culmina na presença de máximos locais na curva característica do gerador fotovoltaico. Foi relatado que diversas técnicas não apresentam a capacidade de encontrar o ponto global de máxima potência, trazendo prejuízos à injeção de energia ativa na rede elétrica.

Neste sentido, algumas soluções para este problema presentes na literatura foram evidenciadas. Dentre elas, algumas mostram-se com implementação simples e pouco exigentes em termos computacionais, podendo falhar em situações atípicas de sombreamentos parciais. Já outras, mais complexas e com maior exigência de processamento de dados, garantem que o máximo global será sempre encontrado.

Por fim, cita-se a estratégia proposta como alternativa ligada à redução de custos a partir da utilização de um menor número de sensores requisitados para conexão do sistema à rede elétrica, tendo como premissas, mesmo diante de tal aprimoramento, o baixo requisito de processamento de dados e a simplicidade de implementação.

No próximo capítulo, será realizada a análise completa da estratégia de GMPPT proposta, começando pelos seus princípios, passando por todos os seus aspectos de projeto sendo comentados ainda todas as suas singularidades na busca pelo ponto ideal de operação.

CAPÍTULO 3 – ANÁLISE, PROJETO E DESENVOLVIMENTO DO MÉTODO DE EXTRAÇÃO GLOBAL DE MÁXIMA POTÊNCIA PROPOSTO E DAS TÉCNICAS DE MPPT CLÁSSICAS

3.1 Considerações iniciais

Uma vez realizado o levantamento bibliográfico acerca das estratégias de MPPT difundidas na academia e no meio comercial, tendo sido identificado ainda o aquecimento do mercado em torno da energia solar fotovoltaica, o presente capítulo traz o projeto e desenvolvimento da estratégia de GMPPT proposta.

São definidas, inicialmente, a motivação e a concepção da ideia, tornando sólida a base para continuidade do trabalho. Logo em seguida, o detalhamento dos princípios de funcionamento e o embasamento teórico são descritos, sendo ainda mencionadas todas as variáveis que estão diretamente ou indiretamente envolvidas no processo de extração de máxima potência pela técnica proposta.

A fim de elucidar a lógica de funcionamento e tornar o fluxo de informações organizado, fluxogramas de operação detalhados são apresentados e comentados. Além disto, realiza-se a estimativa do valor ideal de Tolerância em função do valor ótimo de tensão da fileira fotovoltaica.

De modo a tornar o sistema imune aos efeitos negativos provenientes das condições de irradiação solar não uniforme, apresentam-se os princípios do escaneamento da curva característica da fileira a partir da variação de Tolerância, trazendo a operação para o ponto global de máxima potência.

Por fim, tanto a técnica clássica Perturbe e Observe quanto a Condutância Incremental são projetadas buscando a combinação mais adequada entre velocidade de resposta transitória e oscilações de potência extraída em regime permanente.

3.2 Estratégia de extração de máxima potência proposta

3.2.1 – Motivação e estrutura de potência da técnica proposta

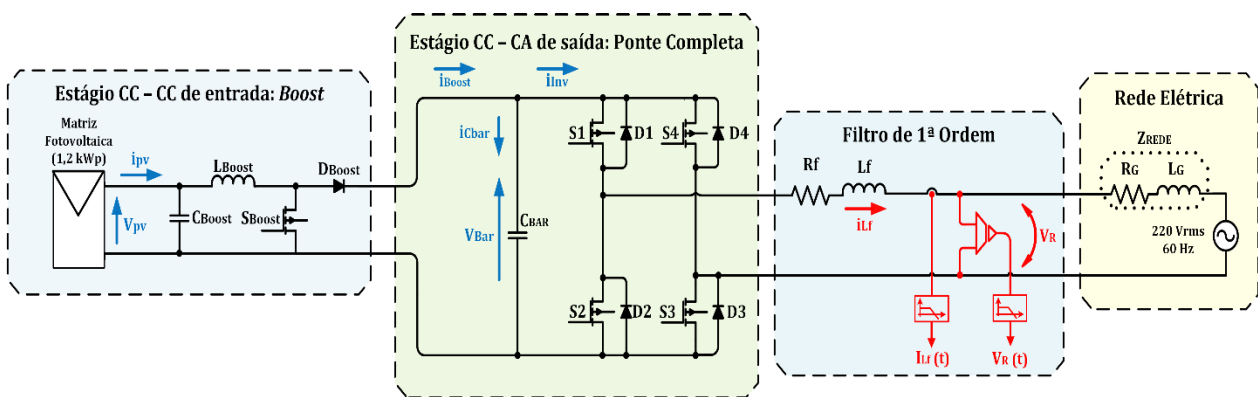
Conforme observado no capítulo anterior, têm sido desempenhados significativos esforços pela comunidade científica com a finalidade de obter-se técnicas de extração de máxima potência com elevados fatores de rastreamento, sendo os ganhos almejados muitas vezes presentes na ordem dos centésimos percentuais.

Obviamente, no longo período previsto para a operação dos sistemas fotovoltaicos, tais diferenças podem ser relevantes sob o aspecto de extração de energia. Contudo, o controle mais complexo (e, portanto, mais propenso a falhas e também de manutenção mais complexa), a necessidade de utilização de diversos sensores, bem como o requisito de microcontroladores com maior capacidade de processamento de dados (e, conseqüentemente, de custo mais elevado), são simples exemplos de cuidados que devem ser tomados para que o custo extra não supere os ganhos de geração esperados.

Mantendo tais observações em destaque, a técnica de GMPPT proposta tem como intuito promover a extração de máxima potência da fonte fotovoltaica utilizando em seu controle apenas as grandezas de tensão e corrente no ponto de acoplamento com a rede elétrica, trazendo benefício diretamente ligado à redução nos custos do sistema inversor fotovoltaico.

A Figura 25 apresenta a estrutura de potência típica de um sistema monofásico de dois estágios conectado à rede elétrica. O estágio de entrada (geralmente utilizado quando o nível de tensão da fileira fotovoltaica não é suficiente para garantir a injeção de corrente na rede) é um conversor CC – CC, sendo a topologia Boost adotada neste trabalho (maiores detalhes estão presentes no Apêndice A). Com a utilização da técnica desenvolvida, tal conversor possui função exclusiva de elevação da tensão V_{PV} da fileira fotovoltaica e, portanto, opera com razão cíclica de chaveamento fixa. A estrutura simplificada do controle da técnica proposta está mostrada na Figura 26.

Figura 25 – Estrutura de potência do sistema fotovoltaico monofásico de dois estágios conectado à rede elétrica controlado pela técnica de GMPPT proposta.

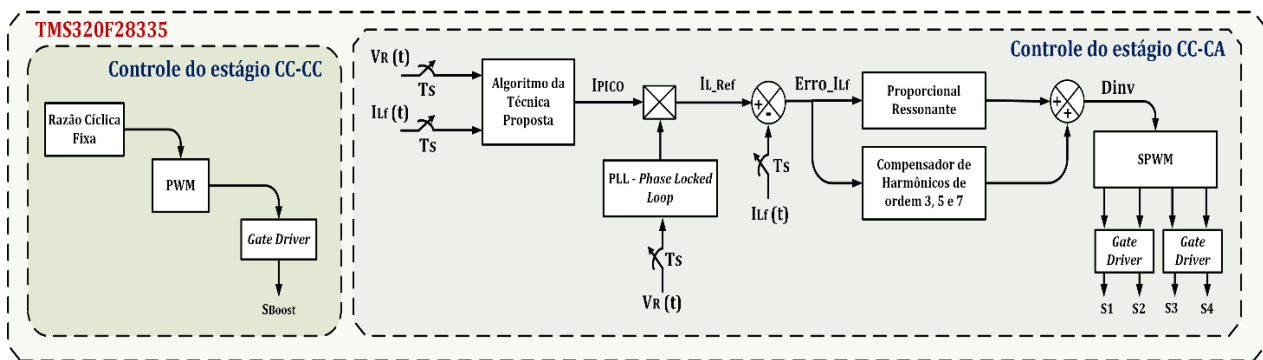


Fonte: Dados do próprio autor.

O estágio CC – CA de saída presente na Figura 25, por sua vez, consiste na clássica estrutura inversora do tipo Ponte Completa monofásica, sendo este o estágio responsável por impor a corrente de referência (advinda da estratégia de máxima potência proposta) no indutor de acoplamento L_f . Fica

evidente, ainda nesta figura, os dois sensores utilizados no controle da estratégia proposta, sendo estes posicionados no ponto de conexão com a rede elétrica de modo a realizar a aquisição das grandezas de tensão (V_R) e corrente (i_{Lf}) CA. Pela Figura 26 fica evidente que a tensão V_R será utilizada para fins de sincronismo e, juntamente com a corrente i_{Lf} , compõe a entrada para o algoritmo da técnica proposta.

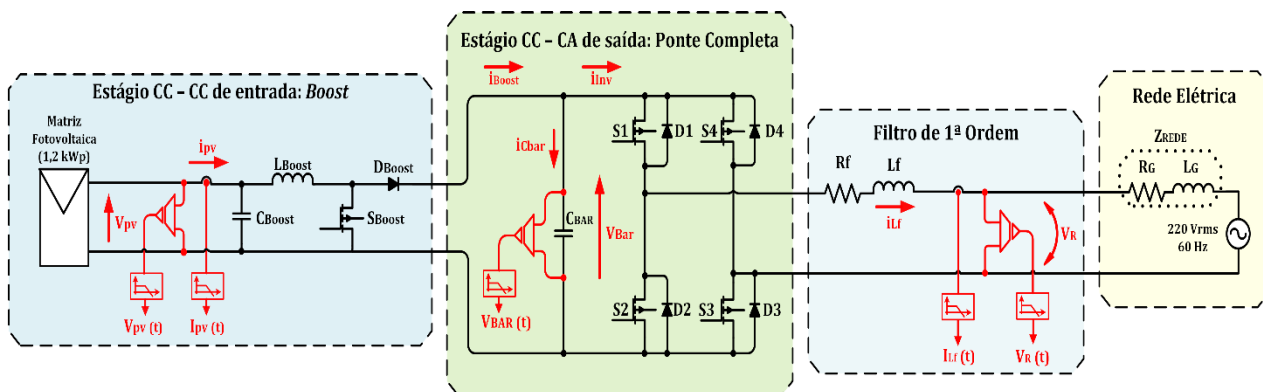
Figura 26 – Estrutura de controle simplificado do sistema fotovoltaico monofásico de dois estágios conectado à rede elétrica controlado pela técnica de GMPPT proposta.



Fonte: Dados do próprio autor.

Ao serem utilizadas as técnicas clássicas P&O ou Cond. Inc., não são realizadas modificações na topologia dos conversores de potência. Entretanto, faz-se necessário a inclusão de três sensores (a saber, tensão e corrente da fileira fotovoltaica e tensão do elo CC) além daqueles utilizados na técnica proposta para o controle da extração de máxima potência. Assim, a Figura 27 retrata a composição completa do circuito de potência quando são utilizadas as técnicas clássicas de MPPT.

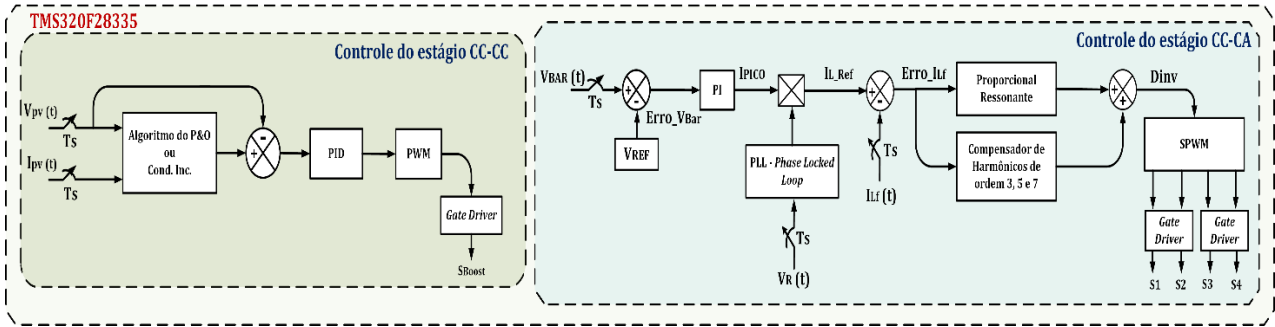
Figura 27 – Estrutura de potência do sistema fotovoltaico monofásico de dois estágios conectado à rede elétrica controlado pelas técnicas P&O e Cond. Inc..



Fonte: Dados do próprio autor.

Nesta configuração, o conversor CC – CC Boost possui a função tanto de elevar a tensão da fileira (V_{PV}) quanto de impor a tensão terminal de referência no capacitor C_{Boost} , de modo que a extração de potência seja a máxima possível. Portanto, requer-se a presença de um controlador e dos elementos sensores de tensão e corrente da fileira, garantindo a realimentação destas grandezas no controle. A Figura 28 apresenta a estrutura simplificada do controle utilizado neste caso.

Figura 28 – Estrutura de controle simplificado do sistema fotovoltaico monofásico de dois estágios conectado à rede elétrica controlado pelas técnicas P&O e Cond. Inc..



Fonte: Dados do próprio autor.

O estágio CC – CA de saída, por sua vez, além da imposição de corrente senoidal em fase com a tensão da rede elétrica, passa a controlar também a tensão V_{Bar} de acordo com a referência estabelecida por meio da inclusão da malha externa. Portanto, na estrutura do sistema operante com as técnicas clássicas de MPPT são necessários 3 sensores e 2 compensadores além daqueles presentes no controle da técnica proposta.

3.2.2 – Descrição detalhada de operação da técnica de GMPPT proposta

3.2.2.1 – Análise matemática da conservação de energia do sistema proposto

Em caráter teórico e geral, ao aplicar o princípio físico da conservação da energia estabelecido por Lavoisier ao sistema inversor fotovoltaico ideal conectado à rede elétrica, verifica-se a seguinte relação:

$$p_{entrada}(t) = p_{saída}(t) \quad (6)$$

em que:

$p_{entrada}(t)$ – Potência elétrica instantânea na entrada do inversor [W];

$p_{saída}(t)$ – Potência elétrica instantânea na saída do inversor [W];

A potência instantânea na entrada do inversor, de acordo com as variáveis indicadas na Figura 27, pode ser expressa como em (7).

$$p_{entrada}(t) = v_{Bar}(t) \cdot i_{Inv}(t) \quad (7)$$

em que:

- $v_{Bar}(t)$ – Tensão instantânea do elo CC [V];
- $i_{Inv}(t)$ – Corrente instantânea de entrada do inversor [A];

A partir dos sentidos de corrente elétrica indicados na Figura 27, fica evidente pela 1ª lei de Kirchhoff que a corrente de entrada do inversor é a subtração entre a corrente proveniente do conversor Boost (i_{Boost}) e a corrente do capacitor do elo CC (i_{CBar}). Logo, a potência instantânea de entrada fica:

$$p_{entrada}(t) = v_{Bar}(t) \cdot [i_{Boost}(t) - i_{CBar}(t)] \quad (8)$$

em que:

- $i_{Boost}(t)$ – Corrente instantânea de saída do conversor boost [A];
- $i_{CBar}(t)$ – Corrente instantânea do capacitor do elo CC [A];

Além disto, a tensão $v_{Bar}(t)$ em (8) pode ser reescrita em função da tensão instantânea da fileira de módulos fotovoltaicos $v_{PV}(t)$. Para tanto, basta utilizar a relação de ganho estático do conversor CC – CC que, especificamente neste caso, trata-se do conversor Boost. Deste modo, escreve-se (9) (RASHID, 2011). No caso de ser utilizada outra estrutura topológica para o conversor CC – CC, a sequência do detalhamento matemático descrito não é alterada, contando apenas com a alteração de (9) para o ganho estático correspondente ao conversor escolhido.

$$\frac{v_{Bar}(t)}{v_{PV}(t)} = \frac{1}{(1 - D_{Boost})} \quad (9)$$

$$v_{Bar}(t) = \frac{v_{PV}(t)}{(1 - D_{Boost})} \quad (10)$$

em que:

- $v_{PV}(t)$ – Tensão instantânea da fileira de módulos fotovoltaicos [V];
- D_{Boost} – Razão cíclica de trabalho do conversor CC – CC Boost;

Relacionado à potência instantânea CA de saída do inversor, a mesma pode ser expressa conforme apresentado em (11), sendo admitido, idealmente, fator de potência unitário. De forma prática, conforme estabelecem as normas nacionais e internacionais relacionadas e é garantido pelo controle de injeção de corrente, a operação de fato se dá com elevado fator de potência ($\cos(\theta) \cong 1$).

$$p_{saída}(t) = v_R(t) \cdot i_{Lf}(t) \cdot \cos(\theta) = v_R(t) \cdot i_{Lf}(t) \quad (11)$$

em que:

- v_R – Tensão instantânea da rede elétrica [V];
- i_{Lf} – Corrente instantânea injetada na rede elétrica [A];
- θ – Defasagem angular entre a tensão e a corrente [°];

Desenvolvendo os termos conhecidos em (11) em suas equações de onda correspondentes, obtém-se (12):

$$p_{saída}(t) = V_{RPICO} \text{sen}(\omega_g t) \cdot I_{LfPICO} \text{sen}(\omega_g t) \quad (12)$$

em que:

- V_{RPICO} – Tensão de pico da rede elétrica [A];
- I_{LfPICO} – Corrente de pico injetada na rede elétrica [A];
- ω_g – Frequência angular da rede elétrica [rad/s];

Dos conteúdos expressos de (6) a (12), chega-se até a relação (13). Tal equação revela como se dá a transferência de potência no sistema ideal proposto, sendo suas constantes D_{Boost} , V_{RPICO} e ω_g . As grandezas passíveis de modificação, por sua vez, são v_{PV} , i_{Boost} , i_{Cbar} e I_{LfPICO} .

$$\frac{v_{PV}(t)}{(1 - D_{Boost})} \cdot [i_{Boost}(t) - i_{Cbar}(t)] = V_{RPICO} \text{sen}(\omega_g t) \cdot I_{LfPICO} \text{sen}(\omega_g t) \quad (13)$$

No contexto de (13), uma vez que modifica-se a corrente I_{LfPICO} injetada na rede elétrica, o sistema deverá se adequar visando manter seu balanço de potência. Em caráter transitório, o aumento na variável I_{LfPICO} implica em aumento também da potência de saída (membro direito de (13)). Do lado de entrada (membro esquerdo de (13)), uma resposta de aumento imediato em i_{Boost} não ocorre, uma vez que o indutor do conversor Boost opõe-se à variação instantânea de corrente. Raciocínio

semelhante se aplica à tensão V_{PV} , já que o capacitor C_{Boost} não permite a variação instantânea de tensão.

Neste caso, resta apenas a diminuição da corrente i_{Cbar} , no capacitor do elo CC, como alternativa para que a igualdade de (13) se mantenha logo após o aumento estabelecido em I_{LfPICO} . Tal diminuição de i_{Cbar} , por sua vez, leva à tendência do capacitor C_{Bar} se descarregar de modo a fornecer momentaneamente a potência extra requisitada na saída. Como resultado deste processo, a tensão V_{BAR} diminui então seu valor.

Já que a tensão V_{PV} é função direta de V_{BAR} de acordo com (10), ela também decresce no tempo. Portanto, a modificação de um parâmetro de saída do circuito (I_{LfPICO}) levou à alteração do estado de outro na entrada (V_{PV}), podendo tal fato ser utilizado no controle do sistema.

Uma vez em regime permanente, um novo ponto de operação será estabelecido com tensão V_{PV} da fileira fotovoltaica menor, corrente $i_{Boost}(t)$ no conversor CC – CC maior e tanto a potência CC de entrada quanto a CA de saída maiores em relação à situação inicial. Assim, raciocínio análogo pode ser empregado para o caso de decréscimo na corrente I_{LfPICO} .

A estabilidade do sistema será mantida se a requisição de potência de saída for correspondida pela geração da fonte fotovoltaica de entrada. Como esta fonte renovável caracteriza-se como não despachável, modificações nos parâmetros ambientais de temperatura e irradiância alteram sua potência e levam à diferentes pontos de operação ideal, trazendo, consequentemente, a necessidade de alterações em I_{LfPICO} de modo que a estabilidade se mantenha e a operação se dê no ponto ideal de potência.

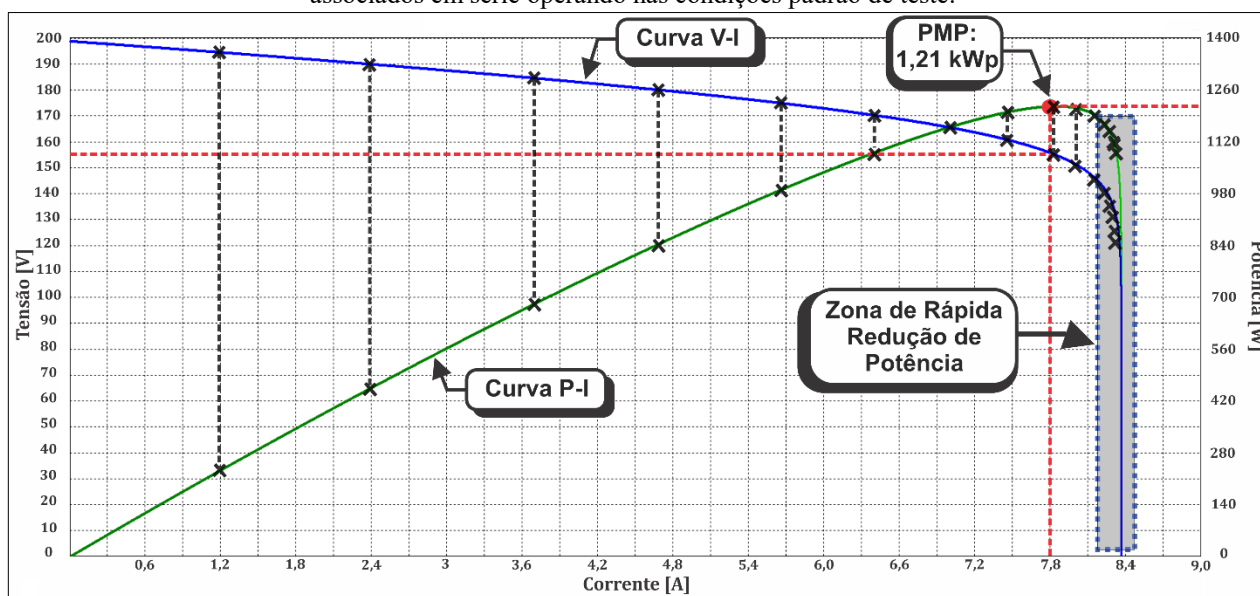
3.2.2.2 – A curva característica da fileira fotovoltaica e a Zona de Rápida Redução de Potência (ZRRP)

As equações do princípio de conservação de energia apontam que a potência CC de entrada é função da curva característica V-I da fileira de módulos fotovoltaicos. Tal fileira consiste na associação série de 9 módulos fotovoltaicos Kyocera KD135SX-UPU (KYOCERA, 2012) que, nas condições padrão de teste (CPT – 1000W/m² e 25°C), retornam potência nominal de 1215 Wp. Esta configuração será adotada como padrão ao longo da tese, sendo utilizada nos ensaios de todas as técnicas de extração de máxima potência.

As curvas V-I e P-I da associação realizada estão presentes na Figura 29 que, por sua vez, foi construída a partir da simulação dos já descritos módulos Kyocera no *software* PSIM[®]. O resumo dos

parâmetros da folha de dados do fabricante, bem como os resultados do modelo computacional equivalente, estão presentes na Tabela 3 para efeitos de comparação.

Figura 29 - Curvas V-I e P-I provenientes da simulação de 9 módulos fotovoltaicos Kyocera KD135SX-UPU associados em série operando nas condições padrão de teste.



Fonte: Dados do próprio autor.

Tabela 3 – Comparação dos dados obtidos via modelagem computacional da fileira fotovoltaica com a respectiva folha de dados do fabricante para operação nas CPT.

Origem dos dados	V_{MP} [V]	I_{MP} [A]	V_{OC} [V]	I_{CC} [A]	P_{MAX} [W]
Kyocera (KYOCERA, 2012)	159,3	7,63	198,9	8,37	1215
Modelagem Computacional	154,9	7,85	198,9	8,37	1216

Fonte: Dados do próprio autor.

Pela análise da Figura 29, nota-se o PMP em 1216 Wp, com tensão correspondente de 154,90 V e corrente de 7,85 A, conforme os dados do modelo simulado da Tabela 3. Ainda na Figura 29, estão representados possíveis pontos de operação em intervalos de 5 V, iniciando em 195 V (próximo da tensão de circuito aberto V_{OC}) e terminando em 120 V. Fica evidente que, quanto mais próximo da tensão de circuito aberto, maior é a alteração na corrente advinda do passo fixo de tensão. À medida que a tensão V_{PV} diminui e se aproxima do PMP, a variação na corrente também diminui, se aproximando de 0 A próximo da corrente de curto-circuito.

Na curva P-I da Figura 29, percebe-se elevada queda na potência extraída à medida que a corrente se aproxima do valor de curto-circuito (I_{CC}), constituindo a Zona de Rápida Redução de Potência (ZRRP) indicada. Esta significativa diminuição de potência pode ainda levar ao afundamento da tensão V_{BAR} quando esta não for controlada, como ocorre no caso da técnica proposta. Tal redução de tensão acontece quando o repentino decréscimo de potência na entrada não é acompanhado pela rápida redução na referência de corrente de pico de saída, sendo a diferença de potência nesse instante compensada pela extração de energia de C_{Bar} , o que gera o afundamento da tensão do elo CC.

Ainda no que se refere à tensão V_{BAR} , como a razão cíclica do conversor Boost é constante e não há sensores para aquisição da tensão da fileira fotovoltaica, deve-se garantir de duas formas o valor mínimo de V_{BAR} acima da tensão de pico da rede elétrica (V_{RPICO}) de modo a manter a injeção de corrente na rede elétrica: 1) associar em série um número mínimo de módulos fotovoltaicos de modo que, ao ter sua tensão V_{PV} multiplicada pelo ganho estático do conversor CC – CC, V_{BAR} se apresente maior que V_{RPICO} ; 2) garantir que a tensão ideal de operação (V_{MP}) da fileira fotovoltaica com a máxima temperatura das células no ambiente de instalação (aproximadamente 70°C no caso de Uberlândia) ainda permita V_{BAR} acima de V_{RPICO} .

3.2.2.3 – Princípios do rastreamento do ponto de máxima potência da técnica proposta

Conforme analisado anteriormente e de acordo com (13), modificando o pico de corrente injetada na rede elétrica é possível alterar o ponto de operação e, conseqüentemente, a potência extraída da fileira fotovoltaica, já que em regime permanente um novo ponto na curva V-I da Figura 29 será atingido.

Com o sensoramento de um ciclo completo de $v_R(t)$ e $i_{Lf}(t)$, torna-se possível a obtenção dos valores eficazes destas variáveis e também o cálculo da potência injetada no período correspondente. Com estes dados, e tendo o conhecimento de qual sentido (aumento ou decréscimo) deu-se a última variação na corrente de pico, toma-se a decisão de continuar na mesma direção, caso a potência injetada na rede tenha aumentado ou, caso contrário, o controle deve decidir seguir na direção oposta.

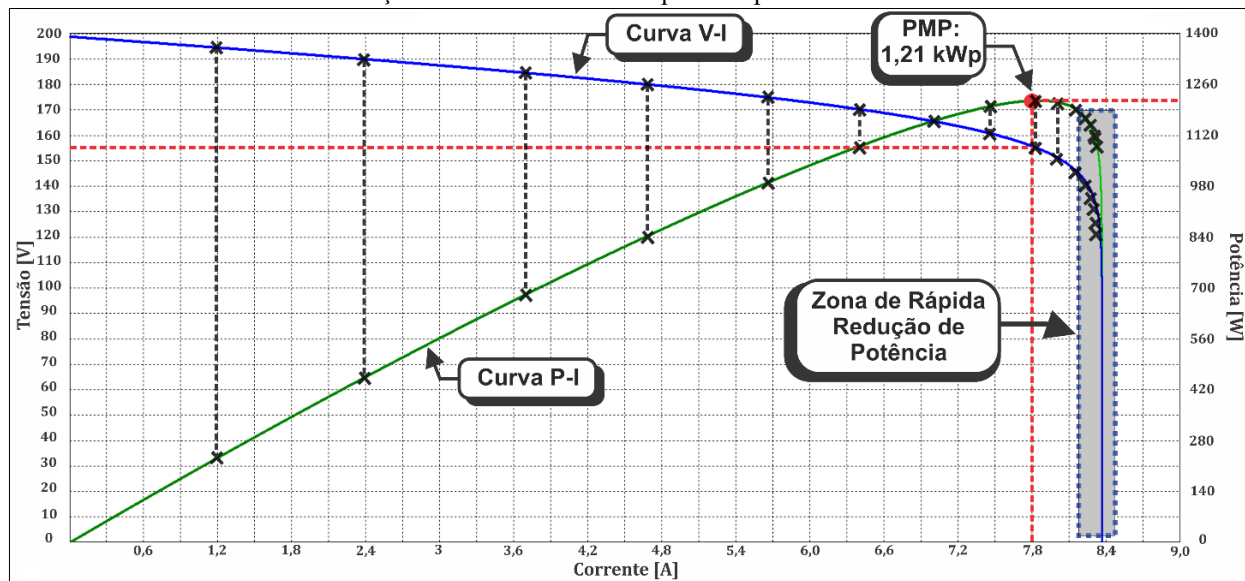
Percebe-se aqui que o método proposto está para a perturbação de corrente CA de saída assim como a técnica P&O está para a perturbação da tensão CC de entrada. De fato, houve inspiração na referida estratégia clássica, já que a mesma se apresenta simples e eficaz, tendo desvantagens básicas

ligadas principalmente à resposta transitória não satisfatória em alguns casos (BRITO, GALOTTO, *et al.*, 2012).

Tomando a Figura 30 como referência, desprezando as perdas e iniciando a operação com valor de pico de corrente CA baixo (por exemplo, $1,80 A_{pico}$ que reflete a injeção de 280 W na rede elétrica), o ponto de operação da fileira fotovoltaica estará próximo da tensão de circuito aberto (1,45 A e 193 V para o exemplo dado, revelando 280 W de entrada aproximadamente).

A partir do aumento da corrente de pico injetada em pequenos passos, as tensões do elo CC e da fileira fotovoltaica irão decrescer lentamente e tanto a potência CA, quanto a potência CC extraída, irão aumentar em decorrência deste processo. Logo, o PMP em algum momento será atingido, quando então o pico de corrente injetada for, para a curva da Figura 30 e em um sistema ideal, 7,78 A, correspondendo à tensão e corrente na fileira fotovoltaica em, respectivamente, 154,9 V e 7,85 A.

Figura 30 – Réplica da Figura 29 para conveniência de leitura, apresentando as curvas V-I e P-I provenientes da simulação da fileira fotovoltaica padrão operando nas CPT.



Fonte: Dados do próprio autor.

Como passo seguinte, a técnica continuará aumentando a referência de corrente de pico na saída, retirando a operação do ponto ótimo de operação em um processo semelhante ao que ocorre na estratégia P&O. Porém, uma vez que nessa técnica clássica há sensores posicionados na saída da fileira fotovoltaica, o produto da tensão com a corrente ($V_{PV} \times I_{PV}$) retornará um valor inferior ao anterior e tal técnica irá corrigir o sentido da decisão na próxima iteração, voltando a operação para o PMP.

No caso do método proposto, como os sensores estão posicionados somente no ponto de acoplamento com a rede elétrica e a potência requisitada é superior à máxima disponível na entrada, o capacitor C_{Bar} irá momentaneamente fornecer a potência extra demandada, o que, por sua vez, inicia a queda da tensão V_{BAR} .

Como resultado da soma da potência extraída dos módulos (P_{PV}) com aquela fornecida pelo capacitor C_{Bar} , haverá novo aumento de potência na saída em relação à situação anterior, o que leva a técnica proposta à errônea decisão de continuar aumentando $I_{L_f \text{PICO}}$.

Tal decisão traz a necessidade de maior extração de energia do elo CC, de forma que, se este processo continuar, dá-se entrada na ZRRP da Figura 30 e o afundamento da tensão V_{BAR} torna-se iminente, já que o efeito irá se agravar diante do rápido decréscimo da potência CC de entrada. Deste modo, uma vez que a tensão do elo CC se torne menor que a tensão de pico da rede elétrica, a injeção de corrente estará então comprometida.

Identificado este grave problema, diversos ensaios computacionais voltados à sua resolução foram realizados. A solução encontrada passou pela alteração da variável a ser perturbada, com a lógica deixando de perturbar diretamente o valor de pico da corrente injetada, porém ainda mantendo a ideia básica da técnica clássica P&O. Neste processo, observou-se que o erro na imposição de corrente senoidal no indutor de acoplamento relaciona-se à potência extraída do sistema fotovoltaico, construindo um caminho de conexão entre uma variável controlada presente na saída do sistema (erro de corrente eficaz) com outra da entrada (tensão da fileira fotovoltaica).

O compensador utilizado no controle da corrente CA de saída visa anular o erro entre a sua referência senoidal e o valor presente no circuito. Porém, apenas um compensador ideal com ganho teoricamente infinito seria capaz de obter tal resultado, não sendo possível sua implementação prática tanto nos sistemas analógicos quanto nos digitais (CHA, VU e KIM, 2009).

De modo prático, questões relacionadas à estabilidade e à implementação digital do controle promovem a limitação do ganho, de modo que pequenos erros podem surgir na imposição de corrente (MATTARELLI e BUSO, 2006). Soma-se a este efeito a presença de distúrbios como, por exemplo, o tempo morto de chaveamento dos interruptores, variações de frequência da rede elétrica, limitações do PWM (*Pulse Width Modulation*), dentre outros efeitos que podem gerar distorções harmônicas de baixa frequência. Neste contexto, imprecisões na amostragem dos sinais também contribuem para a formação do erro na imposição de corrente senoidal (ABEYASEKERA, JOHNSON, *et al.*, 2005).

A imposição de corrente no indutor L_f de saída depende ainda da tensão à qual ele está submetido ($V_{L_f} = L_f \cdot di_{L_f} / dt$) e, conseqüentemente, da tensão V_{BAR} presente no elo CC ($V_{L_f}(t) = V_{\text{BAR}}$

(t) - $V_R(t)$). Logo, a tensão V_{BAR} e suas imperfeições modificam a derivada de corrente no indutor, afetando também o erro residual (JAIN e AGARWAL, 2007).

A tensão do elo CC favorece a injeção de corrente à medida que se torna maior que o valor de pico de tensão da rede elétrica, o que, por sua vez, diminui o erro residual. Ressalta-se, porém, que a máxima tensão reversa dos semicondutores e a elevação das perdas de chaveamento são fatores que limitam o aumento de V_{BAR} (TEODORESCU, LISERRE e RODRIGUEZ, 2011).

O fato do pequeno erro de corrente eficaz injetada ligar-se à V_{BAR} que, conforme já analisado nas seções anteriores, tem reflexo direto na tensão V_{PV} da fileira fotovoltaica, forma um caminho de conexão entre a corrente CA de saída e a tensão V_{PV} de entrada, sendo tal conexão justificada por meio da dinâmica do sistema presente em (13).

Neste contexto, ao se estabelecer um valor “tolerável” de referência para o erro de injeção de corrente, torna-se possível aumentar ou diminuir V_{BAR} indiretamente. Para tanto, faz-se o ajuste do pico da corrente de saída de modo que o erro siga a referência estabelecida.

Desta maneira, uma referência de erro elevada (por exemplo, 55 mA como será visto mais adiante) requer tensão V_{BAR} próxima do pico de tensão da rede elétrica, o que pode ser alcançado aumentando-se I_{LFPICO} e, conseqüentemente, a potência CA injetada de acordo com (13). Analogamente, referências de erro menores (40 mA, por exemplo) exigem que a tensão do elo CC seja mais elevada para garantir a imposição com erro solicitado, o que implica a redução do pico de corrente injetada e também da potência CA de saída.

A referência do erro de imposição de corrente foi chamada de “Tolerância”. Esta variável está ligada ao erro máximo admissível entre a corrente *eficaz* de referência e a corrente *eficaz* de fato injetada na rede elétrica. A diferença entre estas duas correntes foi nomeada “Delta_{RMS}”, sendo calculada através de (14).

$$Delta_{RMS} = I_{rmsREF} - I_{rmsLf} \quad (14)$$

em que:

- $Delta_{RMS}$ - Erro de corrente eficaz [A];
- I_{rmsREF} - Corrente eficaz de referência [A];
- I_{rmsLf} - Corrente eficaz injetada na rede [A];

A modificação da Tolerância, seguida da análise do impacto gerado na potência CA de saída, leva a operação do sistema fotovoltaico até o ponto ideal em condições de irradiação solar uniforme. Para tanto, procede-se de modo análogo à perturbação da tensão na técnica P&O.

Em cada ciclo de perturbação verifica-se a diferença da potência CA injetada em relação ao ciclo anterior e, tendo armazenado o sentido do passo de Tolerância (aumento/decremento), toma-se a decisão de seguir no mesmo sentido ou modificá-lo, sempre buscando seguir em direção ao aumento da potência de saída.

Para o controle do pico da corrente CA (I_{LfPICO}), o valor de Δ_{RMS} é comparado com o de Tolerância. Caso a diferença seja positiva ($\Delta_{RMS} > \text{Tolerância}$) o erro residual calculado está acima da sua referência e, nesta situação, o valor de I_{LfPICO} deve ser reduzido em um passo. Do contrário, ou seja, Δ_{RMS} menor que a Tolerância, a operação possui erro inferior à sua referência e o pico de corrente CA deve ser incrementado de modo a reduzir V_{BAR} .

Ao modificar a variável de perturbação, a técnica proposta passa a ter a Tolerância como fator de tomada de decisão para o aumento ou decremento da corrente injetada na rede. Assim, a operação pode iniciar com valores de Tolerância baixos, implicando operação próxima de V_{OC} , já que a tensão do elo CC ficará elevada de modo a impor o baixo erro de injeção. As perturbações de Tolerância são então realizadas e a potência CA de saída verificada, ocorrendo todo este processo em baixas frequências (assim como as perturbações de tensão das técnicas clássicas). Já a comparação de Δ_{RMS} com a Tolerância é realizada em 60 Hz, ao final de cada ciclo da tensão da rede elétrica, visto ser esta a frequência necessária para a obtenção dos valores eficazes de corrente (1 ciclo completo).

À medida que a potência CA de saída aumenta com o incremento da Tolerância, as perturbações continuam no mesmo sentido e as tensões V_{BAR} e V_{PV} diminuem, chegando até a operação no ponto em que a potência CC é máxima. Assim como ocorre na estratégia P&O, na próxima iteração um novo incremento de Tolerância será realizado, o que, por sua vez, retira a operação do PMP ao permitir que a tensão V_{PV} diminua abaixo do valor ideal.

Exatamente neste ponto mostra-se a funcionalidade da perturbação da Tolerância, ao contrário da perturbação da corrente de pico. Com a queda da tensão V_{BAR} não correspondida pelo aumento da potência CC de entrada, maiores dificuldades para o sistema manter o erro de injeção seguindo a referência estabelecida são encontradas, de modo que Δ_{RMS} torna-se maior que a Tolerância. Assim, tanto o pico de corrente quanto a potência CA são reduzidos pela lógica criada. Tal

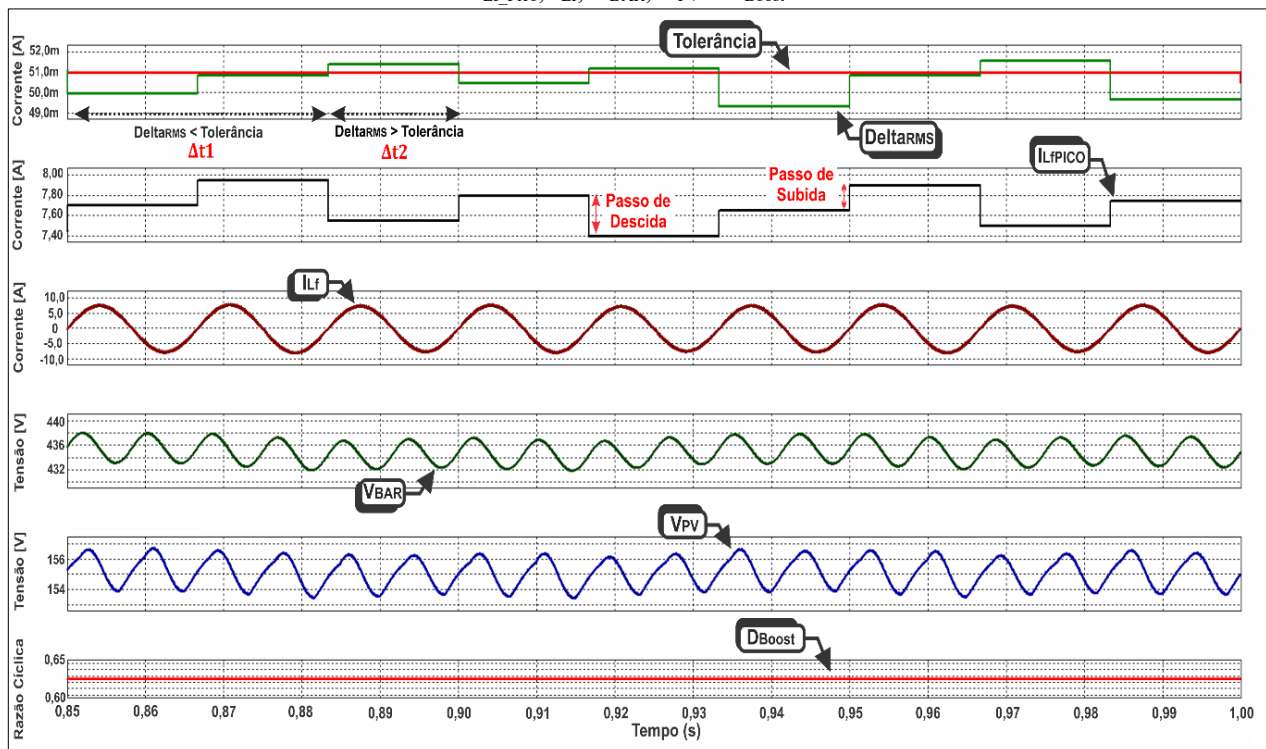
comportamento de redução evita a extração de quantidade excessiva de energia de C_{Bar} , impedindo que a operação adentre à ZRRP e que ocorra o afundamento da tensão V_{BAR} .

Por fim, no ciclo de perturbação seguinte, identifica-se a queda na potência CA ocorrida no ciclo anterior. A lógica reage, então, invertendo o sentido de perturbação da Tolerância, diminuindo-a afim de seguir de volta ao PMP. Deste ponto em diante, e já em regime permanente, o sistema opera nas imediações do ponto ótimo de acordo com as perturbações de Tolerância efetuadas.

3.2.2.4 – Comportamento gráfico e análise quantitativa das variáveis da técnica proposta

Visando elucidar a estratégia de GMPPT proposta, a Figura 31 apresenta de modo gráfico algumas de suas principais variáveis ao longo de 150 ms. Os gráficos foram obtidos a partir da simulação do sistema operando nas condições padrão de teste.

Figura 31 – Comportamento no tempo das principais variáveis da técnica de GMPPT proposta: Tolerância, ΔI_{RMS} , I_{Lf_Pico} , I_{Lf} , V_{BAR} , V_{PV} e D_{Boost} .



Fonte: Dados do próprio autor.

Como análise inicial, nota-se na Figura 31 a razão cíclica de trabalho do conversor Boost (D_{Boost}) fixa em 0,65 (atendendo aos critérios descritos no fim da seção 3.2.2.2), injeção de corrente com característica senoidal na rede elétrica (I_{Lf}) e tensão estável no elo CC (V_{BAR}). Além disto, a

tensão média da fileira fotovoltaica é de 154,8 V e, portanto, está próxima do valor correspondente ao ponto ideal de operação (154,9 V).

Na janela de tempo presente na Figura 31 não houve perturbação na Tolerância, ficando seu valor em 51,0 mA. A cada ciclo completo da tensão da rede elétrica, que é também um ciclo completo da corrente injetada com fator de potência unitário, visualiza-se a modificação no valor da corrente de pico de referência (I_{LF_PICO}) de acordo com a comparação entre ΔI_{RMS} e Tolerância.

Enquanto ΔI_{RMS} for menor que a Tolerância (período Δt_1 na Figura 31), i_{LF_PICO} é incrementada em um passo de subida. Caso ocorra a situação em que ΔI_{RMS} é maior que a Tolerância (período Δt_2 na Figura 31), i_{LF_PICO} é reduzida em um passo de decréscimo.

Nota-se, pela Figura 31, que o valor do passo escolhido para incremento da corrente de pico é menor que o de decréscimo. Isto se deve ao fato de que, por pelo menos um ciclo completo da corrente (16,66 ms), ΔI_{RMS} tornou-se maior que a sua referência, levando o sistema à extração de energia do capacitor C_{BAR} , o que diminui levemente a tensão V_{BAR} . Logo, o passo de decréscimo de I_{LF_PICO} maior retorna o ponto de operação para um valor de potência CA menor que o máximo encontrado, o que, por sua vez, permite que o elo CC armazene momentaneamente o pequeno excedente de energia e recupere sua tensão.

Outro benefício decorrente desta atitude relaciona-se à melhoria da resposta transitória diante de rápidos decréscimos de irradiância, já que permite a diminuição rápida da corrente de pico injetada. Portanto, o ajuste tanto do passo de incremento quanto de decréscimo de I_{LF_PICO} está relacionado à velocidade da resposta transitória, bem como às oscilações de potência em regime permanente. Valores de passos mais elevados permitem resposta mais rápida às perturbações de irradiância e temperatura. Contudo, ao mesmo tempo implicam maiores oscilações na potência CC extraída e, consequentemente, reduzem o FR médio da estratégia de GMPPT.

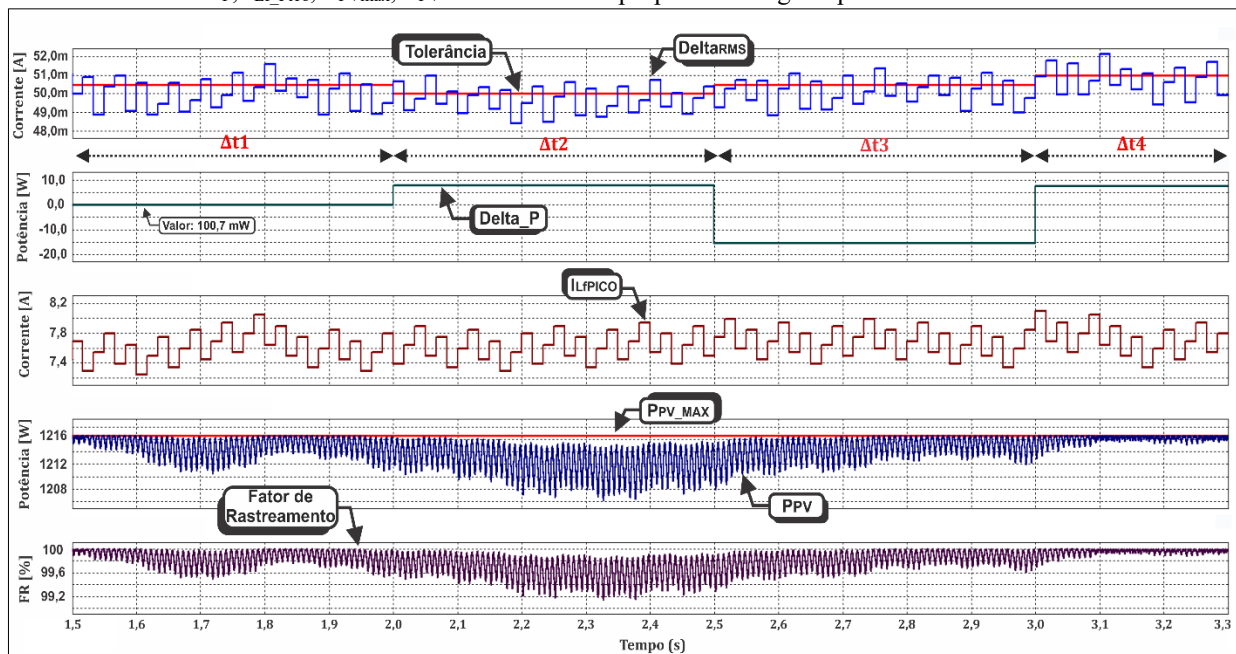
A Figura 32 apresenta variáveis da técnica proposta operando em regime permanente para um período de operação de 1,8 segundos e, portanto, maior que aquele da Figura 31. As condições de irradiação e temperatura, no entanto, continuam 1000 W/m² e 25°C, conforme as CPT.

Na Figura 32 ficam evidentes as perturbações de Tolerância realizadas com frequência de 2 Hz em passos de $\pm 0,5$ mA (aproximadamente 1% do valor ideal de Tolerância para as condições descritas). As alterações do valor do pico de corrente injetada (I_{LF_PICO}) também ficam claras, tendo frequência de 60 Hz, passo de incremento em 250 mA e de decréscimo em 400 mA. Estes valores de passos foram ajustados com vistas no equilíbrio entre a velocidade da resposta transitória

(principalmente diante do aumento/decremento de irradiância) e amplitude das oscilações de potência em regime permanente.

Antes da primeira perturbação de Tolerância na Figura 32, a técnica extrai cerca de 1214 W com FR de 99,83% e 50,5 mA como referência para o erro eficaz de corrente injetada (ΔI_{L_PICO}). Ao final do período Δt_1 de perturbação (tempo de 2,0 segundos na referida figura), a estratégia de GMPPT proposta calcula a diferença entre a máxima potência observada no ciclo que acabou de se encerrar e o maior valor observado no ciclo anterior, revelando que houve aumento de 7,8 W de acordo com o valor da variável ΔP .

Figura 32 – Comportamento no tempo das principais variáveis da técnica de MPPT proposta: Tolerância, ΔI_{L_PICO} , ΔP , I_{L_PICO} , P_{PV_MAX} , P_{PV} e FR da técnica proposta em regime permanente e nas CPT.



Fonte: Dados do próprio autor.

Portanto, a perturbação de Tolerância deve continuar no mesmo sentido do último passo dado, a fim de seguir aumentando a injeção de potência CA na rede. Apesar de não estar presente na Figura 32, é possível concluir que o último passo de Tolerância deu-se no sentido de decréscimo, já que no passo atual (final de Δt_1) a técnica decrementa 0,5 mA nessa variável, trazendo-a para 50,0 mA.

Esta ação de redução na Tolerância modifica o seu nível comparativo com ΔI_{L_PICO} , sendo que agora o passo de diminuição de I_{L_PICO} será disparado em valores menores de ΔI_{L_PICO} . Logo, o sistema atua na busca de extrair mais potência do sistema fotovoltaico a partir da elevação da tensão V_{BAR} e, conseqüentemente, da tensão da fileira fotovoltaica (V_{PV}).

Após 0,5 segundo de operação nesta condição, a perturbação realizada no final do período Δt_1 mostra-se ineficiente, sendo observado decréscimo de 15,4 W na potência CA injetada ao final do período Δt_2 da Figura 32, conforme valor correspondente da variável Delta_P. A análise do fator de rastreamento durante este período também revela que houve pequeno decréscimo em seu valor médio, corroborando-se com a redução da potência CC extraída.

Diante desta situação, a conclusão lógica da estratégia proposta é que deve ser realizada a perturbação da Tolerância no sentido contrário ao daquele realizado no final de Δt_1 , havendo, então, aumento de 0,5 mA na Tolerância que, por sua vez, retorna para o nível de 50,5 mA e inicia o período Δt_3 da Figura 32.

Por fim, decorridos mais 500 ms chega-se até o final de Δt_3 , no qual Delta_P é calculado em 7,6 W, evidenciando que o sentido de perturbação adotado segue em direção ao aumento da potência CA de saída e da potência CC de entrada. Portanto, a técnica deflagra novo aumento na Tolerância, que passa a ser de 51,0 mA no período Δt_4 . O processo de perturbação prossegue deste modo e, assim como na técnica P&O, o sistema oscila nas imediações do PMP, mantendo o fator de rastreamento de potência elevado.

O ajuste do valor de passo da Tolerância, assim como nos passos da corrente de pico, deve ser realizado de modo a se obter o equilíbrio desejado entre a velocidade de convergência para o PMP e as oscilações em regime permanente da técnica. Como a Tolerância altera de forma significativa a tensão da fileira fotovoltaica, o valor de seu passo está ligado principalmente à superação dos transitórios de temperatura das células fotovoltaicas que, de modo prático, ocorrem de forma lenta e gradual.

Passos de Tolerância elevados ($\geq 1,0$ mA) tornam a busca pelo PMP também mais rápida, sendo o ônus gerado sob a forma de maiores oscilações de potência CC em regime permanente. Caso se opte por valores pequenos ($\leq 0,5$ mA), a técnica contará com resposta transitória mais lenta quando a tensão ideal de operação se modificar significativamente, porém haverá melhor resposta de extração de máxima potência em regime permanente com maior FR.

3.2.2.5 – Perfil de variação da Tolerância ao longo do dia

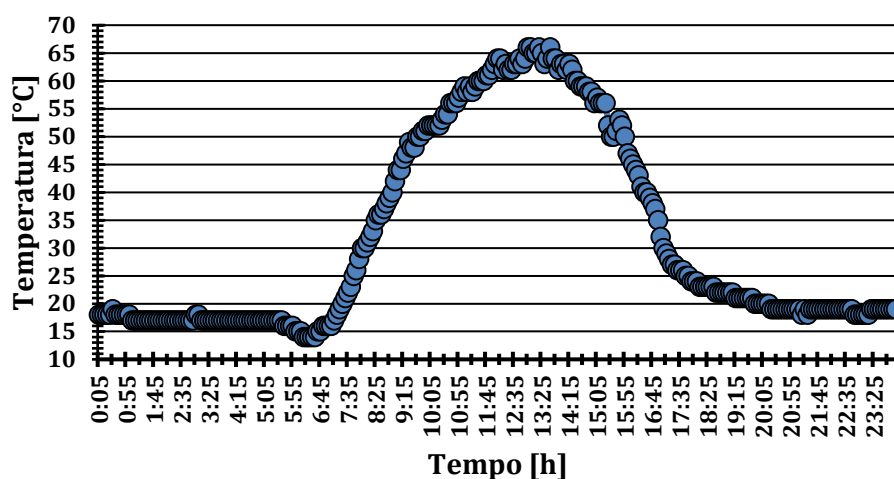
Em um dia tipicamente ensolarado, tanto a temperatura ambiente quanto a irradiação seguem o padrão de uma curva gaussiana, conforme presente na Figura 33. Tal figura apresenta a variação de temperatura de uma célula fotovoltaica em um dia típico, ensolarado, no mês de Maio em Uberlândia-

MG. Os dados que a compõe foram colhidos por meio da estação solarimétrica presente no laboratório de pesquisa. O pico de temperatura é de 66 °C, ocorrido às 13:20 horas.

Conforme já relatado, o efeito térmico conecta-se de modo mais relevante às modificações da tensão V_{PV} dos módulos fotovoltaicos. Uma vez que a variável Tolerância também está ligada às alterações desta tensão, influi-se que a temperatura irá influenciar de modo significativo o valor da Tolerância ideal do sistema. Já a irradiância, por sua vez, traz poucas modificações em V_{PV} e, portanto, o valor de Tolerância não se altera significativamente diante da sua variação.

Logo, espera-se que o perfil de variação da Tolerância ao longo de um dia ensolarado típico seja idêntico aquele da curva da Figura 33, com seu valor máximo ocorrendo no mesmo horário e, logo em seguida, iniciando sua diminuição gradual à medida que o sol se põe e a temperatura das células fotovoltaicas diminui.

Figura 33 – Perfil de variação da temperatura das células fotovoltaicas em um dia ensolarado típico (10/05/2017) em Uberlândia – MG.



Fonte: Dados do próprio autor.

Já em dias nublados, ou com muitas nuvens esparsas, a característica de variação da temperatura será diferente daquela presente na Figura 33, sendo menos previsível neste caso. Ainda assim, a curva de Tolerância nestes dias terá comportamento seguindo tal característica, sempre visando manter o sistema operando no ponto ótimo de potência.

3.2.3 – Fluxogramas da técnica de extração de máxima potência proposta

O fluxograma da rotina de comando principal da técnica proposta está evidenciado na Figura 34. Três sub-rotinas são acionadas durante a execução desta lógica: a primeira, no bloco {6}, visa a

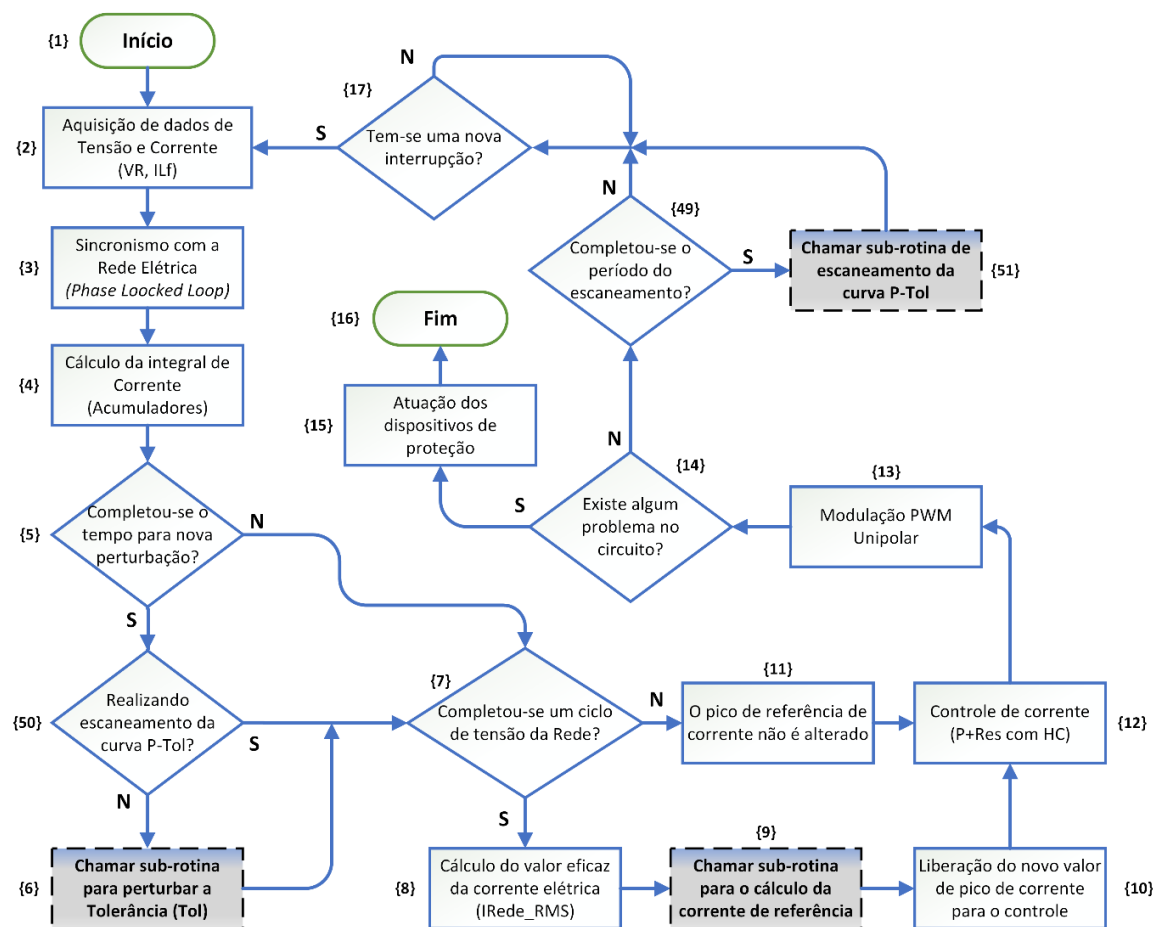
perturbação da Tolerância, sendo apresentada na Figura 35; a segunda, no bloco {9}, executa a alteração do valor de pico de corrente de referência (I_{Lf_PICO}), sendo mostrada na Figura 36; a terceira, presente no bloco {51} aciona a lógica para identificação do ponto global de máxima potência. Algumas funções do fluxograma, como o PLL e a modulação PWM, estão apresentadas no Apêndice A. Já as funções de extração global de máxima potência serão tratadas na seção 3.2.4.

Destaca-se a função dos blocos {37} e {38} na sub-rotina de variação da corrente de pico (Figura 36). Verifica-se, neste ponto, se a diferença entre Δ_{RMS} e Tolerância (“Erro_Delta_Tol”) está, respectivamente, acima ou abaixo de 10 vezes o seu valor em condições normais de operação ($\pm 0,8$ mA), realizando a análise das condições de modificação da irradiância. O primeiro caso indica que houve rápida e elevada redução na potência CC de entrada, trazendo riscos da operação adentrar à ZRRP. Logo, o bloco {37} direciona a lógica para a alteração do valor do passo de decremento de I_{Lf_PICO} , aumentando-o. Deste modo, cada passo de decremento da corrente reduz rapidamente a potência injetada na rede, eliminando o risco de afundamento da tensão do elo CC.

O motivo pelo qual “Erro_Delta_Tol” aumenta consideravelmente durante a queda abrupta da potência CC está ligado ao fato de que a tensão V_{BAR} tende a afundar nesta situação, já que a injeção de potência CA passa a ser superior à extração de potência CC da fileira fotovoltaica. Assim, Δ_{RMS} aumenta seu valor rapidamente diante da maior dificuldade do controle de corrente em impor a referência senoidal requisitada. Como consequência, o valor de “Erro_Delta_Tol” torna-se elevado e positivo.

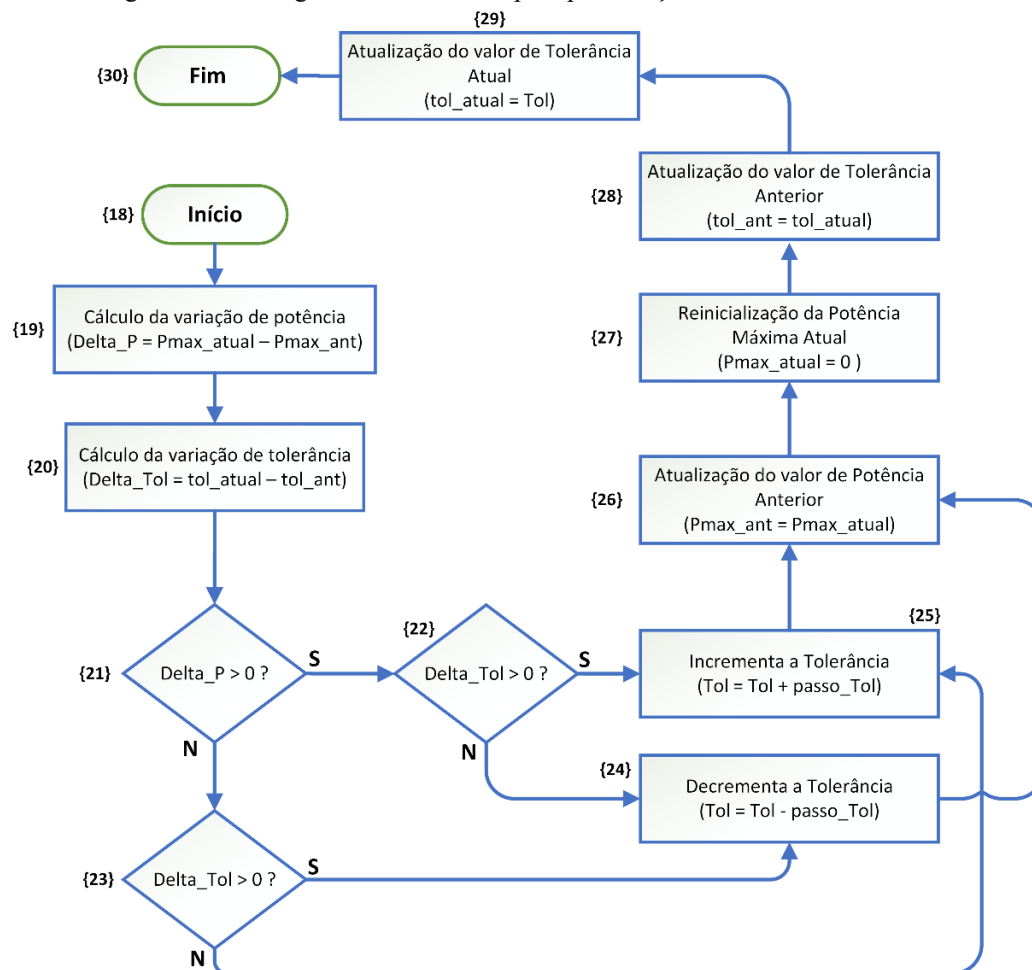
De modo análogo, porém em situação oposta à anterior, o bloco {38} na Figura 36 auxilia a resposta transitória diante do aumento repentino da irradiância solar. Quando a potência CC de entrada se eleva rapidamente, a quantidade de energia extra proveniente da fileira fotovoltaica promove a rápida elevação da tensão V_{BAR} . Tal fato implica a diminuição de Δ_{RMS} que, por sua vez, torna-se consideravelmente menor que a Tolerância. Neste caso, “Erro_Delta_Tol” torna-se um valor elevado e negativo. Portanto, o bloco {38} desvia a lógica visando alterar o passo de incremento da corrente de pico (I_{Lf_PICO}). Deste modo, a potência CA de saída irá aumentar rapidamente e, como consequência, irá ocorrer a diminuição da tensão do elo CC com consequente retorno da operação para o ponto ideal.

Figura 34 – Fluxograma da rotina de comando principal da técnica de GMPPT proposta.



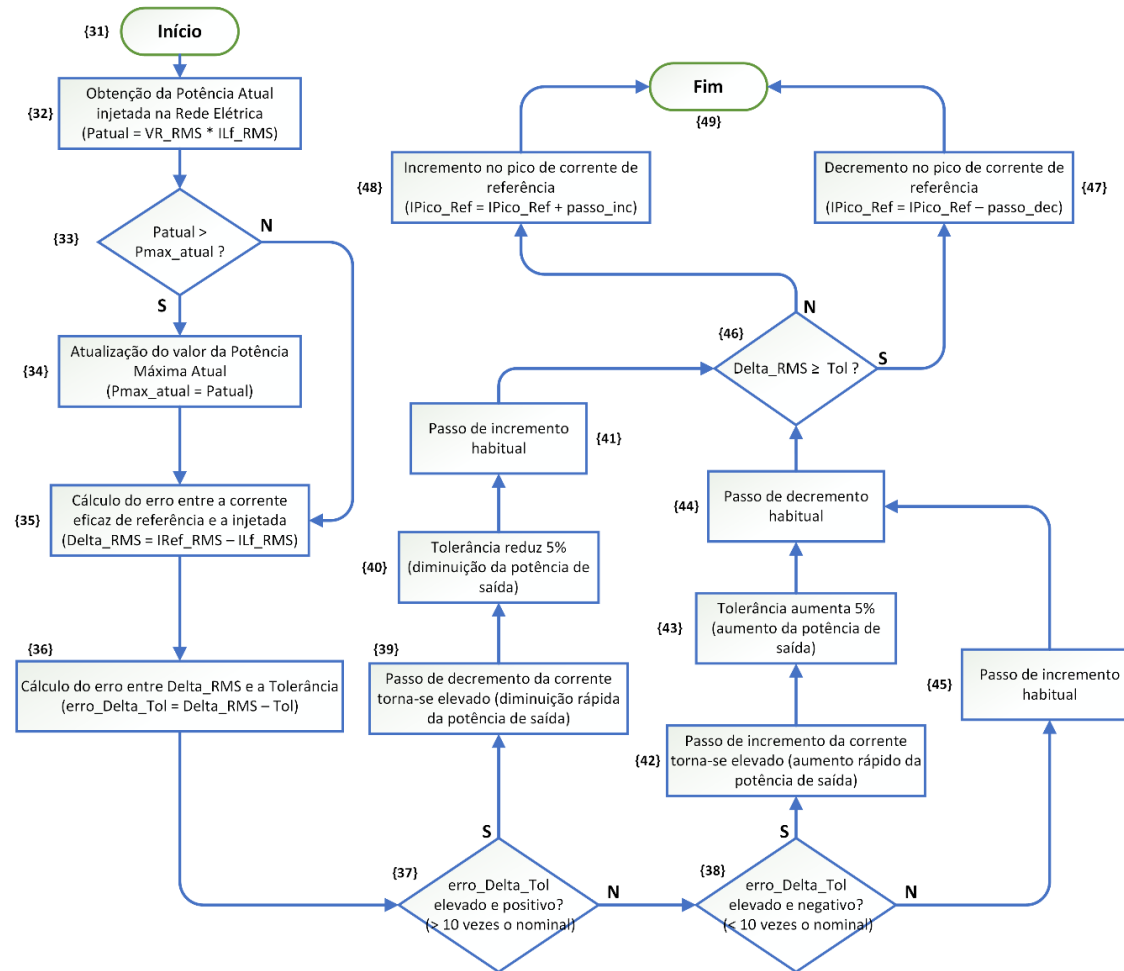
Fonte: Dados do próprio autor.

Figura 35 – Fluxograma da sub-rotina para perturbação da variável Tolerância.



Fonte: Dados do próprio autor.

Figura 36 – Fluxograma da sub-rotina de alteração do pico de corrente de referência a ser injetada na rede elétrica.



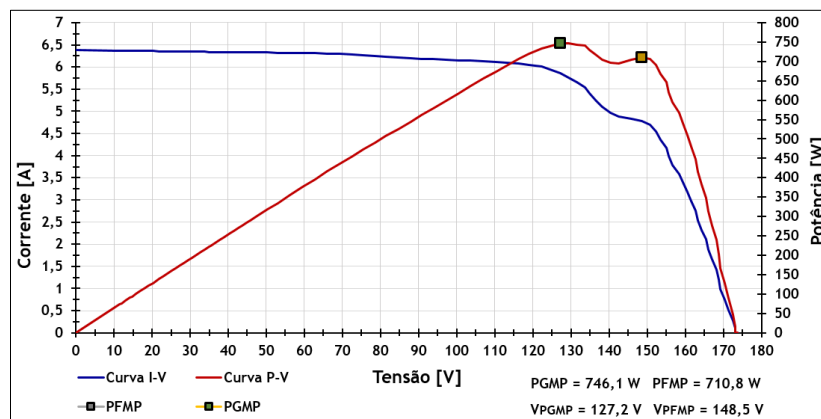
Fonte: Dados do próprio autor.

3.2.4 – Detecção do ponto global de máxima potência (PGMP)

Diante da possibilidade do ambiente de instalação oferecer meios que tornem a irradiação solar incidente não uniforme, como por exemplo, construções próximas, árvores, dificuldade de acesso para limpeza, etc., torna-se necessário o desenvolvimento de estratégias de controle que evitem o aprisionamento da técnica de MPPT nos pontos falsos de máxima potência (PFMP) ocasionalmente gerados. A Figura 37, por exemplo, traz as curvas I-V e P-V da fileira fotovoltaica padrão operando sob condições de irradiação solar não uniforme, havendo perda de 4,7% na extração de potência caso a operação fique retida no PFMP.

No caso da técnica proposta, assim como ocorre para a perturbação de tensão no P&O e na Cond. Inc., as perturbações realizadas na Tolerância não garantem que o sistema irá encontrar o ponto global de máxima potência (PGMP), visto que a lógica, ao se deparar com o PFMP, permanece presa no mesmo. Tal fato ocorre porque ao modificar o valor de Tolerância atual para outro maior, a potência injetada diminui em relação à máxima local anterior, fazendo com que o sistema volte para o ponto falso e permaneça aprisionado e, conseqüentemente, com perdas na extração de potência.

Figura 37 – Curvas I-V e P-V de 9 módulos fotovoltaicos kyocera 135 Wp operando sob condições de irradiação solar não uniforme.



Fonte: Dados do próprio autor.

Na literatura estão disponíveis diversos métodos de extração de máxima potência global, conforme já apresentado no Capítulo 2. Dentre eles, excelentes resultados foram obtidos por meio do escaneamento da curva P-V, realizado através da variação da razão cíclica do conversor CC – CC juntamente com a análise da potência correspondente nos terminais da fileira fotovoltaica (OLIVEIRA JUNIOR, PIRES, *et al.*, 2018). Para tanto, obviamente, foram requeridos sensores de tensão e corrente da fileira de modo a realizar o cálculo de P_{PV} .

Seguindo a linha de diminuição de custos por meio da redução de sensores do sistema, porém não esquecendo a possibilidade de significativas perdas na extração de máxima potência devido à ocorrência de sombreamentos parciais, uma nova estratégia de escaneamento da curva P-V foi desenvolvida com base nos parâmetros/variáveis da técnica proposta.

Conforme descrito tanto de forma qualitativa quanto quantitativa, alterações na Tolerância levam a modificações na tensão V_{BAR} do elo CC. De acordo com a relação de ganho estático do conversor CC – CC escolhido, tal alteração também terá reflexo na tensão V_{PV} da fileira fotovoltaica.

Neste caso, o escaneamento pode ser realizado não pela variação da razão cíclica de trabalho do conversor CC – CC, mas a partir da variação ordenada da Tolerância desde um valor mínimo até outro máximo, o que corresponde à variação da tensão V_{PV} desde um valor máximo até outro mínimo, respectivamente, já que estas duas grandezas possuem comportamento inverso.

Assim, observando os valores da potência injetada na rede elétrica durante o escaneamento, armazena-se o valor de Tolerância correspondente à máxima potência CA que, consequentemente, coincide com o PGMP da fileira fotovoltaica. Ao término do processo, o sistema recebe então a Tolerância ideal como referência para Δ_{RMS} , passando a operar nas circunvizinhanças do ponto global de máxima potência encontrado.

3.2.4.1 – Comportamento da potência CC extraída em função da Tolerância: curva P_{PV} -Tol

Inicialmente, faz-se necessário conhecer o comportamento da tensão da fileira fotovoltaica (V_{PV}) em função da Tolerância, ou seja, é preciso encontrar a curva V_{PV} -Tol característica. Como consequência, pode-se ainda obter a curva P_{PV} -Tol correspondente.

A metodologia utilizada na obtenção de tais curvas baseia-se na análise computacional do sistema (descrita com detalhes no Capítulo 4), sendo que em cada simulação a Tolerância foi mantida fixa e realizado o registro do valor de V_{PV} e V_{BAR} médios correspondentes em regime permanente. Os dados obtidos estão apresentados na Tabela 4 e, de forma gráfica, na Figura 38.

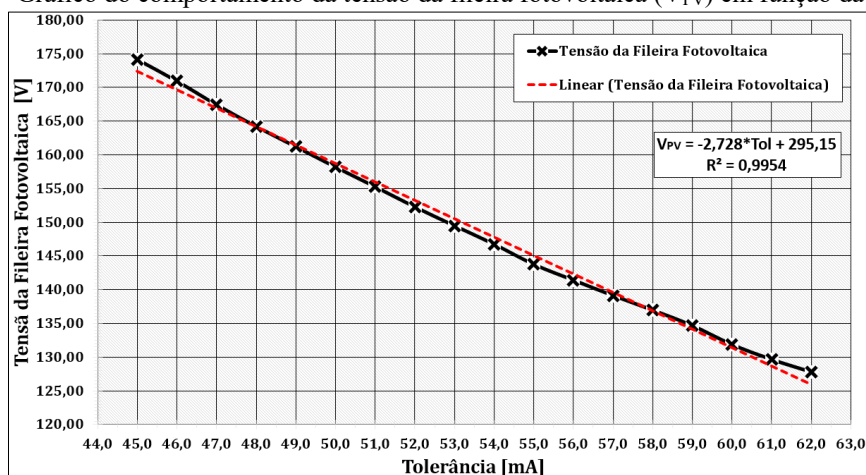
Portanto, fica evidente pelo resultado gráfico da Figura 38 que o comportamento da tensão V_{PV} com a Tolerância dá-se de modo aproximadamente linear, sendo sua linha de tendência expressa pela equação da reta em (15).

Tabela 4 – Dados da tensão média da fileira fotovoltaica (V_{PV}) e tensão média do elo CC (V_{BAR}) em função da Tolerância.

Tolerância [mA]	V_{PV} média [V]	V_{BAR} média [V]	Tolerância [mA]	V_{PV} média [V]	V_{BAR} média [V]
62,00	127,79	356,43	53,00	149,49	427,12
61,00	129,65	361,72	52,00	152,28	435,05
60,00	131,86	368,06	51,00	155,27	443,78
59,00	134,67	384,79	50,00	158,19	451,91
58,00	136,97	391,24	49,00	161,21	460,62
57,00	139,13	397,42	48,00	164,21	469,17
56,00	141,42	404,26	47,00	167,43	478,39
55,00	143,76	410,78	46,00	170,94	488,44
54,00	146,75	419,33	45,00	174,15	497,49

Fonte: Dados do próprio autor.

Figura 38 – Gráfico do comportamento da tensão da fileira fotovoltaica (V_{PV}) em função da Tolerância.



Fonte: Dados do próprio autor.

$$V_{PV} = (-2,728 \cdot Tol) + 295,15 \quad (15)$$

em que:

V_{PV} – Tensão da fileira fotovoltaica [V];

Tol – Tolerância de erro [mA];

O coeficiente angular negativo da reta corrobora-se ao fato de que a tensão da fileira fotovoltaica descrece com o aumento da Tolerância. Já o coeficiente de determinação (R^2) foi calculado em 0,9954 neste caso, indicando que (15) se ajusta adequadamente aos pontos presentes no gráfico.

Logo, partindo de (15) é possível encontrar a Tolerância em função da tensão V_{PV} , sendo tal resultado útil na determinação do valor ideal de Tolerância, ou seja, aquele que implica a tensão de máxima potência global nos terminais dos módulos. A expressão citada está mostrada em (16) e, por exemplo, aplicando-a à realidade da Figura 37, tem-se o PFMP na Tolerância de 53,84 mA, enquanto o valor ideal correspondente ao PGMP está em 61,63 mA.

$$Tol = -0,366 \cdot V_{PV} + 108,19 \quad (16)$$

em que:

Tol – Tolerância de erro [mA];

V_{PV} – Tensão da fileira fotovoltaica [V];

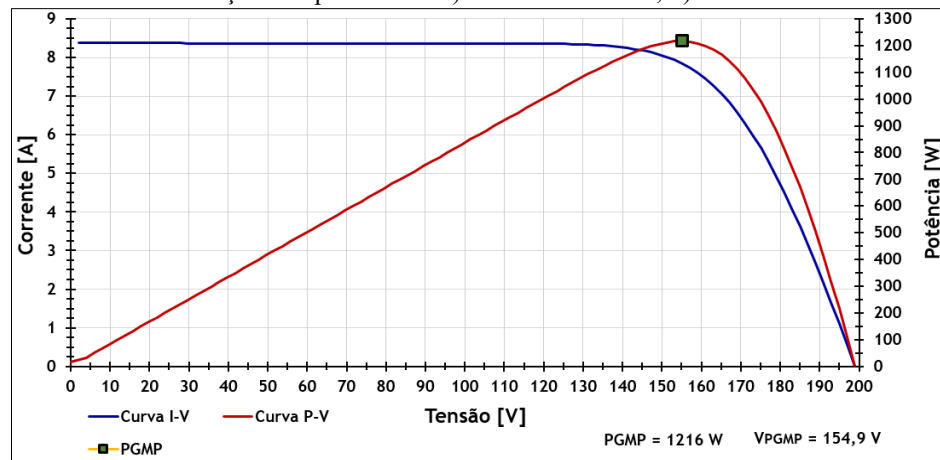
Ainda no contexto de (16), cada ponto de tensão da fileira corresponde a um valor de potência em seus terminais, de forma que se for conhecida a curva P_{PV} -V característica é possível obter-se a curva P_{PV} -Tol equivalente, ou seja, aquela que revela o comportamento da potência CC de entrada do sistema em função da referência de erro de corrente eficaz injetada na saída.

A Figura 39 traz as curvas características da fileira fotovoltaica padrão operando nas CPT. Em sua parte (a), apresentam-se as curvas I-V e P_{PV} -V características, enquanto sua parte (b) mostra os gráficos de I-Tol e P_{PV} -Tol. O conteúdo da Figura 39 (b) é bastante relevante, uma vez que justifica graficamente todo o processo teórico descrito até o momento para a técnica de GMPPT proposta. Tal curva permite ainda a elucidação gráfica de que, de fato, perturbações ordenadas na Tolerância levam o sistema até o ponto de operação ideal quando em condições de irradiação solar uniforme.

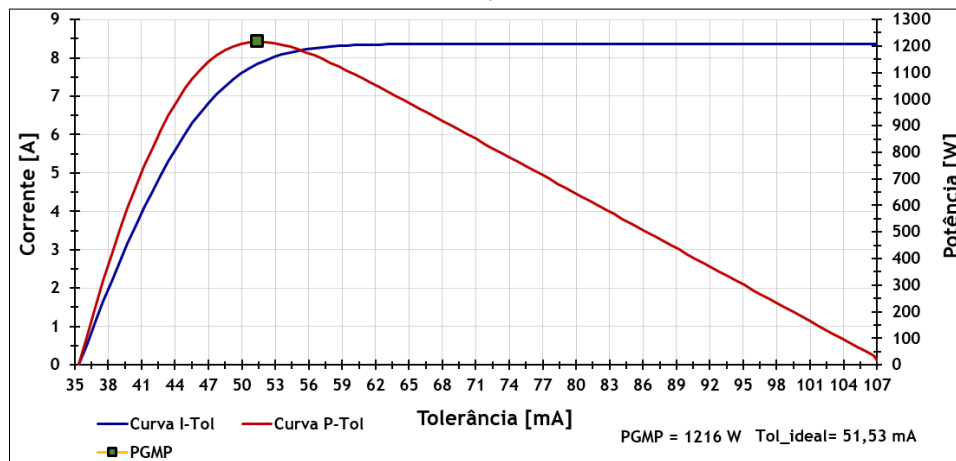
3.2.4.2 – Descrição detalhada do processo de escaneamento da curva P_{PV} -Tol

A Figura 40 apresenta, de modo genérico, uma curva de potência extraída em função da Tolerância para um sistema operando sob condições de sombreamento parcial das células fotovoltaicas. O eixo das ordenadas é tratado, por conveniência, em termos da potência P_{PV} extraída da fileira fotovoltaica, facilitando, por exemplo, a comparação de desempenho da técnica proposta com outras estratégias de MPPT. A aquisição de sinais, contudo, mantêm-se no ponto de acoplamento com a rede elétrica, sendo que as perturbações na Tolerância são o fator responsável pela variação da potência P_{PV} da Figura 40.

Figura 39 – Curvas características de 9 módulos Kyocera KD135SX-UPU nas Condições Padrão de Teste obtidas via simulação computacional: a) Curvas I-V e P-V; b) Curvas I-Tol e P-Tol.



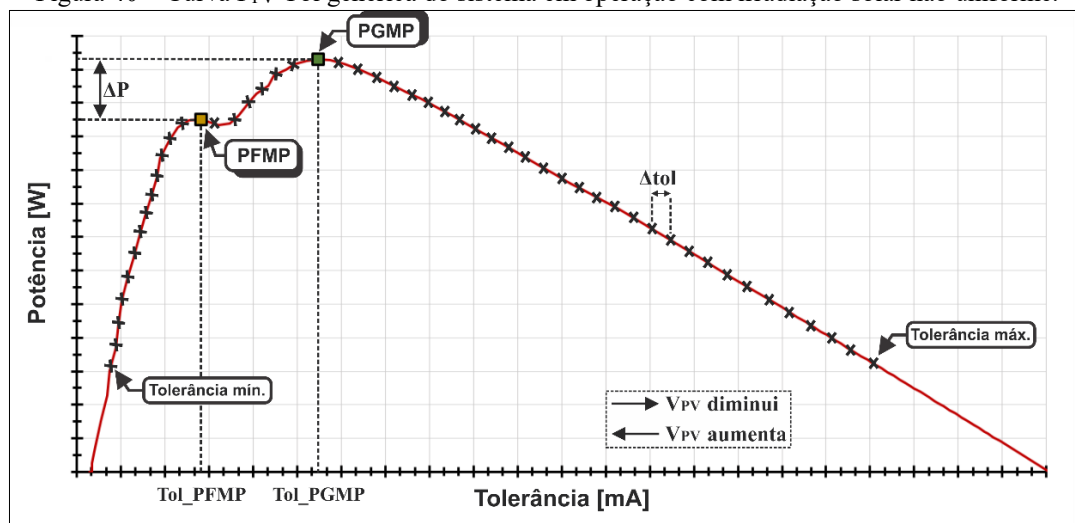
a)



b)

Fonte: Dados do próprio autor.

Figura 40 – Curva P_{PV} -Tol genérica do sistema em operação com irradiação solar não uniforme.



Fonte: Dados do próprio autor.

Ainda na Figura 40, o valor ΔP representa a diferença de potência entre o PGMP e o PFMP, ressaltando as perdas envolvidas caso não sejam tomadas as atitudes para retirar a operação do máximo local. Já o valor ΔTol constitui o passo de Tolerância utilizado no procedimento de escaneamento da curva. Tal valor é somado ou subtraído à Tolerância em cada interrupção do microcontrolador, variando conforme as etapas do escaneamento descritas mais adiante.

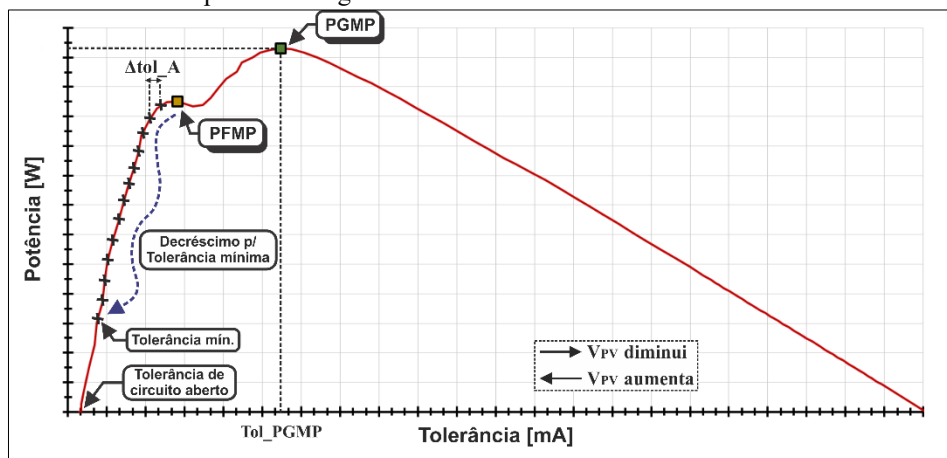
Uma vez que as interrupções se dão em alta frequência, de modo a manter a precisão na busca pelo PGMP são utilizados valores de ΔTol pequenos (tipicamente da ordem de décimos de microampères). Por exemplo, caso ΔTol seja $0,05 \mu A$ e a frequência das interrupções 20 kHz, tem-se a plausível modificação de 1,0 mA por segundo na Tolerância, o que permitiria o escaneamento da curva da Figura 39 (b) em, aproximadamente, 1 minuto. Neste contexto, valores maiores de ΔTol reduzem o tempo total de escaneamento e, como ônus, tornam a busca pelo PGMP menos precisa.

Fatores ambientais presentes no local de instalação dos módulos fotovoltaicos também podem influenciar tanto o ajuste de ΔTol quanto do intervalo entre os escaneamentos, de modo que os locais mais propensos à ocorrência das condições de irradiação solar não uniforme demandam, obviamente, maior número de verificações diárias. O presente trabalho não se concentrou em definir a frequência/intervalo ótima(o) do escaneamento a fim de evitar varreduras desnecessárias e também não realizou estudos acerca dos passos ΔTol que melhor combinam os efeitos de velocidade e precisão, sendo tais identificações propostas para trabalhos futuros.

Uma vez completo o período para realizar uma nova verificação das condições da operação, a primeira ação da estratégia de GMPPT desenvolvida consiste em desabilitar as perturbações da variável Tolerância, já que a partir deste instante o controle desta variável será conduzido pela lógica de extração global de máxima potência.

Logo em seguida, inicia-se o procedimento de decréscimo da Tolerância em passos ΔTol_A fixos, conforme presente na Figura 41, independente do ponto atual de operação (esteja ele aprisionado, conforme na referida figura, ou em qualquer outro ponto da curva). Esta atitude visa elevar gradualmente a tensão da fileira fotovoltaica até próximo de seu valor de circuito aberto. Uma vez que o objetivo desta etapa é apenas levar a Tolerância até seu valor mínimo de modo gradual, o passo ΔTol_A pode ser ajustado com valor maior que o passo do escaneamento (ΔTol_B) sem prejuízo de precisão na busca pelo PGMP.

Figura 41 – Primeira etapa da estratégia de GMPPT: decréscimo da Tolerância até seu valor mínimo.

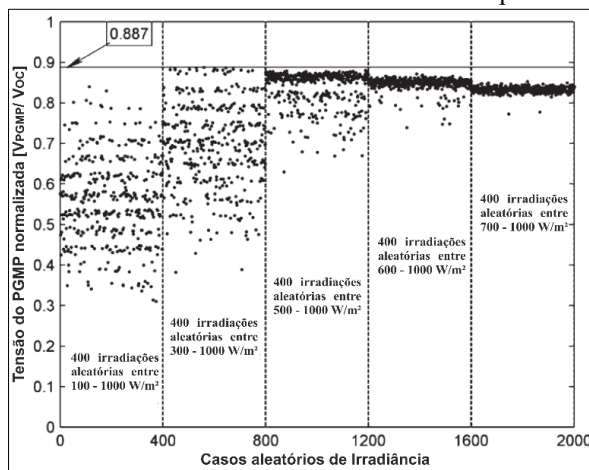


Fonte: Dados do próprio autor.

Ainda na Figura 41, a escolha do valor mínimo de Tolerância (máximo de V_{PV}) relaciona-se à otimização do tempo total de escaneamento, de modo que quanto maior este valor, menor o tempo utilizado na busca pelo PGMP. Porém, caso a Tolerância mínima tenha valor tal que a tensão máxima da fileira fotovoltaica fique distante da tensão V_{OC} , os pontos de máximo globais presentes na região não contemplada pelo escaneamento não serão identificados.

Neste sentido, de acordo com as 2000 amostras presentes no trabalho de (BOZTEPE, GUINJOAN, *et al.*, 2014), o maior valor registrado para a tensão de máxima potência global (V_{PGMP}) foi de 88,7% da tensão de circuito aberto à temperatura de 0 °C, conforme destaca a Figura 42. Segundo o mesmo estudo, este valor percentual diminui com a temperatura, chegando, por exemplo, a 73,2% em 40 °C.

Figura 42 – Valor da tensão global de máxima potência (V_{PGMP}) normalizada em relação à tensão de circuito aberto (V_{OC}) em 2000 ensaios aleatórios de irradiância à temperatura de 0 °C.



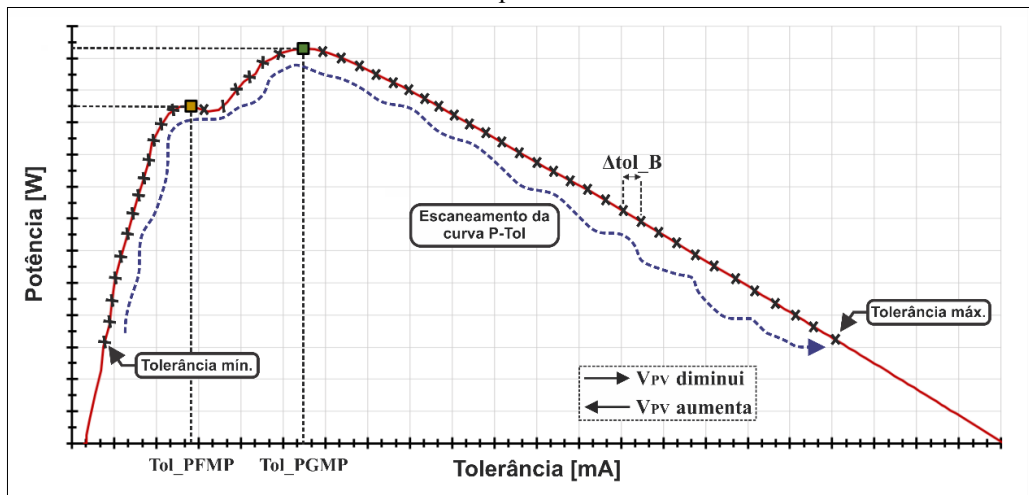
Fonte: Adaptado de (BOZTEPE, GUINJOAN, *et al.*, 2014).

Logo, diante do comportamento aproximadamente linear e inverso entre a Tolerância e V_{PV} expresso por (15), conclui-se que o valor mínimo de Tolerância, ajustado de modo a contemplar todos os pontos possíveis de máximo global, deverá ser mantido 11,3% acima da Tolerância de circuito aberto da fileira fotovoltaica.

Uma vez atingido o valor da Tolerância mínima, dá-se início à 2ª etapa da estratégia de busca pelo PGMP. Esta, por sua vez, consiste no aumento gradual da Tolerância (diminuição de V_{PV}) em passos de valor ΔTol_B que, conforme comentado anteriormente, são ajustados de modo a garantir a busca precisa pela Tolerância ideal. Este procedimento está evidenciado na Figura 43.

Após cada modificação na Tolerância calcula-se a nova potência CA de saída, sendo seu resultado comparado com o máximo valor de potência encontrado até então. Se a potência calculada for maior que o valor máximo salvo, atualiza-se tanto o valor de máxima potência CA quanto o da Tolerância ideal, mantendo o registro do novo ponto de máximo encontrado. Portanto, mesmo durante o escaneamento da curva P_{PV} -Tol ocorre injeção de potência ativa na rede elétrica, o que reduz as perdas geradas pela operação ociosa do sistema.

Figura 43 – Segunda etapa da estratégia de GMPPT: acréscimo da Tolerância e obtenção dos valores de potência CA correspondentes.



Fonte: Dados do próprio autor.

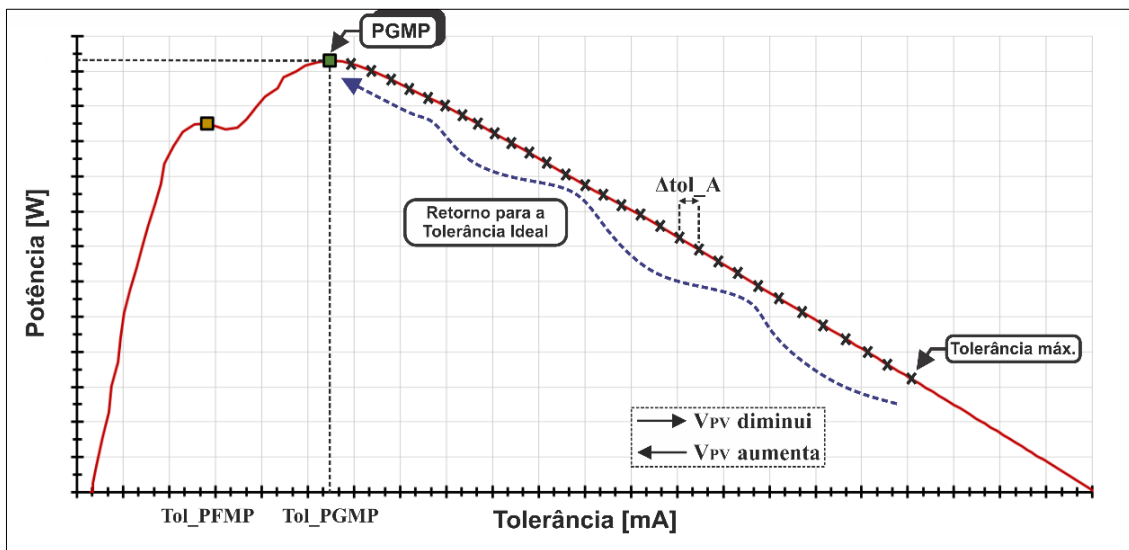
O escaneamento irá finalizar assim que a Tolerância atingir o seu máximo valor admissível. Este ponto está destacado na Figura 43 e, assim como no caso da Tolerância mínima, pode ser otimizado com base no resultado de (BOZTEPE, GUINJOAN, *et al.*, 2014) (Figura 42), sendo seu valor, aproximadamente, 70% maior que a Tolerância de circuito aberto. Como há o decréscimo gradual da tensão V_{PV} e de V_{BAR} durante o escaneamento, a Tolerância máxima deve garantir também

que a tensão do elo CC seja superior ao pico de tensão da rede elétrica, premissa esta relacionada à imposição de corrente senoidal no indutor de acoplamento.

Tendo alcançado o valor máximo de Tolerância, e já de posse da localização do PGMP, a lógica desenvolvida inicia sua etapa 3 com o retorno da Tolerância até o valor ideal encontrado. Para tanto, a Tolerância é decrementada, a cada interrupção, em um passo ΔTol_A conforme mostra a Figura 44. Este passo, como sua própria nomenclatura indica, pode ser o mesmo utilizado durante o decremento da Tolerância na etapa 1, sendo os motivos para tal também ligados à otimização do tempo gasto na execução da estratégia de GMPPT.

Por fim, uma vez que a Tolerância atinja seu ponto ideal de operação, a lógica reinicia o valor das variáveis envolvidas nas três etapas do processo e habilita a estratégia de perturbação da Tolerância habitual, que se darão conforme expresso nas seções anteriores, porém com a garantia de estar presente nas imediações do PGMP. O tempo até um novo processo de verificação de aprisionamento em pontos falsos também é reiniciado e começa a ser contado novamente.

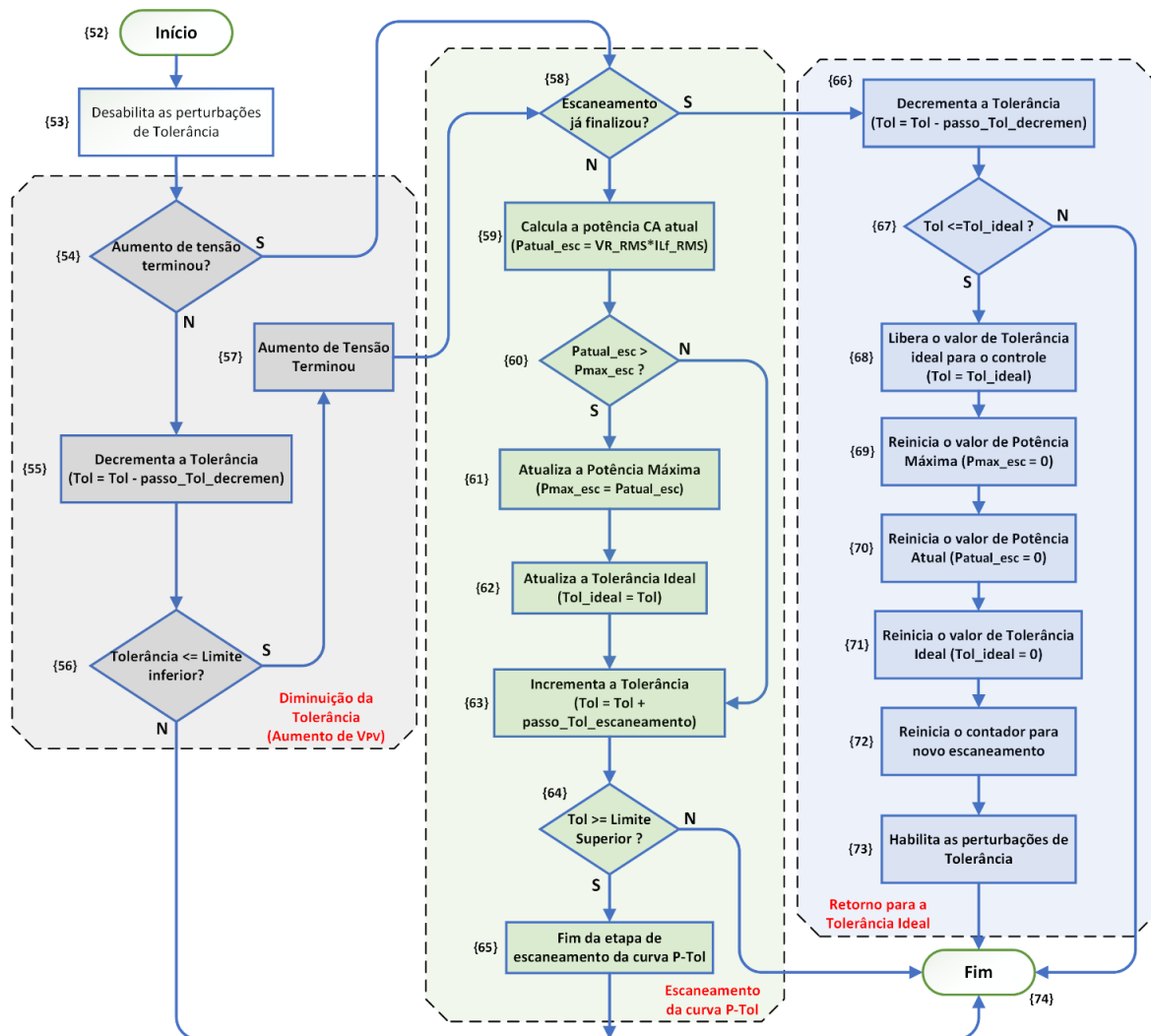
Figura 44 – Terceira etapa da estratégia de GMPPT: retorno da Tolerância até o valor que implica a operação no PGMP identificado.



Fonte: Dados do próprio autor.

A Figura 45 apresenta o fluxograma detalhado da estratégia de detecção do PGMP descrita nesta seção. Nota-se que ele se encontra dividido em três regiões, cada uma correspondente a uma etapa específica do processo de busca pelo ponto global de máxima potência, conforme indicado.

Figura 45 – Fluxograma detalhado da estratégia para detecção do PGMP.



Fonte: Dados do próprio autor.

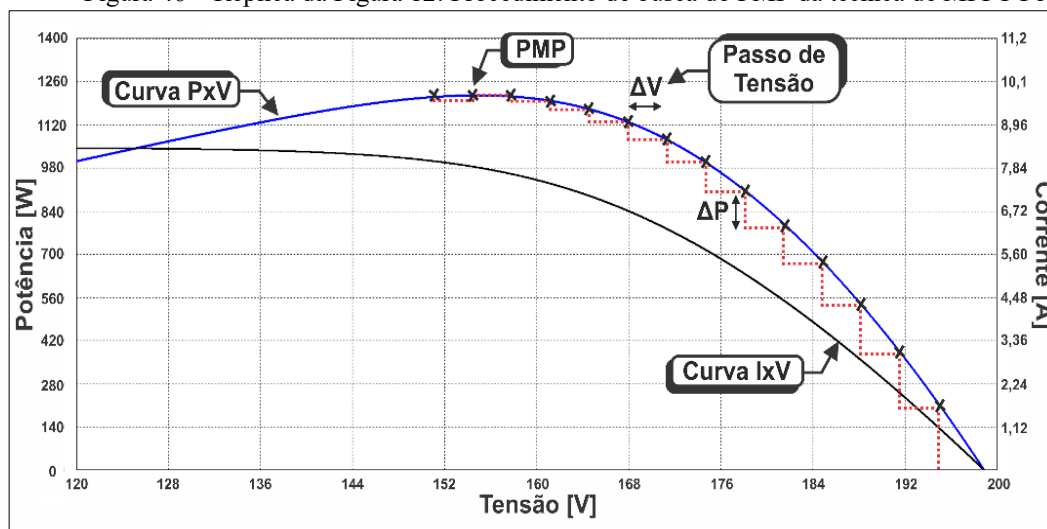
3.3 Projeto da técnica de MPPT clássica Perturbe e Observe

Aliando simplicidade e baixo custo de implementação com bom FR, a técnica clássica P&O se mostra uma das técnicas mais utilizadas, sendo largamente explorada na literatura (ELGENDY, ZAHAWI e ATKINSON, 2012). Sua principal desvantagem está no fato do PMP nunca possa ser atingido e mantido em duas execuções consecutivas da lógica, uma vez que esta técnica tem as perturbações como filosofia de operação. Além desta característica negativa, segundo (BRITO, GALOTTO, *et al.*, 2012) o P&O não possui boa resposta a rápidas modificações das características ambientais. Relacionado à técnica proposta neste trabalho, a estratégia P&O necessita da aquisição

dos sinais de tensão e corrente da fileira fotovoltaica, o que implica maiores custos na sua implementação prática.

A ideia chave é tomar a atitude de aumentar ou diminuir a tensão de referência da fileira fotovoltaica (V_{PV}) com base na comparação das potências CC atual e anterior extraídas. Se a potência aumentou com a perturbação de tensão anterior, deve-se manter o mesmo sentido (incremento ou decremento) do passo de tensão. Do contrário, o sentido deve ser invertido a fim de alcançar o PMP. Este procedimento está representado graficamente na Figura 12 (repetida por conveniência na Figura 46), em que as curvas P-V e I-V correspondem à configuração de 9 módulos Kyocera 135 Wp associados em série. O fluxograma desta técnica está evidenciado na Figura 47.

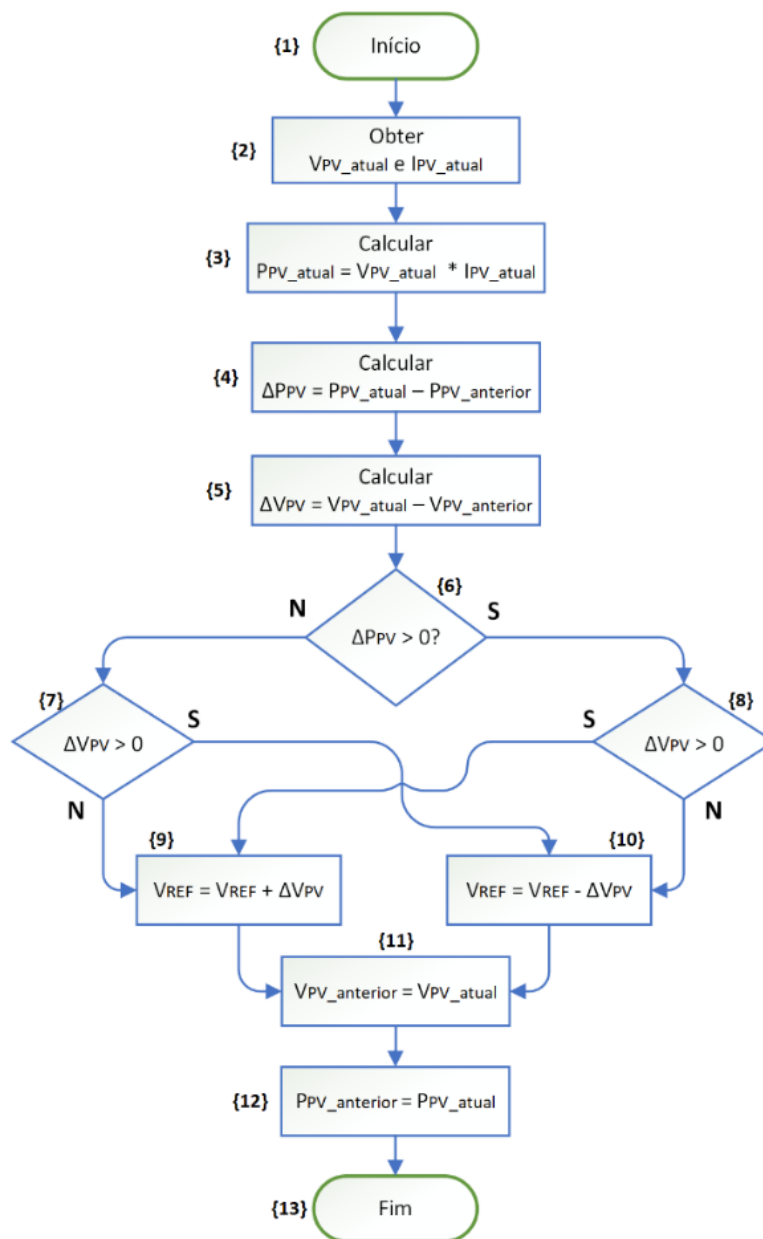
Figura 46 – Réplica da Figura 12: Procedimento de busca do PMP da técnica de MPPT P&O.



Fonte: Dados do próprio autor.

O ajuste da velocidade da resposta transitória e da amplitude das oscilações de potência em regime permanente é obtido por meio da variação do passo de tensão a ser utilizado (ΔV_{PV}), bem como da frequência das perturbações (OLIVEIRA JÚNIOR, PIRES, *et al.*, 2018). Obviamente, passos maiores de incremento/decremento na tensão de referência permitem que a técnica chegue até o PMP mais rapidamente, o que diminui o tempo de estabilização diante de distúrbios nos parâmetros ambientais. Contudo, passos maiores culminam em oscilações também maiores em torno do PMP, deixando a técnica menos precisa e, conseqüentemente, reduzindo o fator de rastreamento médio em regime permanente (FEMIA, PETRONE, *et al.*, 2005).

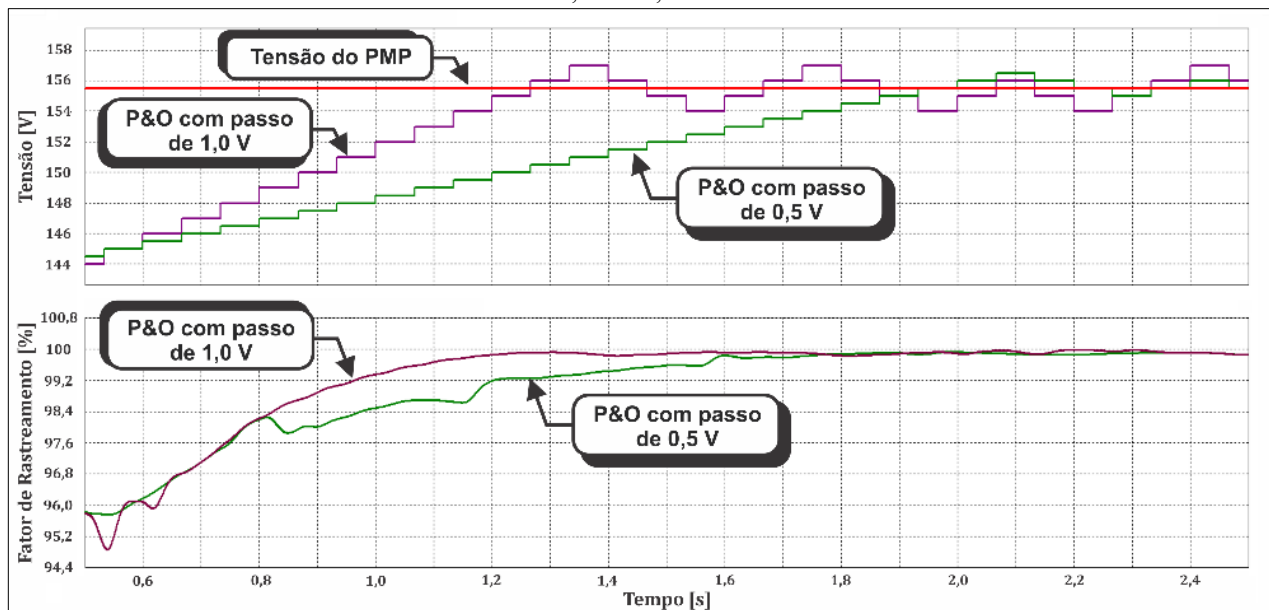
Figura 47 – Fluxograma da técnica de MPPT Perturbe e Observe.



Fonte: Dados do próprio autor.

A Figura 48 apresenta a resposta transitória e de regime permanente da técnica P&O com dois passos ΔV_{PV} distintos, sendo eles de 0,5 V e 1,0 V. A análise desta figura evidencia que o passo de 1,0 V leva a uma melhor resposta transitória. Porém, a utilização do passo de 0,5 V reflete melhor FR em regime permanente com menores oscilações de tensão em torno do PMP. Deste modo, como a fonte fotovoltaica possui característica intermitente e a diminuição no FR com o uso do passo de 1,0 V não se mostra significativa, este último apresenta-se como mais adequado.

Figura 48 – Resposta transitória da tensão de referência e FR da técnica P&O com passos de incremento de 0,5 V e 1,0 V.



Fonte: Dados do próprio autor.

A frequência das perturbações também se relaciona à velocidade da resposta transitória e afeta o FR da técnica. À medida que é realizado um número maior de modificações por segundo, o compensador de tensão utilizado deve apresentar tempo de estabilização menor, de modo que seja imposta a tensão de referência nos terminais da fileira fotovoltaica antes de uma nova perturbação. Portanto, fatores simples, como a estabilidade devido ao ganho do compensador de tensão, e também aspectos de equilíbrio entre desempenho da resposta transitória e de regime permanente tornam-se limitantes no uso de frequências de perturbação elevadas.

Deve-se ainda notar que os parâmetros ambientais de temperatura e irradiação solar não variam instantaneamente, o que torna desnecessário imprimir elevada frequência de perturbação que, por sua vez, traz consigo maior número de oscilações em torno do PMP. Logo, estima-se que duas perturbações por segundo atendem à maior parte das variações de irradiação e temperatura, além de exonerarem o controlador de tensão em termos de elevado ganho, conferindo-lhe maior estabilidade. Maiores detalhes acerca do controle de tensão da fileira fotovoltaica estão apresentados no Apêndice A.

3.4 Projeto da técnica de MPPT clássica Condutância Incremental

Analisando o sinal da derivada em um determinado ponto da curva P-V é possível determinar, para condições de irradiação solar uniforme, em qual direção o PMP está posicionado. A partir daí,

toma-se a decisão de incrementar ou decrementar a referência de tensão da fileira fotovoltaica. Se a inclinação é nula, então o ponto de máximo foi alcançado e nenhuma ação deve ser tomada. Assim se resume o princípio de operação da técnica Condutância Incremental.

Nota-se, então, que esta técnica evolui um dos pontos de deficiência do P&O, no sentido de que é possível, teoricamente, o sistema alcançar e permanecer no PMP (FEMIA, PETRONE, *et al.*, 2005). As possíveis situações de operação estão expressas nas equações a seguir. A equação (17) reflete o momento em que foi alcançado o PMP e nenhuma ação de incremento ou decremento na tensão de referência deve ser tomada. Já (18) e (19) tratam, respectivamente, dos pontos à esquerda (onde a tensão deve ser incrementada) e à direita (onde a tensão deve ser decrementada) do PMP. O fluxograma desta técnica está presente na Figura 50. Já a Figura 49, por sua vez, evidencia de forma gráfica o seu processo de busca pelo ponto de máxima potência.

$$\frac{\Delta I_{PV}}{\Delta V_{PV}} = -\frac{I_{PV}}{V_{PV}} \quad (17)$$

$$\frac{\Delta I_{PV}}{\Delta V_{PV}} > -\frac{I_{PV}}{V_{PV}} \quad (18)$$

$$\frac{\Delta I_{PV}}{\Delta V_{PV}} < -\frac{I_{PV}}{V_{PV}} \quad (19)$$

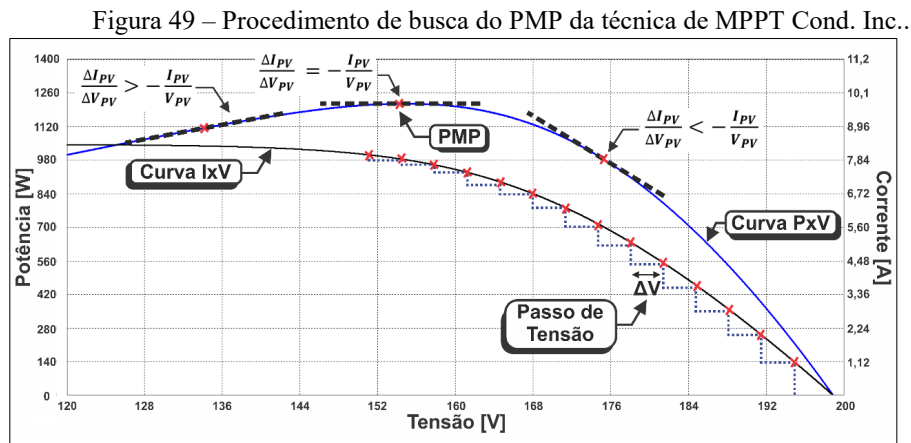
em que:

ΔI_{PV} - Variação da corrente da fileira fotovoltaica [A];

ΔV_{PV} - Variação da tensão da fileira fotovoltaica [V];

I_{PV} - Corrente atual da fileira fotovoltaica [A];

V_{PV} - Tensão atual da fileira fotovoltaica [V];



Fonte: Dados do próprio autor.

Figura 50 – Fluxograma da técnica de MPPT clássica Cond. Inc..



Fonte: Dados do próprio autor.

No que se refere à interferência do valor do passo ΔV_{PV} de tensão e da frequência de execução do algoritmo na velocidade da resposta transitória e FR em regime permanente, as mesmas considerações que foram realizadas para a técnica P&O se aplicam à Cond. Inc., sendo a resposta muito semelhante àquela evidenciada na Figura 48.

Por fim, com o intuito de efetivar a comparação das respostas das técnicas e também pelos motivos já descritos na seção 3.3, o passo de tensão ΔV_{PV} e frequência de perturbação foram estabelecidos iguais aos do método P&O, ou seja, respectivamente em 1,0 V e 2 Hz.

3.5 Considerações finais do capítulo

Neste capítulo foram apresentados os detalhes referentes à estratégia de extração global de máxima potência proposta, bem como das técnicas clássicas Perturbe e Observe e Condutância Incremental, estas últimas sendo desenvolvidas como referência comparativa para o desempenho da técnica proposta.

Partindo do princípio de conservação da energia em um sistema monofásico ideal, foi estabelecida a equação que revela o comportamento dinâmico das principais variáveis do sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica. Nela, ficou evidente que a alteração do valor de pico da corrente senoidal de saída é capaz de alterar o ponto de operação da fileira fotovoltaica. Desse modo, ao realizar a aquisição desta grandeza e serem estabelecidos meios de alterá-la adequadamente, torna-se possível alcançar o PMP.

O meio pelo qual tais alterações são realizadas relaciona-se à comparação do erro de corrente eficaz injetada com um valor limite tolerável, ou, em termos das variáveis criadas, da comparação de “ ΔI_{RMS} ” com a “Tolerância”. Caso o erro esteja superior ao limite, a corrente de pico de saída é decrementada, o que aumenta a tensão da fileira fotovoltaica e altera o ponto de operação na curva característica. Do contrário, a corrente de saída é incrementada, o que diminui a tensão de entrada e também desloca o ponto de operação. As perturbações da Tolerância são realizadas com base no aumento/decremento da potência CA de saída, garantindo a busca pelo PMP.

Nos casos em que a fileira fotovoltaica está sujeita às condições não uniformes de irradiação, assim como as técnicas clássicas, o algoritmo de perturbação da Tolerância pode falhar na busca pelo ponto global de máxima potência. Logo, desenvolveu-se uma estratégia de escaneamento periódico da curva P_{PV} -Tol de modo a identificar o PGMP também nessas ocasiões. Para tanto, foram definidas três etapas que compreendem a preparação para o início do procedimento de busca, o escaneamento propriamente dito e, por fim, o encerramento com o retorno para o PGMP, tendo cada etapa passos otimizados de modo a estabelecer o equilíbrio entre a velocidade e a precisão da busca realizada. Ressalta-se que não são necessários sensores extras para a identificação do PGMP, sendo todo o processo controlado a partir da aquisição dos sinais de tensão e corrente elétrica no ponto de acoplamento com a rede (V_R e i_{Lf}).

No Capítulo 4 são apresentados os resultados computacionais das três técnicas presentes na tese. A operação de cada uma delas é avaliada tanto em regime permanente quanto transitório, e também para diversas condições ambientais de irradiância e temperatura das células fotovoltaicas.

CAPÍTULO 4 – RESULTADOS COMPUTACIONAIS DA TÉCNICA PROPOSTA E DAS TÉCNICAS CLÁSSICAS DE MPPT

4.1 Considerações iniciais

Visando a comprovação computacional do que foi enunciado até o momento, o presente capítulo traz a simulação tanto do circuito de potência quanto de controle do sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica no *software* PSIM®.

As duas técnicas clássicas de MPPT e também a técnica proposta foram implementadas na simulação via programação em linguagem C, sendo habilitada apenas uma das técnicas por execução do programa.

A fim de obter-se um modelo computacional mais completo e fidedigno, a tensão da rede elétrica utilizada na simulação não foi considerada uma função senoidal ideal. Para tanto, realizou-se o estudo do seu espectro harmônico, sendo inseridos os dados até a 13ª harmônica. Além disto, perdas nos indutores, quedas de tensão e resistência dos semicondutores além de uma aproximação da impedância da rede elétrica também foram incluídas.

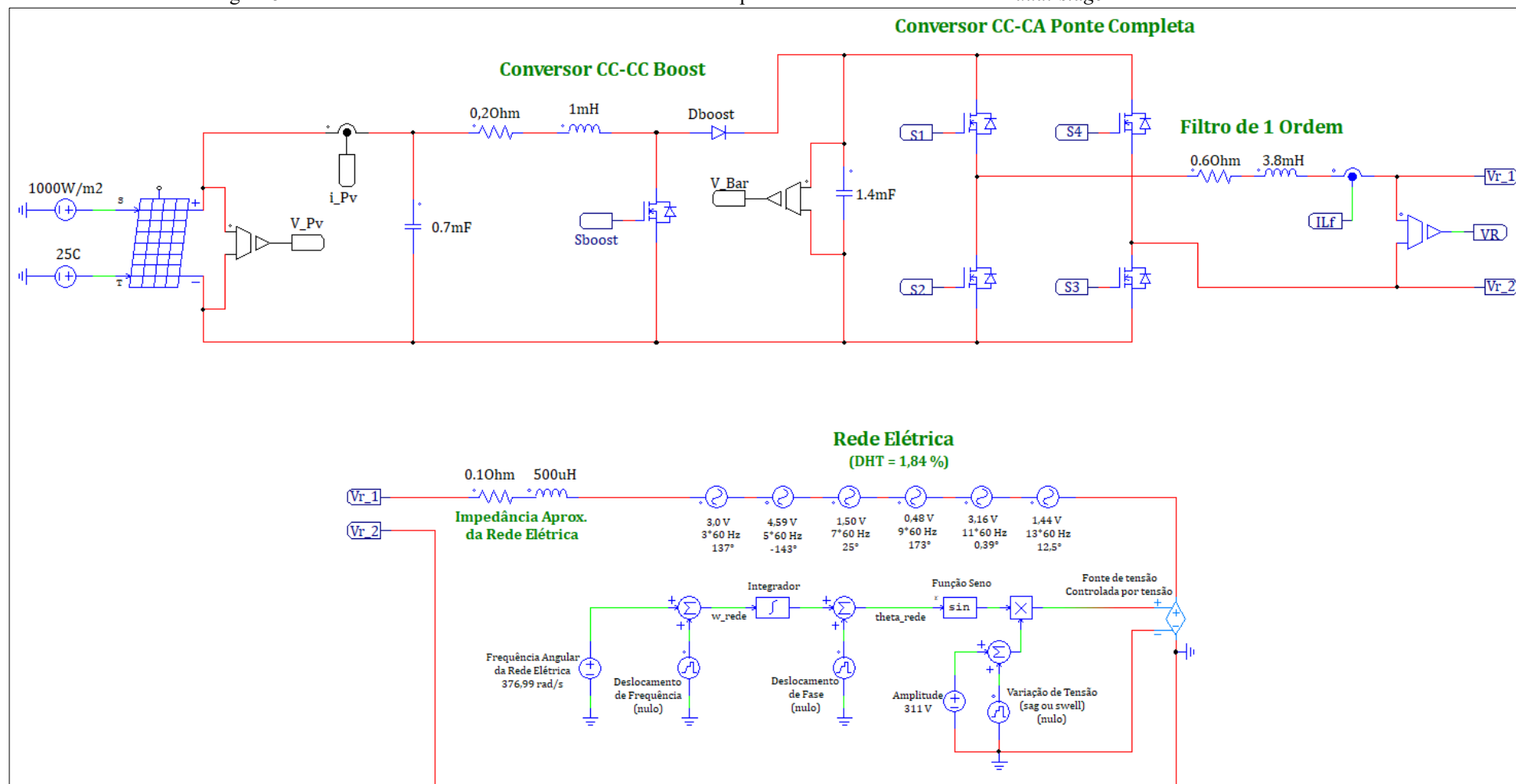
Os estudos efetivados referem-se à operação do sistema utilizando cada uma das três técnicas de MPPT em condições de regime permanente, ou seja, com os parâmetros ambientais de irradiância e temperatura constantes, bem como ensaios em regime transitório destas grandezas. A análise dos principais parâmetros de qualidade da corrente elétrica injetada também é realizada visando a comprovação computacional do atendimento às respectivas normatizações no que se refere a tais parâmetros.

Por fim, o estudo comparativo do FR médio global obtido das simulações é efetuado.

4.2 Circuito de potência e controle construídos no *software* PSIM®

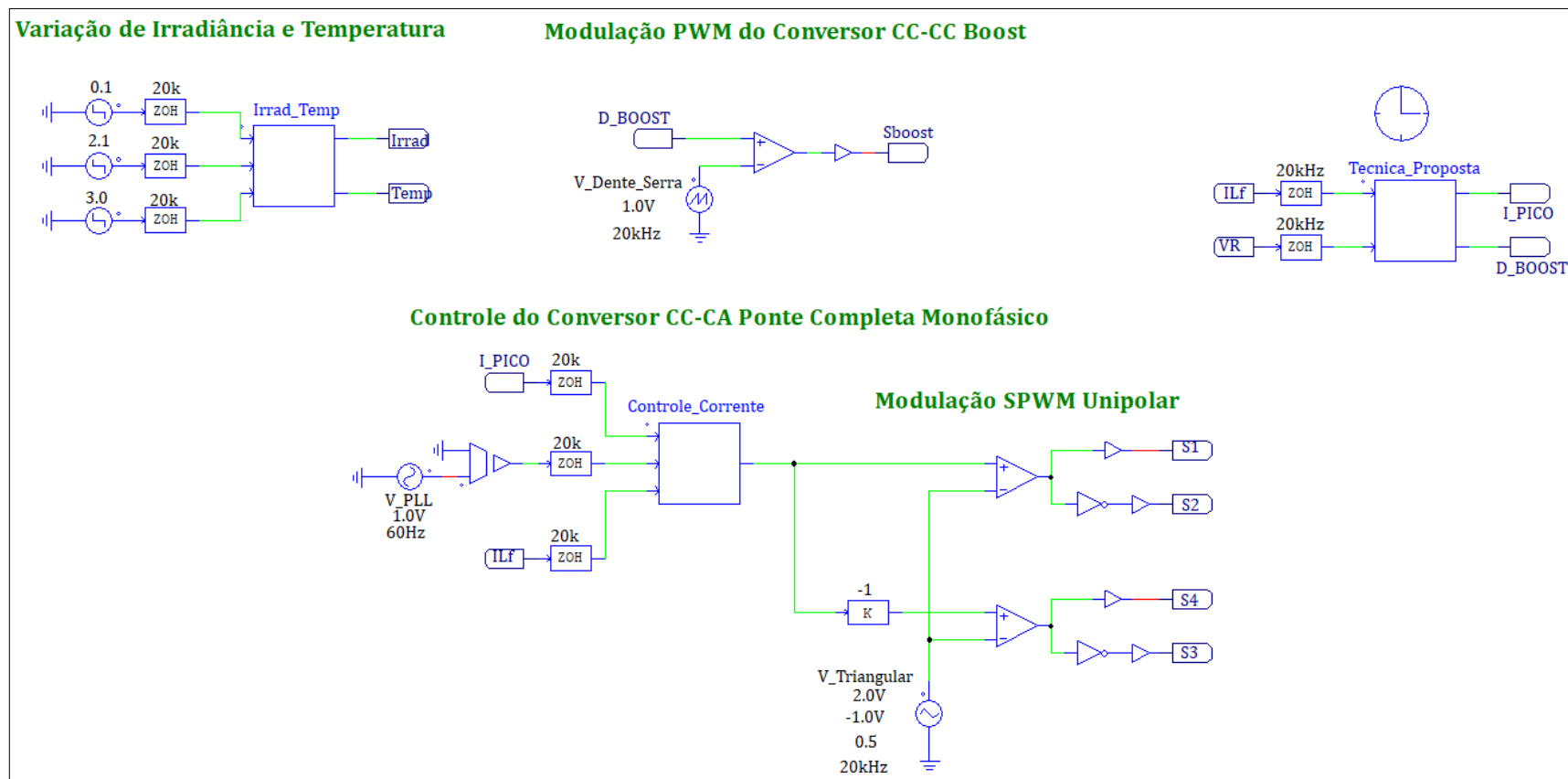
O *software* PSIM® é utilizado devido aos seus recursos e funcionalidades voltados à Eletrônica de Potência. Cita-se como diferencial sua plataforma específica para simulação de módulos fotovoltaicos a partir da ferramenta *Solar Module* além de, em caráter prático, auxiliar na configuração do microprocessador TMS320F28335 através de uma interface simples e funcional. A Figura 51 apresenta a tela de trabalho contendo o circuito de potência do sistema fotovoltaico completo, enquanto a Figura 52 e a Figura 53 retratam, respectivamente, o circuito de controle para a técnica proposta e o circuito de controle das técnicas clássicas. O projeto de todos os elementos do circuito de potência e controle está presente no Apêndice A.

Figura 51 – Área de trabalho do PSIM® contendo o circuito de potência do sistema fotovoltaico *dual-stage* conectado à rede elétrica.



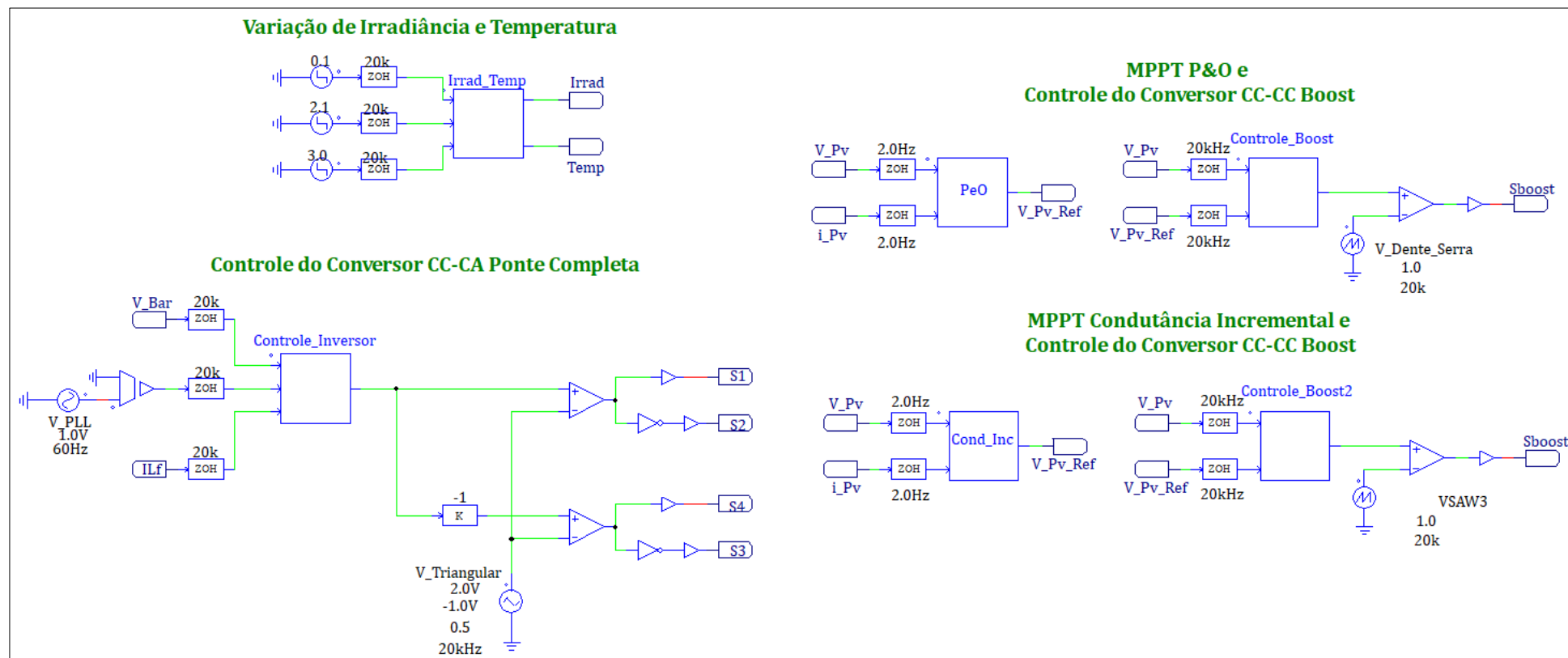
Fonte: Dados do próprio autor.

Figura 52 – Área de trabalho do PSIM® contendo o esquema de controle da técnica de extração de máxima potência proposta.



Fonte: Dados do próprio autor.

Figura 53 – Área de trabalho do PSIM® contendo o esquema de controle das técnicas de MPPT P&O e Cond. Inc..

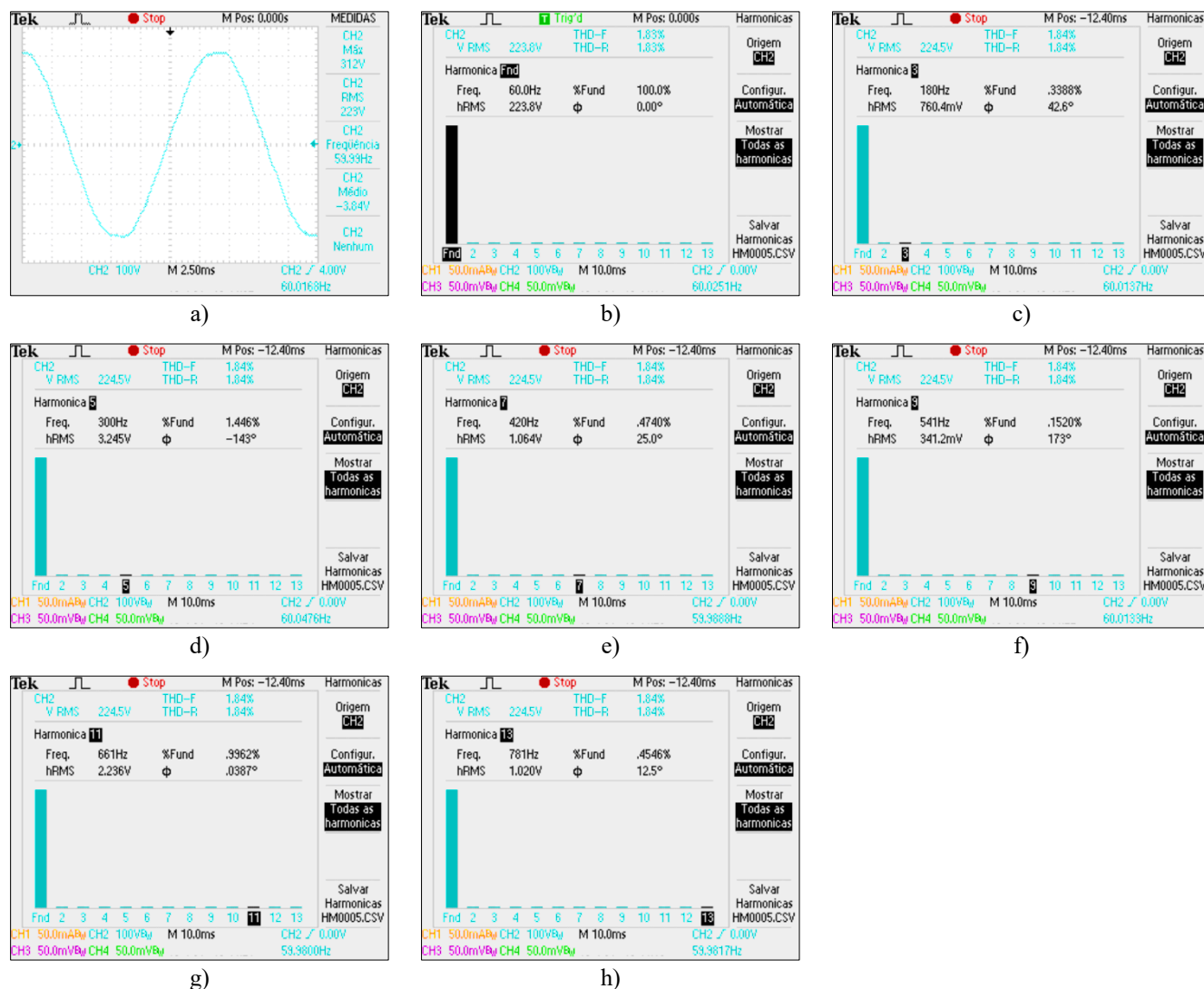


Fonte: Dados do próprio autor.

4.2.1 – Aspectos relativos à Rede Elétrica

A injeção de potência é realizada no sistema de distribuição de baixa tensão com tensão eficaz de 220 V e frequência de 60 Hz. De modo prático, a forma de onda da tensão da rede elétrica não é puramente senoidal, contendo, dentre outros parâmetros de qualidade da energia, imperfeições harmônicas. Portanto, a fim de aproximar o modelo computacional elaborado daquele presente de fato na prática, realizou-se o levantamento do espectro de frequência da tensão no ponto de conexão com a rede elétrica, sendo os dados obtidos retratados na Figura 54.

Figura 54 – Análise de DHT da tensão da rede elétrica no laboratório de pesquisa: a) forma de onda de tensão obtida; Dados de amplitude e fase das frequências: b) fundamental; c) 3º Harmônico; d) 5º Harmônico; e) 7º Harmônico; f) 9º Harmônico; g) 11º Harmônico e h) 13º Harmônico.



Fonte: Dados do próprio autor.

Concentrou-se a análise nas ordens harmônicas 3^a, 5^a, 7^a, 9^a, 11^a e 13^a, visto que estas mostraram-se detentoras das maiores amplitudes de tensão. De acordo com a Figura 54 (b), o índice de DHT ficou em 1,83%, sendo a 5^a harmônica a mais presente com 1,45% (3,25 V) (Figura 54 (d)). Todas as amplitudes e desvios de fase obtidas foram inseridas na simulação conforme indicado na parte inferior da Figura 51.

4.2.2 – Aspectos relativos à fileira de módulos fotovoltaicos

A fileira fotovoltaica, presente na entrada do sistema, constitui-se de 9 módulos Kyocera KD135SX-UPU conectados em série totalizando 1215 Wp nas CPT. O resumo dos parâmetros nominais desta conexão e seus dados obtidos via simulação por meio da ferramenta *Solar Module* do PSIM[®] estão presentes na Tabela 3, que, por conveniência, foi repetida na Tabela 5 a seguir. Por fim, a Tabela 6 traz os dados de tensão de máxima potência (V_{MP}) e potência máxima (P_{MP}) para diversas combinações de irradiância e temperatura das células que serão utilizadas como parâmetros ambientais das simulações presentes ao longo deste capítulo.

Tabela 5 – Reprodução da Tabela 3: Comparação dos dados obtidos na modelagem computacional da fileira fotovoltaica com a respectiva folha de dados do fabricante para operação nas CPT.

Origem dos dados	V_{MP} [V]	I_{MP} [A]	V_{OC} [V]	I_{CC} [A]	P_{MAX} [W]
Kyocera (KYOCERA, 2012)	159,3	7,63	198,9	8,37	1215
Modelagem Computacional	154,9	7,85	198,9	8,37	1216

Fonte: Dados do próprio autor.

Tabela 6 – Dados de tensão e potência no ponto ótimo de operação da fileira fotovoltaica para situações ambientais diversas de temperatura das células e irradiância solar.

Irradiância	Grandeza	Temperatura [°C]			
		25	40	55	70
400 W/m ²	V_{MP} [V]	157,41	149,14	140,92	132,75
	P_{MP} [W]	497,39	478,65	458,82	437,94
600 W/m ²	V_{MP} [V]	157,39	149,27	141,20	133,18
	P_{MP} [W]	744,90	712,26	678,62	644,04
800 W/m ²	V_{MP} [V]	156,40	148,42	140,49	132,62
	P_{MP} [W]	985,02	938,78	81,63	843,66
1000 W/m ²	V_{MP} [V]	154,90	147,05	139,26	131,53
	P_{MP} [W]	1216,00	1157,00	1096,70	1035,64

Fonte: Dados do próprio autor.

4.2.3 – Aspectos relacionados à configuração e simulação do sistema

A tensão inicial dos capacitores presentes no circuito foi determinada de acordo com a tensão de circuito aberto da fileira fotovoltaica (V_{OC}). Os indutores, por sua vez, iniciam sem nenhuma energia armazenada em seu campo magnético.

No caso da simulação da técnica proposta, a razão cíclica de chaveamento do conversor CC – CC foi escolhida fixa em 0,65, uma vez que este valor atende ao requisito de elevação de tensão para um nível adequado de injeção mesmo quando a fileira fotovoltaica opera com temperatura elevada em suas células (aproximadamente 70°C na região de Uberlândia-MG), quando a tensão ideal de operação aproxima-se de 132 V na fileira fotovoltaica (correspondendo à, aproximadamente, 377 V no elo CC e, portanto, acima da tensão de pico da rede elétrica).

A frequência de aquisição dos sinais de tensão e corrente, por sua vez, foi definida em 20 kHz que, em termos práticos, atende aos requisitos de reconstituição dos sinais, estando ainda disponível em diversos microprocessadores no mercado.

A frequência das perturbações em todas as técnicas de MPPT se dá em 2 Hz conforme comentado nos capítulos anteriores. No caso das técnicas clássicas, o passo da perturbação é de 1 V. Já para técnica proposta, a variação de Tolerância adotada é de 0,5 mA com passo de incremento de corrente de 250 mA e decremento de 400 mA, sendo que estes valores mostraram boa resposta transitória com elevado FR em regime permanente.

Para fins de sincronismo com a rede elétrica, o efeito do PLL foi obtido por meio de uma fonte de tensão puramente senoidal com 1 V de pico, 60 Hz e em fase com a tensão da rede (V_R). A implementação computacional do circuito do PLL incrementa tanto o tempo de simulação quanto a necessidade de armazenamento de dados do programa, aumentando desnecessariamente o peso computacional da simulação.

No que tange aos compensadores de tensão e corrente utilizados no controle do sistema, são exatamente aqueles projetados no Apêndice A, se apresentando em sua forma discretizada, o que traz resultados teóricos mais fidedignos aos observados na prática.

A respeito da estratégia utilizada na obtenção dos resultados, esta passa pela análise do FR em regime permanente para diversas situações operacionais da fileira fotovoltaica. Os resultados são ainda avaliados sob o aspecto de sua resposta transitória diante de intermitências de temperatura e irradiância.

A fim de verificar o comportamento das técnicas em regime permanente, diversas simulações foram realizadas com índices de irradiância começando desde 400 W/m² e chegando até 1000 W/m² com passos de 200 W/m². Para cada nível de irradiância, a temperatura das células foi alterada desde

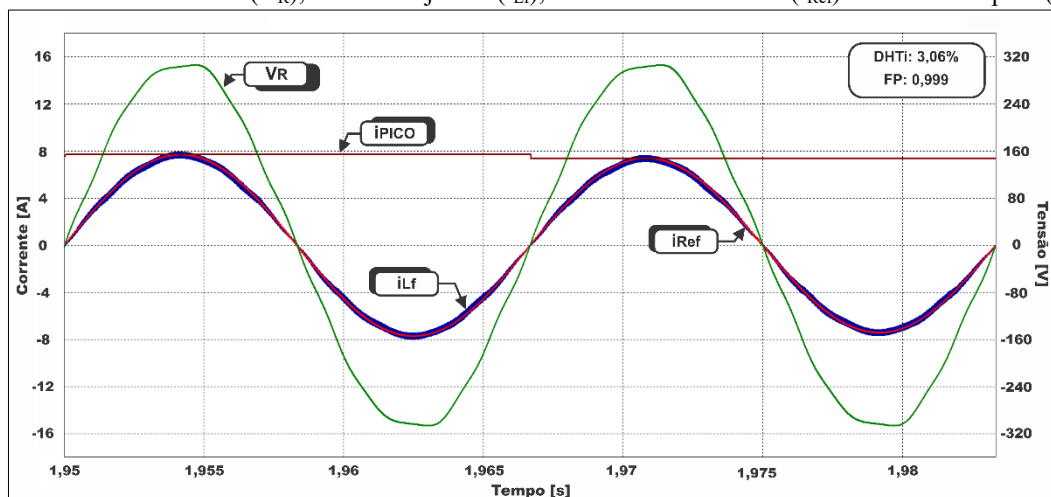
25°C até 70°C em passos de 15°C. Deste modo, ampla faixa de operação diária com diversas combinações das condições ambientais foi alcançada pela simulação computacional.

4.3 Análise da resposta da técnica proposta

4.3.1 – Análise em regime permanente

O primeiro resultado obtido, evidenciado na Figura 55, trata-se da forma de onda da corrente injetada na rede elétrica sob condições nominais de operação (ou seja, nas CPT). Como destacado na figura, a DHTi foi calculada em 3,06%, portanto dentro do limite das normas IEEE 1547 (IEEE, 2008) e NBR 16149 (ABNT, 2013). O fator de potência (FP), por sua vez, mostrou-se próximo da unidade (0,999) e, portanto, há injeção de potência na rede elétrica com elevado fator de potência.

Figura 55 – Resposta do controle de injeção de corrente quando o sistema opera com a técnica proposta nas CPT: Tensão da rede elétrica (V_R), corrente injetada (i_{Lf}), corrente de referência (i_{Ref}) e corrente de pico (i_{LF_Pico}).

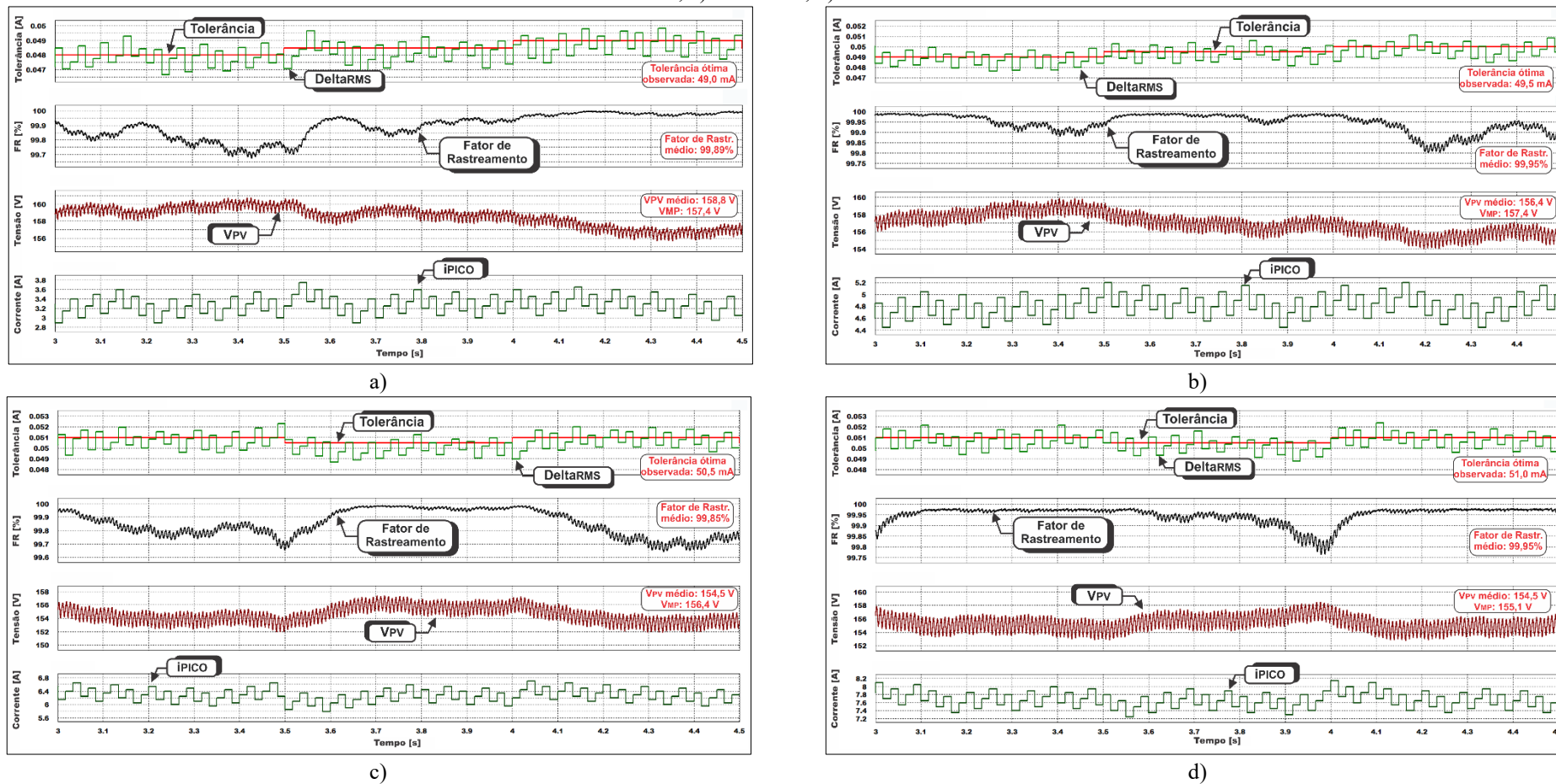


Fonte: Dados do próprio autor.

Também fica evidente que a imposição de corrente i_{Lf} no indutor de saída segue sua referência senoidal i_{Ref} que, por sua vez, advém da multiplicação do valor de corrente de pico i_{LF_Pico} (proveniente da técnica de GMPPT proposta) com a onda senoidal de sincronismo do PLL. Comprova-se ainda, neste ponto, o bom resultado obtido no controle da corrente a partir da ação conjunta dos controladores PRes e HC.

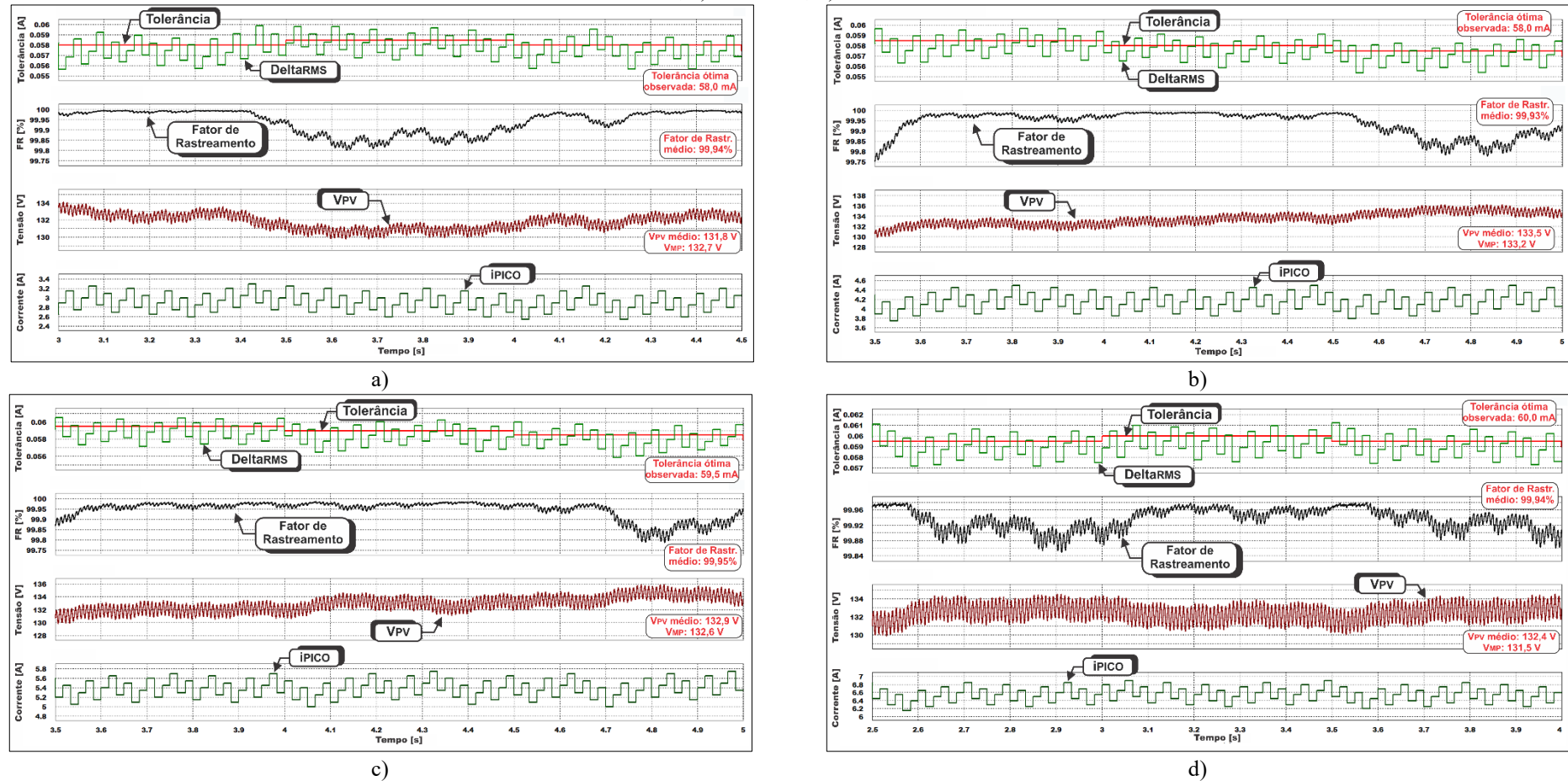
Em seguida, o FR da técnica proposta foi avaliado para diversas condições ambientais de operação. A Figura 56 e a Figura 57 apresentam, respectivamente, os resultados do sistema operando com temperatura constante de 25°C e 70°C em diversas irradiâncias (desde 400 W/m² até 1000 W/m²).

Figura 56 – Formas de onda das principais variáveis do sistema controlado pela técnica proposta com temperatura das células em 25°C e irradiância de: a) 400 W/m²; b) 600 W/m²; c) 800 W/m²; d) 1000 W/m².



Fonte: Dados do próprio autor.

Figura 57 – Formas de onda das principais variáveis do sistema controlado pela técnica proposta com temperatura das células em 70 °C e irradiância de: a) 400 W/m²; b) 600 W/m²; c) 800 W/m²; d) 1000 W/m².



Fonte: Dados do próprio autor.

Ficam evidentes na Figura 56 e na Figura 57 as perturbações de 0,5 mA no valor da Tolerância que são efetivadas pela técnica proposta com o objetivo de operar o mais próximo possível do PMP. Destaca-se também o aumento da Tolerância à medida que a temperatura das células fotovoltaicas aumenta (cerca de 50,0 mA com 25°C e 60,0 mA com 70°C), fato já esperado, uma vez que há a redução da tensão terminal da fileira fotovoltaica à medida que a temperatura das células se eleva. Por fim, percebe-se que a variável Δ_{RMS} segue o seu valor de referência (Tolerância) e, como consequência, a corrente i_{LF_Pico} é modificada a cada ciclo completo da corrente injetada na rede.

A Tabela 7 apresenta o resumo das principais informações acerca do FR da técnica proposta quando os módulos operam com temperatura das células em 25°C, 40°C, 55°C e 70°C em diversas irradiâncias. Uma vez que a Tolerância está em constante modificação, a extração de máxima potência oscila em torno do ponto ótimo de operação em um processo análogo ao que ocorre com as técnicas clássicas, sendo, por este motivo, os valores de FR e V_{PV} apresentados em sua forma média.

Tabela 7 – Resumo dos resultados obtidos da simulação da técnica proposta em regime permanente para diversas irradiâncias e temperaturas das células fotovoltaicas.

Temp. das células [°C]	Irradiância [W/m²]	V_{MP} [V]	V_{PV} média [V]	Desvio [%]	Tol. calc. segundo (16) [mA]	Tol. obtida [mA]	FR médio [%]
25	400	157,41	158,58	0,74	50,66	49,00	99,89
	600	157,39	155,83	-0,99	50,66	49,50	99,95
	800	156,40	154,81	-1,02	50,97	50,50	99,85
	1000	154,90	156,22	-0,85	51,42	51,00	99,95
40	400	149,14	147,47	-1,12	53,23	52,00	99,88
	600	149,27	150,17	0,60	53,19	52,00	99,94
	800	148,42	148,97	0,37	53,47	53,00	99,94
	1000	147,05	146,46	-0,40	53,91	54,00	99,93
55	400	140,92	140,42	-0,35	55,95	54,50	99,96
	600	141,20	143,00	1,27	55,85	54,50	99,83
	800	140,49	140,47	0,01	56,09	56,00	99,97
	1000	139,26	139,9	0,46	56,52	56,50	99,92
70	400	132,75	131,84	-0,68	58,80	58,00	99,94
	600	133,18	133,5	0,24	58,64	58,00	99,93
	800	132,62	132,94	0,24	58,85	59,50	99,95
	1000	131,53	132,47	0,71	59,24	60,00	99,94

Fonte: Dados do próprio autor.

De acordo com a Tabela 7, o valor mínimo do FR observado computacionalmente é de 99,83% para irradiância de 600 W/m^2 a 55°C , enquanto o máximo é de 99,97% em 800 W/m^2 e 55°C . Com base nestes dados, o FR médio do método proposto (levando em consideração todos os resultados da Tabela 7) foi calculado em 99,92%.

Ressalta-se que reduzir os passos de Tolerância e/ou incremento e decremento da corrente de pico são medidas que auxiliam na obtenção de FR mais elevado. Porém, tal atitude implica uma busca mais lenta pelo PMP e, conseqüentemente, tem-se resultados piores no que se refere à resposta transitória da técnica diante de intermitências na fonte fotovoltaica. Como o máximo desvio na tensão da fileira em relação ao ponto ótimo de operação foi de 1,27%, os valores dos parâmetros utilizados mostram-se escolhidos adequadamente e, conforme será visto mais adiante, equilibram os resultados de resposta em regime permanente e transitória.

Ainda na Tabela 7, presencia-se a comparação do valor teórico ideal de Tolerância (obtido conforme (16)) com o valor observado nas simulações. A pequena diferença observada deve-se a dois motivos: o primeiro relaciona-se ao fato de que (16) é uma aproximação do valor de Tolerância ideal, e não seu valor exato, uma vez que foi obtida da linha de tendência dos dados simulados; o segundo se remete ao fato de que o passo de perturbação permite oscilações em torno do PMP. Como a maior diferença observada foi de 1,66 mA (3,2%) ocorrida nas condições de 25°C e 400 W/m^2 , conclui-se que a busca pelo PMP se deu de modo preciso.

4.3.2 – Análise em regime transitório

Uma vez que a fonte fotovoltaica é intermitente, o estudo do impacto das modificações da temperatura das células e da irradiância na extração de máxima potência, tanto com a utilização da técnica proposta quanto das técnicas clássicas, se mostra necessário. A seguir, são apresentados diversos ensaios transitórios computacionais envolvendo a alteração dos fatores ambientais citados.

1) Grande perturbação de redução de irradiância: 1000 W/m^2 para 400 W/m^2 em degrau com temperatura constante de 25°C

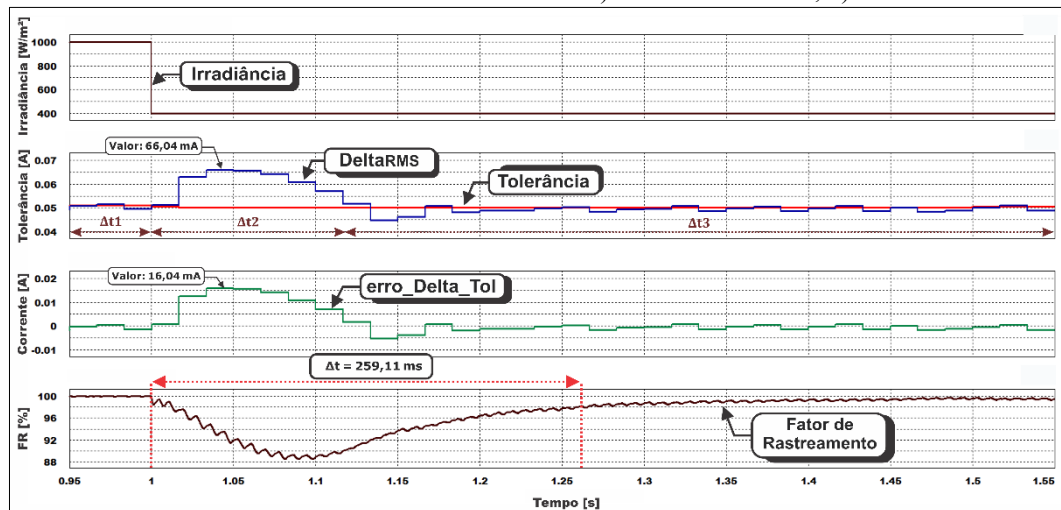
Conforme já relatado, a ausência de sensoriamento da tensão e corrente nos terminais da fileira fotovoltaica implica cuidados extras na operação transitória do sistema, principalmente correlata à diminuição abrupta da irradiância, uma vez que esta pode levar ao afundamento de tensão do elo CC. Tal situação transitória é crítica, já que a técnica proposta necessita reconhecer rapidamente (ainda que sem os sensores de tensão e corrente da fileira fotovoltaica) a diminuição acentuada da potência

disponível e, a partir de então, iniciar a modificação na injeção de corrente CA, visando manter o sistema operando nas proximidades do ponto ideal.

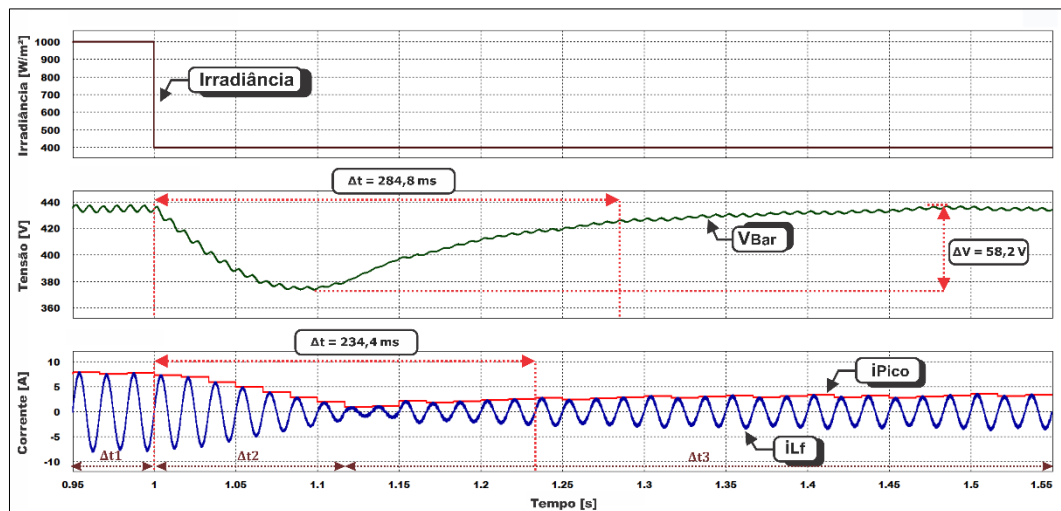
Apesar de não existir em termos práticos, a variação de irradiância em degrau torna-se importante por consistir na situação mais exigente sob o aspecto de controle da técnica proposta, uma vez que o ponto de operação tende a ser levado para o interior da zona de rápida redução de potência.

A Figura 58 apresenta a resposta das principais variáveis do sistema diante de tal perturbação. Conforme já esperado, a alteração realizada na irradiância não produz impactos significativos na tensão de máxima potência da fileira. Logo, o valor de Tolerância ideal também é pouco alterado, conforme observado na Figura 58 (a).

Figura 58 – Resposta da técnica proposta à diminuição no nível de irradiância de 1000 W/m^2 para 400 W/m^2 de forma instantânea evidenciando as variáveis da: a) entrada do sistema; b) saída do sistema.



a)



b)

Fonte: Dados do próprio autor.

Antes da perturbação, o sistema opera com elevado FR ($\approx 99,92\%$) e todas as suas variáveis se mostram estabilizadas, conforme demonstra o período Δt_1 da Figura 58 (a). Assim que o degrau de irradiância é aplicado, a energia proveniente da entrada diminui rapidamente, porém a corrente injetada na rede elétrica ainda permanece a mesma por mais um ciclo (16,66 ms), tempo este necessário para que seja efetuado o cálculo dos valores eficazes das correntes injetada e de referência.

Durante o ciclo citado (início do período Δt_2), a tensão V_{BAR} inicia uma queda com inclinação elevada. Neste período, a injeção de potência ativa na rede elétrica se deve a uma pequena parcela de potência proveniente da fileira fotovoltaica e outra grande parcela advinda da energia armazenada no capacitor C_{Bar} , promovendo então a queda da tensão neste ponto.

Uma vez que este primeiro ciclo é finalizado, a execução seguinte da lógica calcula a nova diferença entre o valor de Tolerância e Δ_{RMS} . Com o decréscimo de V_{BAR} observado, a injeção de corrente senoidal se torna menos efetiva e o valor de Δ_{RMS} aumenta até cerca de 66,04 mA, como evidenciado na Figura 58 (a). Assim, a variável $erro_Delta_Tol$ (gatilho para o início da ação contra o afundamento de tensão) chega a ter o valor de 16,04 mA, ou seja, torna-se cerca de 32 vezes maior que seu valor sob condição normal de operação em regime permanente (próximo de 0,5 mA).

Neste caso, o controle da técnica proposta detecta que houve uma diminuição acentuada na potência de entrada e há um iminente risco de afundamento da tensão V_{BAR} , sendo então acionadas as medidas contra o afundamento da tensão. A primeira delas altera o passo de decremento da corrente de pico a ser injetada para 1,0 A tornando a redução de potência na saída mais rápida, conforme presente no período Δt_2 na Figura 58 (b). A segunda medida tomada é a diminuição da Tolerância em 5% para auxiliar à recuperação da tensão do capacitor C_{Bar} nos ciclos seguintes. Estes fatos estão presentes nos fluxogramas evidenciados no Capítulo 3.

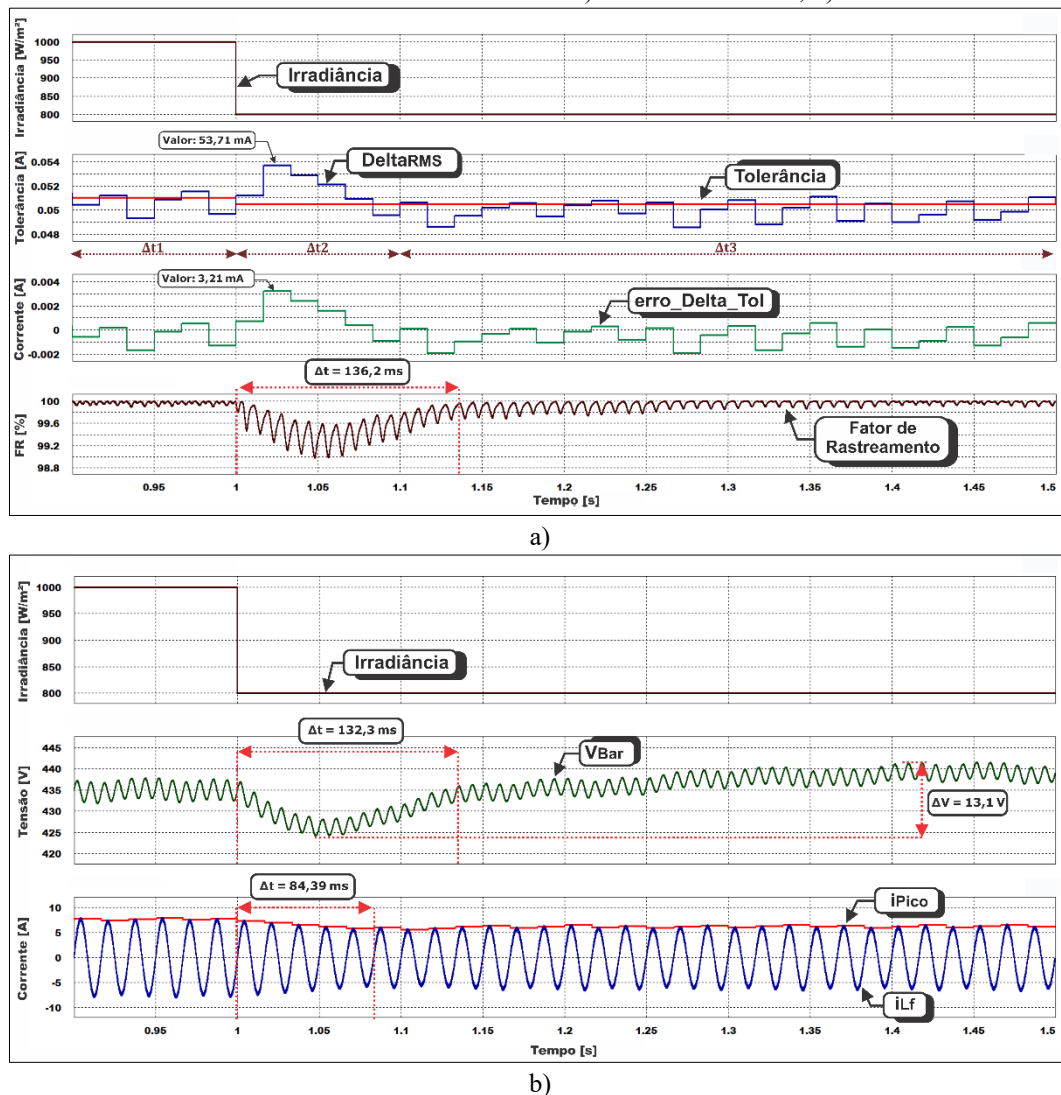
Tão logo o valor de $erro_Delta_Tol$ retorne para a faixa de operação padrão ($\pm 5,0$ mA), o reajuste dos passos da corrente de pico a ser injetada é realizado, trazendo-os para os valores convencionais de regime permanente (incremento de 200 mA e decremento de 450 mA), configurando então o período Δt_3 na Figura 58.

Por fim, após 259,11 ms do início da perturbação o FR entra em regime permanente, sendo que a corrente injetada se mostra com tempo de estabilização de 234,4 ms, enquanto a tensão do elo CC se estabiliza em 284,8 ms, neste caso, tendo passado por uma oscilação de 58,2 V (13,37% do seu valor final). Logo, mesmo com a elevada redução na irradiância, garante-se o funcionamento estável do sistema nestas condições com a subsequente busca pelo ponto ideal de operação.

2) Pequena perturbação de redução de irradiância: 1000 W/m^2 para 800 W/m^2 em degrau com temperatura constante de 25°C

A Figura 59 apresenta a resposta obtida diante de uma redução de 200 W/m^2 na irradiância da fileira fotovoltaica. De imediato, nota-se que o sistema opera com elevado FR e todas as variáveis envolvidas estão estabilizadas antes da aplicação do degrau (período Δt_1 na Figura 59). Uma vez aplicado o degrau, o pico de corrente injetada na rede elétrica não corresponde ao valor que retorna o PMP, sendo a injeção de potência maior que aquela extraída e culminando no início da queda da tensão V_{BAR} na Figura 59 (b) (início do período Δt_2).

Figura 59 – Resposta da técnica criada à diminuição no nível de irradiância de 1000 W/m^2 para 800 W/m^2 de forma instantânea evidenciando as variáveis da: a) entrada do sistema; b) saída do sistema.



Fonte: Dados do próprio autor.

Com tal diminuição na tensão V_{BAR} , a variável Δ_{RMS} vê seu valor aumentar exatamente pelos mesmos motivos comentados no ensaio anterior. A consequência é que Δ_{RMS} passa a ser maior que a Tolerância e a técnica proposta inicia a diminuição da corrente de pico durante o período Δt_2 na Figura 59 (a). Ressalta-se nesta mesma figura, que o valor de *erro_Delta_Tol* fica dentro da faixa de operação convencional de $\pm 5,0$ mA, o que, por sua vez, remete ao fato de que não existe afundamento na tensão do elo CC durante esta perturbação.

A estabilização da corrente injetada na rede elétrica se dá em cerca de 84,39 ms, conforme ilustra a Figura 59 (b). Já o fator de rastreamento, como depende da dinâmica mais lenta da tensão do elo CC, estabiliza-se em 136,2 ms, sendo tal estado alcançado pela tensão V_{BAR} após decorridos 132,3 ms do início do degrau aplicado. A oscilação de tensão do elo CC apresentada durante o transitório neste caso foi de 13,1 V, representando apenas 2,97% do valor de regime permanente.

3) Grande perturbação de aumento de irradiância: 400 W/m² para 1000 W/m² em degrau com temperatura constante de 25°C

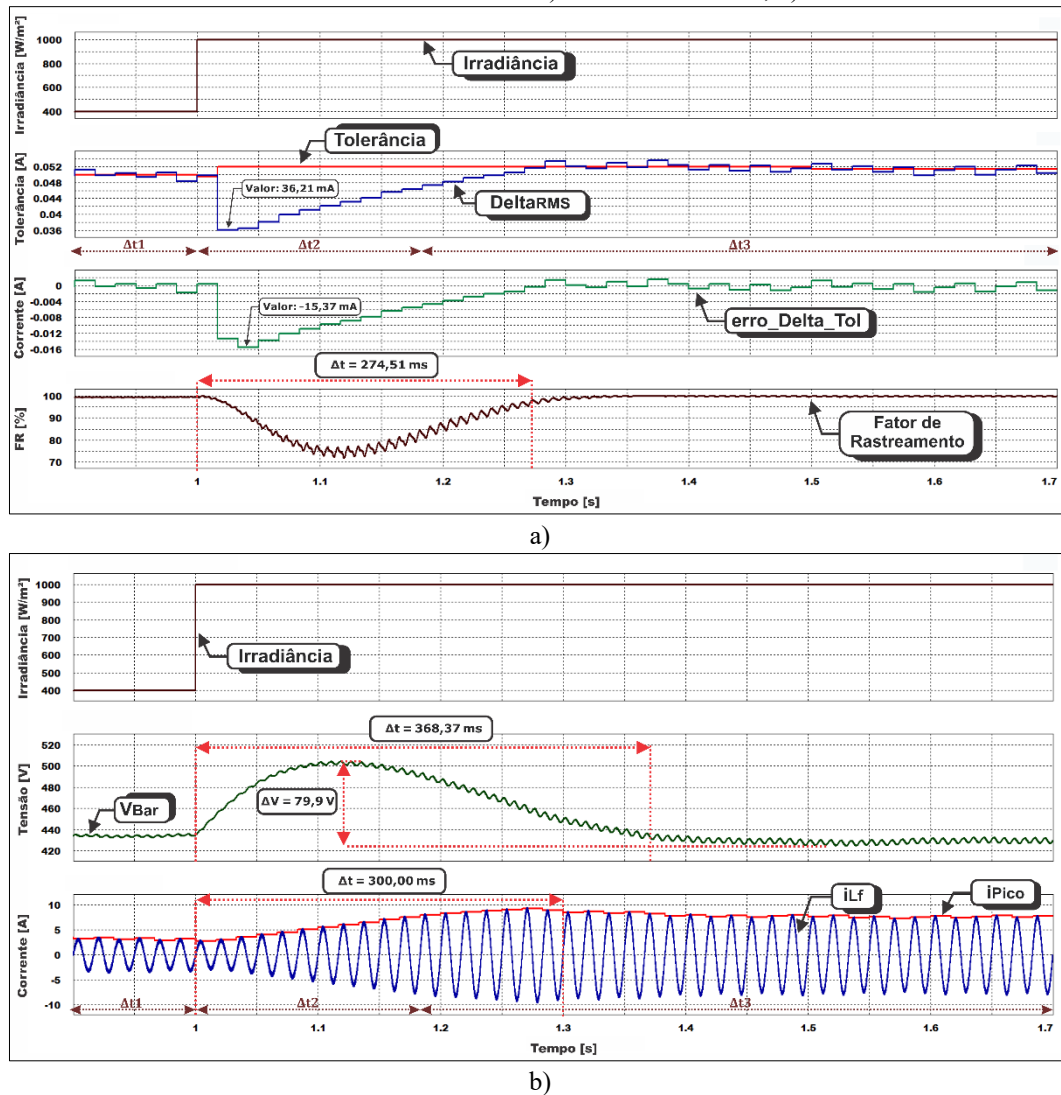
A terceira avaliação transitória da técnica proposta está evidenciada na Figura 60. No tempo 1,0 segundo o valor de irradiância é incrementado em 600 W/m², passando de 400 W/m² para 1000 W/m² em forma de degrau com temperatura das células mantida constante em 25°C.

De modo análogo ao caso de redução da irradiância, o valor de Tolerância ideal também é pouco afetado por este distúrbio. A tensão V_{BAR} , contudo, tende a se elevar rapidamente diante do aumento na potência CC de entrada sem a consequente resposta na potência CA de saída, uma vez que o controle da corrente injetada necessita de um ciclo (16,66 ms) para reconhecer a alteração no estado do sistema. Este fato se apresenta no início do período Δt_2 na Figura 60 (b).

Conforme a tensão do elo CC se eleva, a variável Δ_{RMS} se mostra com valor abaixo da Tolerância, já que a imposição da corrente de referência torna-se mais efetiva com a maior tensão na entrada do conversor CC – CA. Nota-se, pela Figura 60, que Δ_{RMS} chega a diminuir até 36,21 mA, o que traz a variável *erro_Delta_Tol* para -15,37 mA, valor este cerca de 30 vezes menor que aquele apresentado em regime permanente.

Neste caso, assim que tal variável se torna menor que -5,0 mA, o passo de incremento da corrente de pico é alterado de 250 mA para 500,0 mA, tornando o aumento da potência CA de saída mais rápido e, consequentemente, reduzindo a tensão V_{BAR} de modo mais efetivo. Os incrementos no pico de corrente durante o período Δt_2 da Figura 60 (b) evidenciam graficamente tal explanação.

Figura 60 – Resposta da técnica proposta à elevação de irradiância de 400 W/m^2 para 1000 W/m^2 de forma instantânea evidenciando as variáveis da: a) entrada do sistema; b) saída do sistema.



Fonte: Dados do próprio autor.

A implicação do primeiro ciclo sem aumento na corrente de referência, sob a ótica do fator de rastreamento, é que a energia acumulada no capacitor C_{Bar} promove o aumento de V_{BAR} (e consequentemente da tensão V_{PV}), retirando a operação do ponto ideal e promovendo a diminuição do FR até próximo de 70% por um breve período. O aumento rápido na corrente de referência do segundo ciclo em diante auxilia na retomada do FR e promove sua estabilização em $274,51 \text{ ms}$ conforme mostra a Figura 60 (a).

Uma vez que Δ_{RMS} se aproxima novamente do valor de Tolerância, a variável erro_Delta_Tol retorna para dentro da faixa de $\pm 5,0 \text{ mA}$, enquanto o passo de incremento do pico de

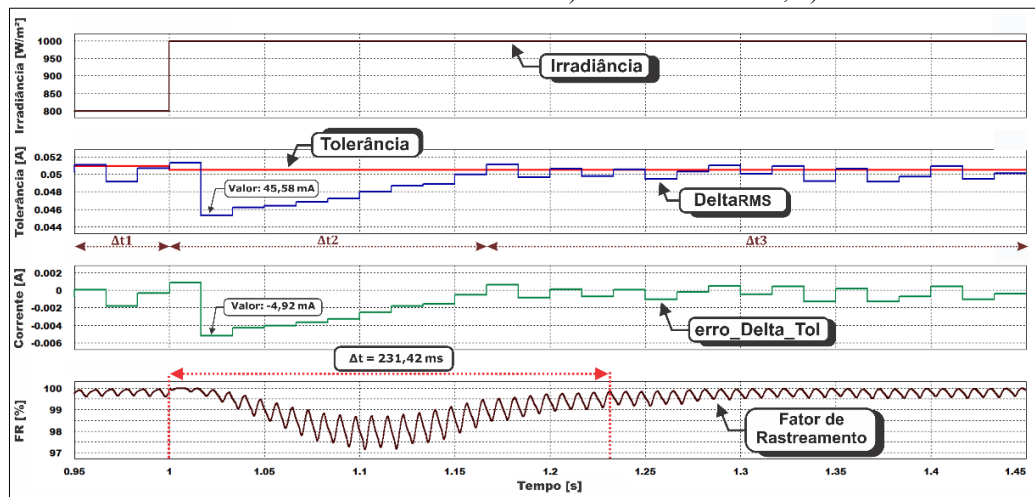
corrente retorna ao valor de regime permanente (250 mA) garantindo menores oscilações na potência CA de saída do inversor.

De acordo com a Figura 60 (b)), a corrente injetada na rede elétrica estabilizou-se em cerca de 300,00 ms. A tensão do elo CC, por sua vez, mostrou-se com ultrapassagem percentual de 18,66% (79,9 V), tendo tempo de estabilização de 368,37 ms.

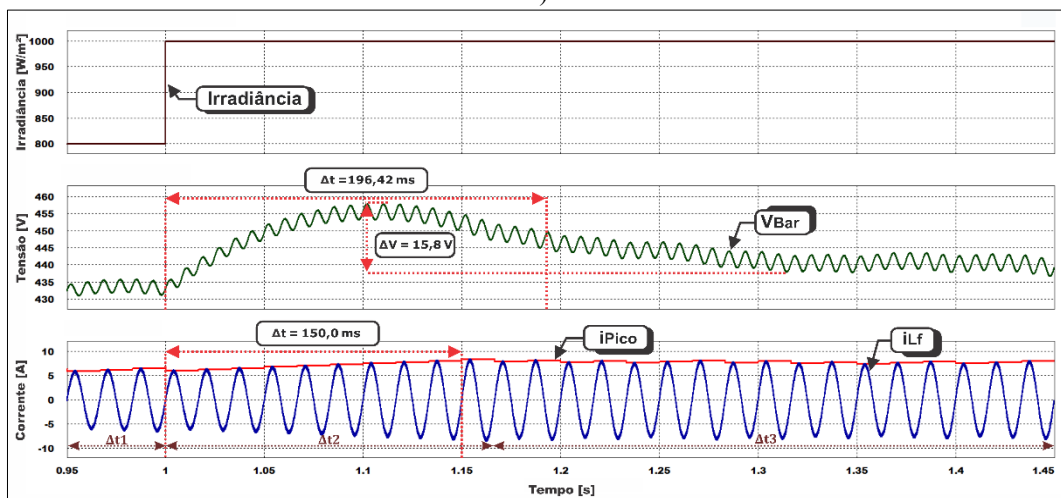
4) Pequena perturbação de aumento de irradiância: 800 W/m^2 para 1000 W/m^2 em degrau com temperatura constante de 25°C

A Figura 61 traz a resposta das principais variáveis da técnica proposta sob um aumento instantâneo na irradiância da fileira fotovoltaica de 800 W/m^2 para 1000 W/m^2 .

Figura 61 – Resposta da técnica proposta à elevação no nível de irradiância de 800 W/m^2 para 1000 W/m^2 de forma instantânea evidenciando as variáveis da: a) entrada do sistema; b) saída do sistema.



a)



b)

Fonte: Dados do próprio autor.

De modo semelhante ao que ocorreu no distúrbio anterior, a elevação de irradiância promove o aumento da potência CC de entrada que, no primeiro ciclo, não é acompanhado pelo aumento da potência CA de saída, promovendo a elevação da tensão V_{BAR} (Figura 61 (b)).

Em linhas gerais, o comportamento das variáveis Δ_{RMS} , Tolerância e $erro_Delta_Tol$ neste ensaio se assemelha com o caso “3”. Contudo, já que o aumento de potência CC na entrada não é acentuado como aquele evidenciado no referido ensaio, a variável $erro_Delta_Tol$ se mostra todo período com módulo inferior a 5,0 mA (Figura 61 (a)). Ou seja, os valores de passo de i_{LF_Pico} utilizados em regime permanente são autossuficientes neste caso, uma vez que modificam a potência CA de saída e mantêm o sistema operando próximo ao ponto ideal sem requerer modificação de seus valores.

O aumento de 15,8 V (3,57%) observado na tensão V_{BAR} retira momentaneamente a operação do ponto ótimo e implica na diminuição do FR para cerca de 97% durante curto intervalo de tempo. Com o aumento da corrente de referência, a situação do FR se regulariza decorridos 231,42 ms do início da perturbação, conforme ilustra a Figura 61 (a). Esta mesma corrente se estabiliza em 150,0 ms, enquanto a tensão V_{BAR} chega a tal estado em 196,42 ms.

5) *Perturbação de aumento de temperatura das células fotovoltaicas: 50°C para 55°C em degrau com irradiância constante de 1000 W/m²*

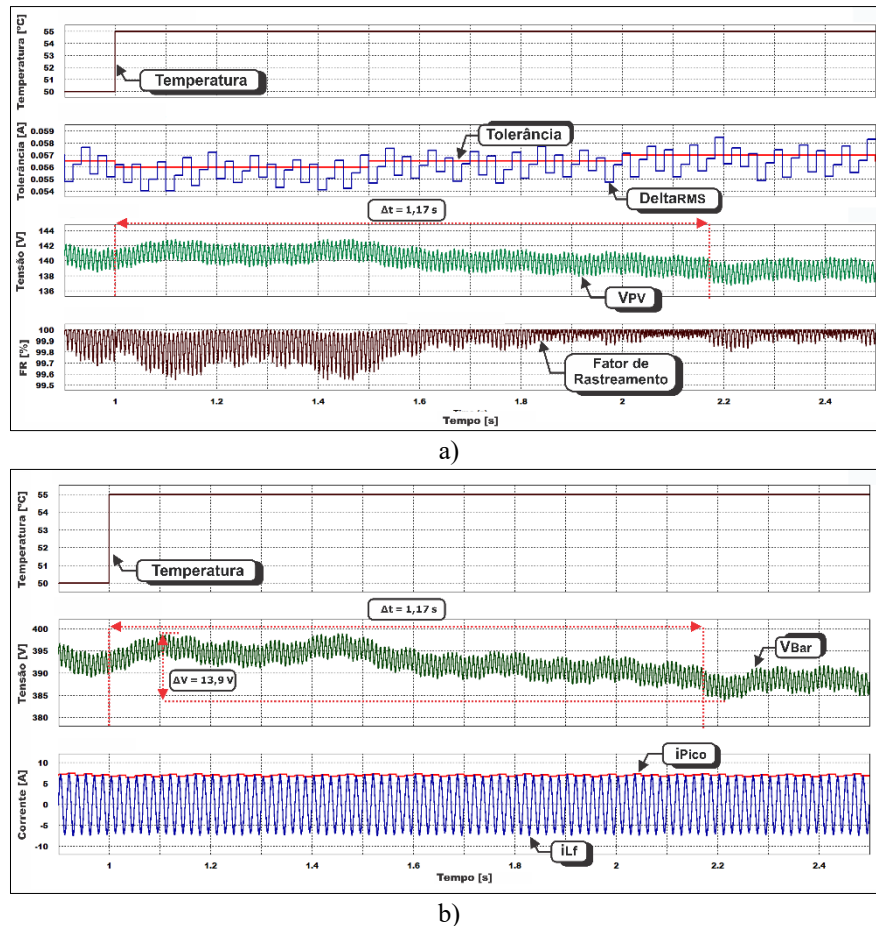
Ao completar-se 1,0 segundo de simulação, a temperatura das células fotovoltaicas é elevada em 5°C de modo instantâneo, conforme presente na Figura 62 (a) e (b). Do mesmo modo como foi descrito para a variação de irradiância, aqui também é observado o fato de que este ensaio visa submeter a técnica proposta a uma situação transitória mais intensa que a aquela evidenciada na operação prática. A escolha de 50°C para a temperatura inicial se deve ao fato deste valor ser uma média em um dia tipicamente ensolarado em Uberlândia-MG, de acordo com a curva da Figura 33.

O aumento da temperatura dita modificações significativas na tensão da fileira fotovoltaica, havendo deslocamento da tensão ideal para um valor menor. Logo, espera-se a elevação da Tolerância, o que de fato ocorre na resposta da Figura 62 (a). Nela, a Tolerância aumenta de 56,0 mA até 57 mA, promovendo a queda na tensão da fileira de cerca de 140 V para 137 V em média.

Ainda nesta figura, nota-se que o fator de rastreamento se mantém acima de 99,5%, sendo o tempo de estabilização de, aproximadamente, 1,17 segundo. Já as variáveis de saída do sistema estão evidenciadas na Figura 62 (b), na qual percebe-se que a tensão V_{BAR} também diminui no período

transitório analisado, obviamente como reflexo da queda de V_{PV} . A injeção de corrente elétrica na rede, conforme já esperado, é pouco afetada pelo distúrbio realizado.

Figura 62 – Resposta da técnica proposta à perturbação de aumento de 50°C para 55°C na temperatura da células fotovoltaicas em degrau evidenciando as variáveis da: a) entrada do sistema; b) saída do sistema.

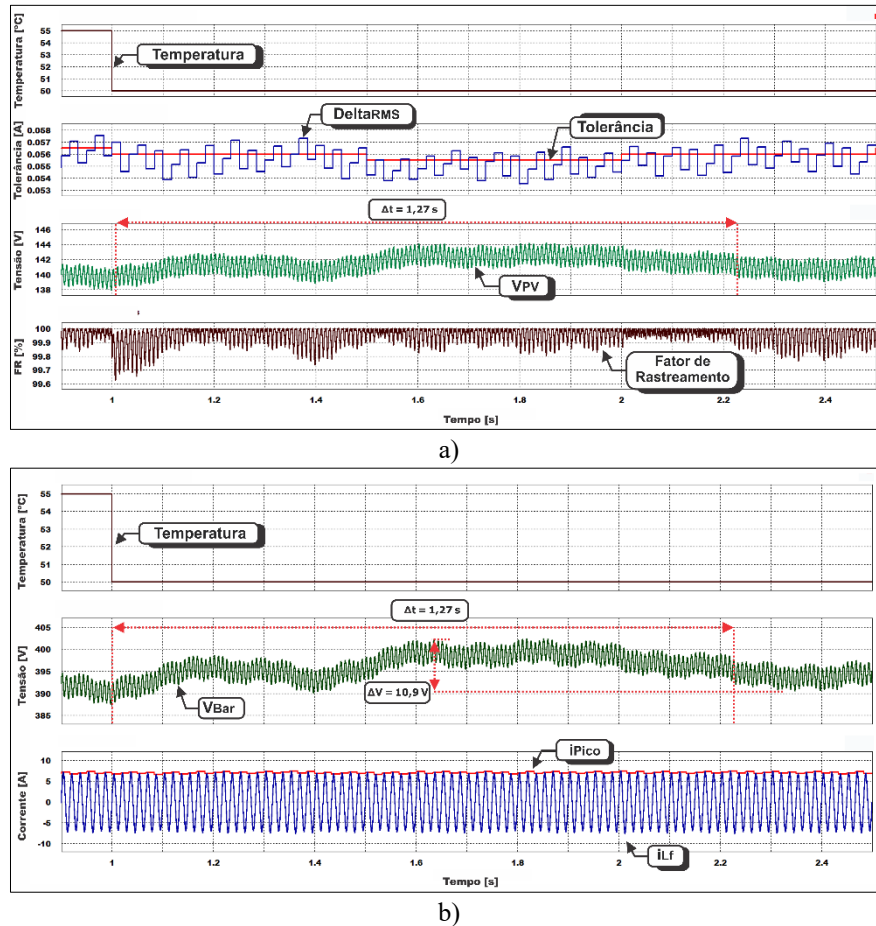


Fonte: Dados do próprio autor.

6) Perturbação de redução de temperatura das células fotovoltaicas: 55°C para 50°C em degrau com irradiância constante de 1000 W/m²

De modo complementar ao ensaio “5”, o decremento de temperatura de 55°C para 50°C em forma de degrau também foi avaliado e o resultado obtido está presente na Figura 63 (a) e (b). Nota-se o efeito inverso ao observado no ensaio anterior, com a tensão da fileira fotovoltaica aumentando diante do decréscimo na temperatura das células fotovoltaicas.

Figura 63 – Resposta da técnica proposta à perturbação de aumento de 50°C para 55°C na temperatura da células fotovoltaicas em degrau evidenciando as variáveis da: a) entrada do sistema; b) saída do sistema.



Fonte: Dados do próprio autor.

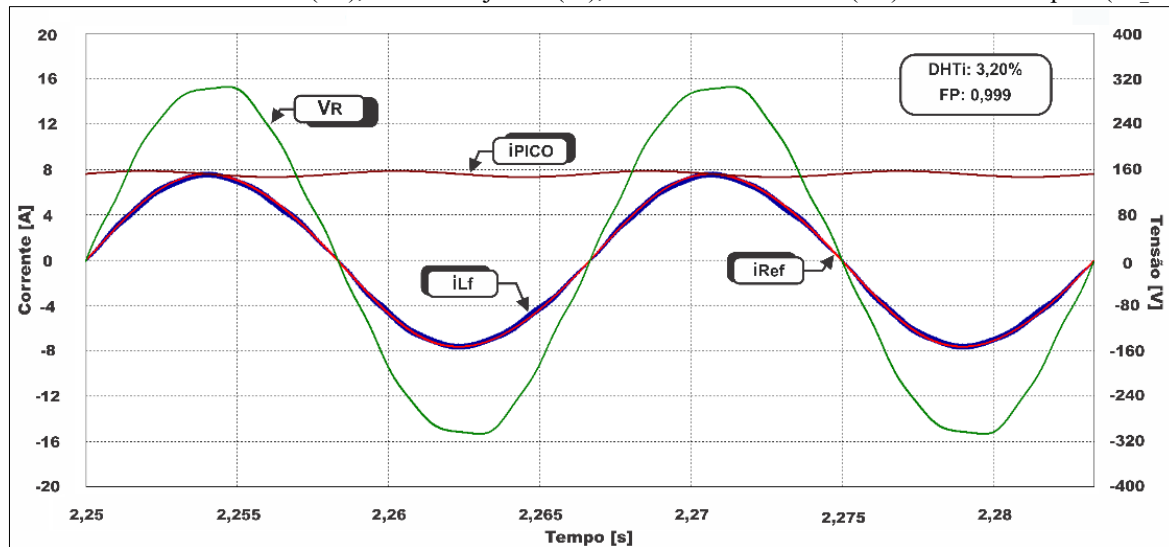
A Tolerância, neste caso, diminui de 56,5 mA para 56,0 mA como meio de elevar a tensão V_{PV} (Figura 63 (a)) e V_{BAR} (Figura 63 (b)) visando a operação no novo ponto ótimo de potência. Em termos de FR, o mínimo observado é de 99,7%, aproximadamente, com estabilização em cerca de 1,27 segundo. Por fim, a injeção de corrente elétrica evidenciada na Figura 63 (b), assim como no ensaio anterior, é pouco afetada pela diminuição de temperatura realizada.

4.4 Análise da resposta da técnica Perturbe e Observe

4.4.1 – Análise em regime permanente

De modo análogo ao que foi realizado na análise de regime permanente da técnica proposta, o primeiro resultado de simulação envolvendo a técnica P&O atesta a qualidade da corrente injetada na rede elétrica quando em operação nas CPT, sendo estes evidenciado na Figura 64.

Figura 64 – Resposta do controle de injeção de corrente quando o sistema opera com a técnica P&O nas CPT: Tensão da rede elétrica (V_R), corrente injetada (i_{Lf}), corrente de referência (i_{Ref}) e corrente de pico (i_{LF_Pico}).



Fonte: Dados do próprio autor.

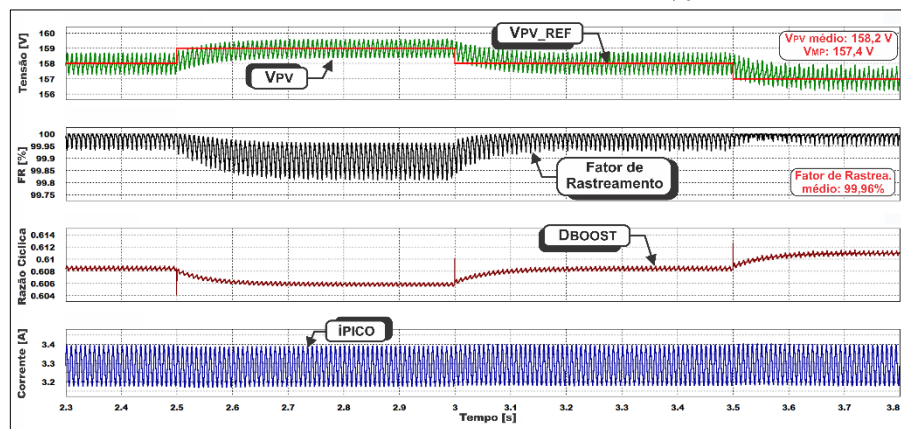
Em termos de distorção harmônica total, a forma de onda da corrente obtida revela 3,20% e, assim como a técnica proposta, atende ao limite das normas IEEE 1547 (IEEE, 2008) e NBR 16149 (ABNT, 2013). O fator de potência, por sua vez, foi calculado em 0,999, indicando a maior parcela de injeção de potência sob a forma ativa. Este resultado atesta a qualidade dos compensadores PRes e HC projetados.

Ainda na Figura 64, nota-se a corrente i_{LF_Pico} advinda do compensador PI de tensão do elo CC com oscilação característica de 120 Hz. Neste ponto, há uma pequena diferença em relação à corrente de referência da técnica proposta, já que nesta última ela permanece constante por todo o ciclo. Este fato explica porque a DHTi das técnicas clássicas se mostra levemente superior (0,14%) ao valor observado na técnica proposta.

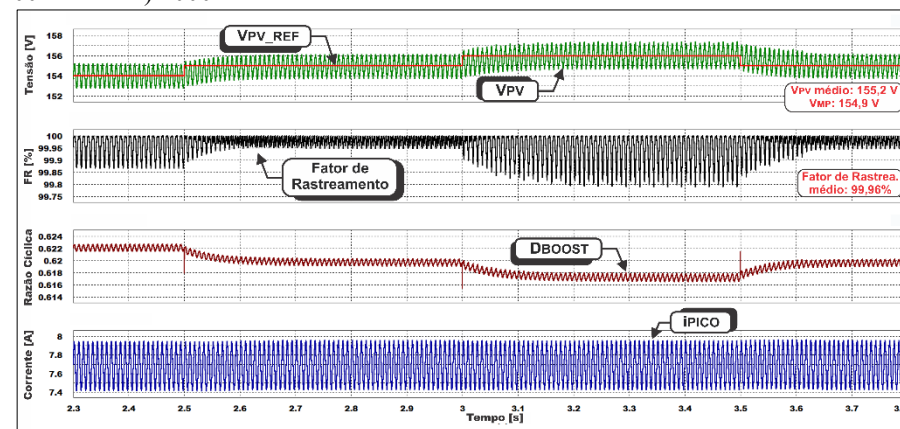
A análise de regime permanente da técnica P&O envolve, intencionalmente, os mesmos testes que foram realizados para a técnica proposta, possibilitando assim a comparação das respostas obtidas. Na Figura 65 apresentam-se os resultados do P&O operando, respectivamente, em 25°C e 70°C com irradiância de 400 W/m² e 1000 W/m².

Nesta figura ficam evidentes as perturbações com amplitude de 1 V realizadas pela técnica na busca da operação próxima ao PMP. Percebe-se ainda a atuação adequada do compensador PID da tensão terminal da fileira fotovoltaica, uma vez que a tensão V_{PV} segue, na média, sua referência V_{PV_REF} .

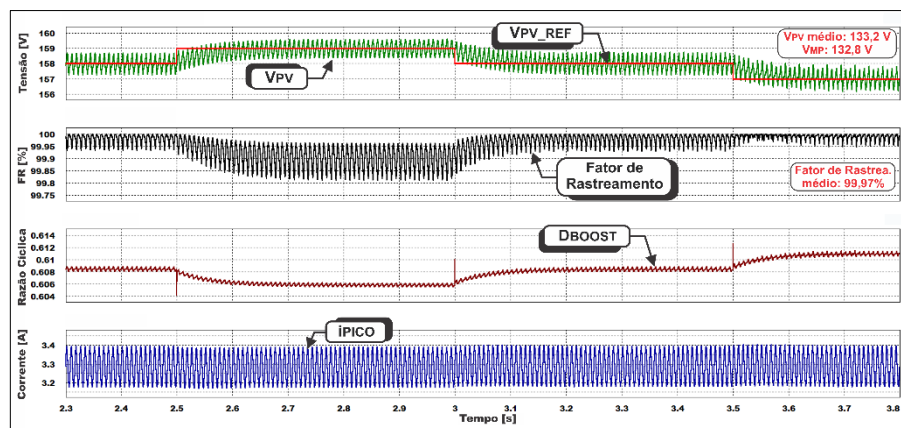
Figura 65 – Resposta das principais variáveis do sistema operando com a técnica P&O à temperatura de 25°C e irradiância de: a) 400 W/m²; b) 1000 W/m²; e com temperatura de 70°C e irradiância de c) 400 W/m² e d) 1000 W/m².



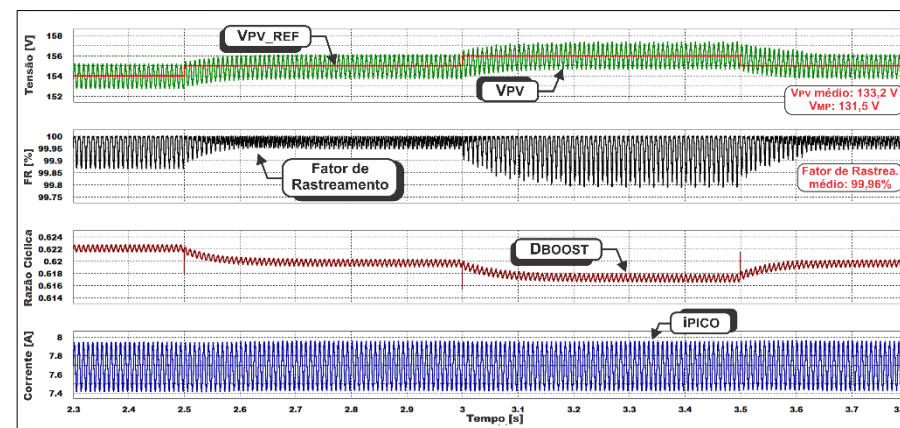
a)



b)



c)



d)

Fonte: Dados do próprio autor.

Tais resultados também trazem o comportamento da razão cíclica do conversor CC – CC no tempo. Como D_{Boost} é responsável por impor a tensão de referência obtida do método de MPPT nos terminais da fileira fotovoltaica, seu valor modifica de acordo com a tensão requisitada. Em 25°C seu valor médio é de, aproximadamente, 0,62, aumentando para 0,67 quando em 70°C como reflexo direto da queda de tensão dos módulos fotovoltaicos operando com suas células em temperaturas maiores.

Finalizando os resultados de regime permanente da técnica Perturbe e Observe, a Tabela 8 traz o resumo das informações relativas ao FR desta técnica diante dos mesmos ensaios analisados para a técnica proposta. O FR médio mostrou-se em 99,97%, corroborado pelo baixo desvio entre o valor ótimo de tensão (V_{MP}) e a tensão média da fileira (V_{PV}).

Tabela 8 – Resumo dos resultados obtidos da simulação da técnica P&O em regime permanente para diversas irradiâncias e temperaturas.

Temp. das células [°C]	Irradiância [W/m ²]	V_{MP} [V]	V_{PV} média [V _{PV}]	Desvio [%]	FR médio [%]
25	400	157,41	158,16	0,48	99,96
	600	157,39	158,23	0,53	99,95
	800	156,40	156,83	0,27	99,96
	1000	154,90	155,16	0,16	99,96
40	400	149,14	149,16	0,01	99,98
	600	149,27	149,16	-0,07	99,98
	800	148,42	149,17	0,50	99,95
	1000	147,05	146,83	-0,15	99,97
55	400	140,92	140,81	-0,08	99,98
	600	141,20	140,83	-0,26	99,97
	800	140,49	140,83	0,24	99,97
	1000	139,26	138,83	-0,31	99,97
70	400	132,75	133,16	0,31	99,97
	600	133,18	133,17	-0,01	99,98
	800	132,62	133,17	0,41	99,97
	1000	131,53	132,16	0,48	99,96

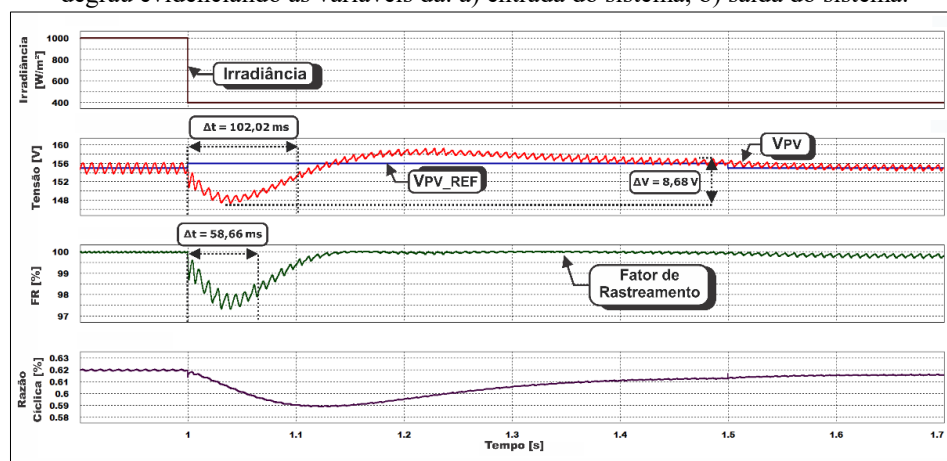
Fonte: Dados do próprio autor.

4.4.2 – Análise em regime transitório

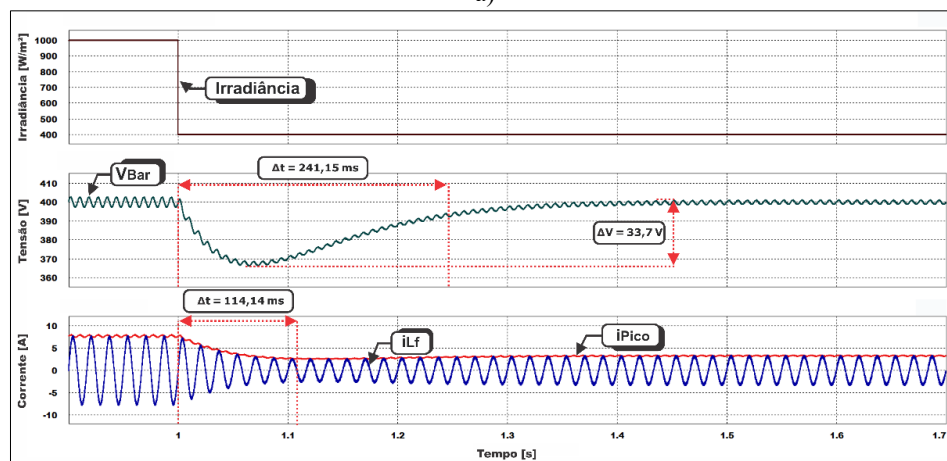
1) Grande perturbação de diminuição de irradiância: 1000 W/m^2 para 400 W/m^2 em degrau com temperatura constante de 25°C

A Figura 66 apresenta a resposta da técnica P&O à diminuição de irradiância descrita. Nesta figura, nota-se que a tensão V_{PV} passa por período transitório de 102,02 ms com oscilação de 5,56% (8,68 V), sendo que, conforme já esperado, seu valor final praticamente não é modificado diante da baixa alteração da tensão ideal (V_{MP}) provocada pelo ensaio.

Figura 66 – Resposta da técnica P&O à diminuição no nível de irradiância de 1000 W/m^2 para 400 W/m^2 em degrau evidenciando as variáveis da: a) entrada do sistema; b) saída do sistema.



a)



b)

Fonte: Dados do próprio autor.

Ainda na Figura 66, o FR mostra-se estável antes do distúrbio e diminui até o mínimo de 97,4% durante o período transitório, retornando ao regime permanente em 58,66 ms. Este fato é o reflexo da queda na tensão V_{BAR} visualizada na Figura 66 (b) e que tira momentaneamente a operação

do PMP, já que a diminuição abrupta da irradiância traz consigo a tendência transitória de se injetar mais potência na rede elétrica que aquela presente na entrada CC, o que, por sua vez, tende a diminuir a tensão do elo CC. A resposta do controle da tensão V_{BAR} atua, então, no sentido de diminuir a corrente $i_{\text{LF_Pico}}$, conforme evidenciado na mesma figura. Com esta atitude, a tensão V_{BAR} volta a seguir o seu valor de referência (400 V), estabilizando-se em 241,15 ms e provando a funcionalidade do compensador PI de tensão projetado.

A corrente de referência, por sua vez, alcança o regime permanente em 114,14 ms. Portanto, a resposta da malha interna do controle do estágio CC – CA possui resposta transitória mais rápida que a malha externa de tensão, como de fato deve ocorrer na topologia de controle em cascata.

A razão cíclica de trabalho do conversor Boost é modificada, conforme observado na Figura 66 (a), por meio do controle da tensão V_{PV} com o intuito de manter a operação no ponto ótimo, mesmo diante das oscilações de tensão presentes no elo CC. Como V_{BAR} diminui inicialmente, D_{Boost} também decresce para que V_{PV} seja mantida próxima da tensão que retorna a máxima potência.

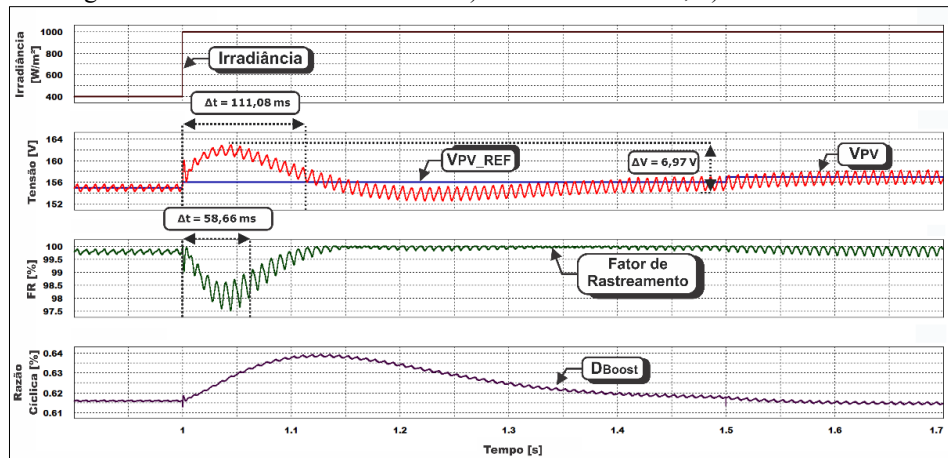
Diante deste resultado, fica evidente a rápida resposta transitória apresentada pela técnica P&O para a diminuição na irradiância. Obviamente, todos os sensores utilizados são fundamentais para o bom resultado transitório apresentado, uma vez que possibilitam a rápida identificação da mudança na potência CC disponível na entrada.

2) Grande perturbação de aumento de irradiância: 400 W/m² para 1000 W/m² em degrau com temperatura constante de 25°C

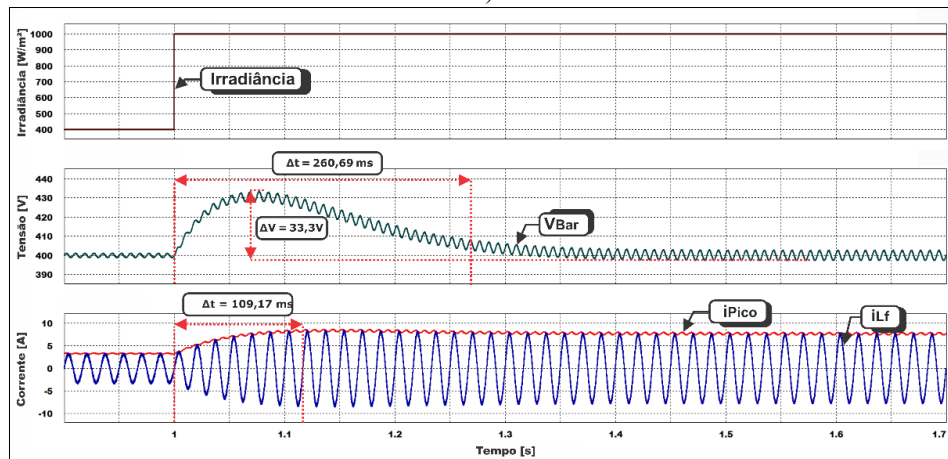
A resposta do ensaio oposto ao caso “1” está mostrada na Figura 67. Como há o aumento na irradiância da fileira fotovoltaica, a potência CC disponível também aumenta, o que, por sua vez, promove maior disponibilidade de energia para o elo CC. Como consequência, ocorre de forma transitória um aumento de 33,31 V (8,32%) na tensão no capacitor C_{Bar} , representada por V_{BAR} na Figura 67 (b).

Deste modo, o compensador de tensão (malha externa) do estágio inversor reage com o aumento da corrente injetada $i_{\text{LF_Pico}}$ visando diminuir a tensão V_{BAR} até sua referência, o que ocorre após 260,69 ms do início do distúrbio. Os compensadores PRes e HC, por sua vez, impõe a corrente senoidal de referência no indutor de saída, formando a corrente i_{Lf} . O período transitório desta última variável é de 109,17 ms.

Figura 67 – Resposta da técnica P&O ao aumento no nível de irradiância de 400 W/m^2 para 1000 W/m^2 em degrau evidenciando as variáveis da: a) entrada do sistema; b) saída do sistema.



a)



b)

Fonte: Dados do próprio autor.

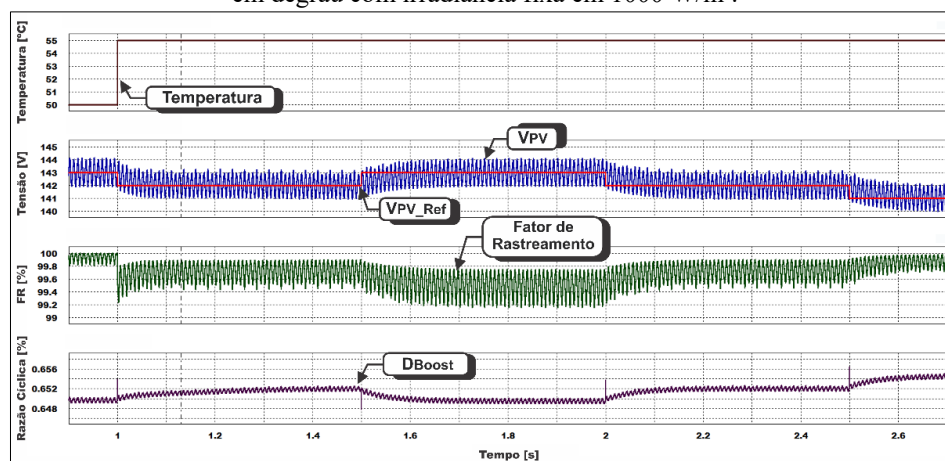
A tensão da fileira fotovoltaica oscila 4,48%, chegando até o valor de 162,52 V e se estabiliza após decorridos 111,08 ms. Com relação ao FR, o mínimo registrado na Figura 67 (a) é de aproximadamente 97,5% com estabilização em 58,66 ms.

3) Ensaio de aumento e decremento na temperatura das células fotovoltaicas: 50°C para 55°C e 55°C para 50°C com irradiância fixa em 1000 W/m^2

Na Figura 68 está evidenciada a resposta da técnica P&O ao degrau de temperatura de 50°C para 55°C com irradiância fixa em 1000 W/m^2 . Uma vez que o aumento de temperatura ocasiona a queda da tensão terminal da fileira fotovoltaica, nota-se a ação no sentido de diminuir a tensão de referência V_{PV_Ref} para aproximar a operação do ponto ótimo. Consequentemente, também ocorre o

aumento da razão cíclica de trabalho D_{Boost} . Relativo ao fator de rastreamento, o mínimo observado é de, aproximadamente, 99,2%, sendo a estabilização ocorrida em cerca de 1,5 segundo.

Figura 68 – Resposta da técnica P&O ao aumento de temperatura das células fotovoltaicas de 50°C para 55°C em degrau com irradiância fixa em 1000 W/m².



Fonte: Dados do próprio autor.

O ensaio complementar ao da Figura 68 está mostrado na Figura 69, na qual ocorre a diminuição da temperatura das células fotovoltaicas de 55°C para 50°C com irradiância constante de 1000 W/m². A busca, neste caso, passa pelo incremento da tensão de referência de 140 V até 142 V. O FR mínimo observado é de 99,8%, havendo estabilização em cerca de 600 ms.

4.5 Análise da resposta da técnica Condutância Incremental

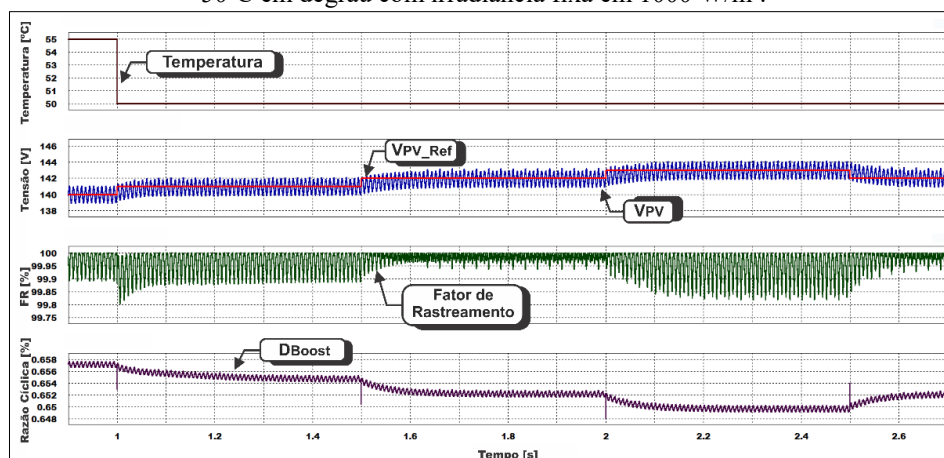
4.5.1 – Análise em regime permanente

A Figura 70 apresenta as principais variáveis envolvidas na extração de máxima potência para as temperaturas das células fotovoltaicas em 25°C e 70°C e com irradiância de 400 W/m² e 1000 W/m². A forma de onda da corrente injetada na rede elétrica é exatamente aquela apresentada na Figura 64, uma vez que os compensadores de tensão e corrente bem como a estrutura de controle são idênticos ao caso da técnica P&O.

Conforme já era esperado, a situação em que se obtêm inclinação nula na curva P-V e ausência de perturbações da tensão de referência não é obtida, sempre havendo oscilações em torno do PMP.

Os resultados para as demais temperaturas e irradiâncias, apesar de não estarem mostrados de forma gráfica, somam-se aos resultados presentes na Figura 70 e, juntos, compõem a Tabela 9.

Figura 69 – Resposta da técnica P&O à diminuição de temperatura das células fotovoltaicas de 55°C para 50°C em degrau com irradiância fixa em 1000 W/m².



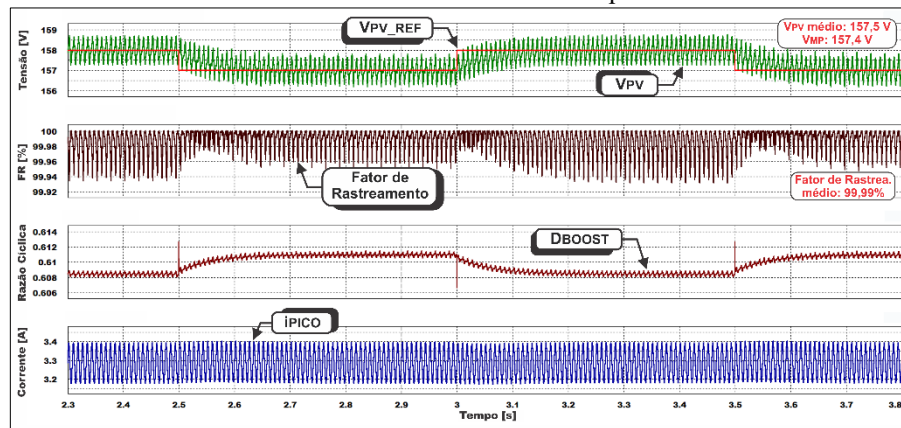
Fonte: Dados do próprio autor.

Tabela 9 – Resumo dos resultados obtidos da simulação da técnica Cond. Inc. em regime permanente para diversas irradiâncias e temperaturas.

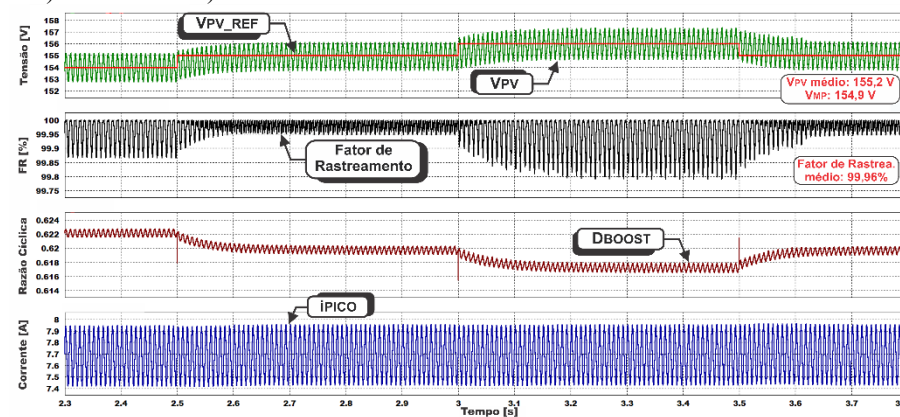
Temp. das células [°C]	Irradiância [W/m ²]	V _{MP} [V]	V _{PV} média [V]	Desvio [%]	FR médio [%]
25	400	157,41	157,50	0,06	99,99
	600	157,39	157,49	0,06	99,98
	800	156,40	156,83	0,27	99,96
	1000	154,90	155,16	0,17	99,96
40	400	149,14	149,16	0,01	99,98
	600	149,27	149,18	-0,06	99,98
	800	148,42	148,50	0,05	99,98
	1000	147,05	146,83	-0,15	99,97
55	400	140,92	140,82	-0,07	99,97
	600	141,20	140,83	-0,26	99,97
	800	140,49	139,16	-0,94	99,97
	1000	139,26	139,46	0,14	99,97
70	400	132,75	133,16	0,31	99,97
	600	133,18	133,16	-0,01	99,98
	800	133,18	133,37	0,14	99,96
	1000	131,53	132,17	0,49	99,96

Fonte: Dados do próprio autor.

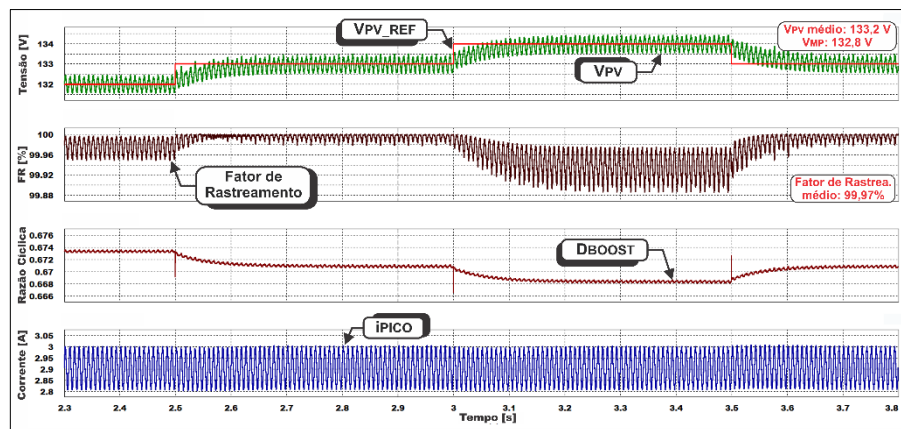
Figura 70 – Resposta das principais variáveis do sistema operando com a técnica Cond. Inc. à temperatura de 25°C e irradiância de: a) 400 W/m²; b) 1000 W/m²; e com temperatura de 70°C e irradiância de c) 400 W/m² e d) 1000 W/m².



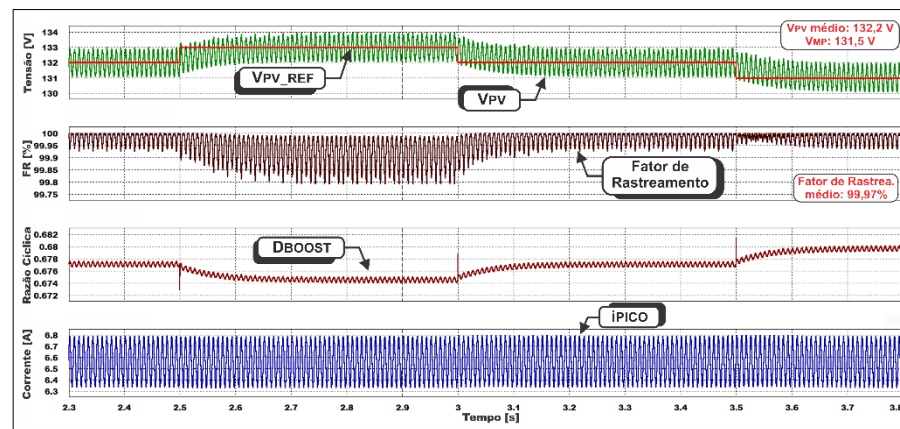
a)



b)



c)



d)

Fonte: Dados do próprio autor.

Pela análise da Tabela 9, o mínimo FR médio observado foi de 99,96%, enquanto o máximo foi de 99,99%. A média total foi calculada em 99,97%. Todos os valores presentes nesta tabela conferem o baixo desvio entre a tensão ótima de operação (V_{MP}) e a respectiva tensão média obtida pela técnica (V_{PV}). Portanto, a Cond. Inc. revela-se computacionalmente com elevado FR em regime permanente, ainda que em diferentes condições ambientais de operação.

4.5.2 – Análise em regime transitório

Assim como nas demais técnicas, a Cond. Inc. também teve sua resposta transitória analisada frente aos mesmos distúrbios de irradiância e temperatura efetivados anteriormente. Contudo, devido à semelhança existente na característica das respostas desta técnica com o P&O, apenas os detalhes fundamentais de cada ensaio foram descritos.

1) Grande perturbação de diminuição de irradiância: 1000 W/m^2 para 400 W/m^2 em degrau com temperatura constante de 25°C

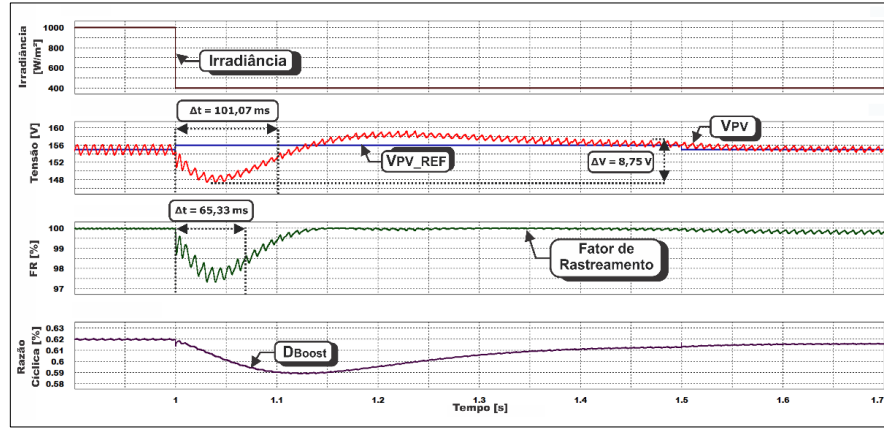
As principais variáveis do sistema durante o período de alteração na irradiância estão exibidas de modo gráfico na Figura 71. Os mesmos detalhes relativos aos compensadores e formas de onda que foram descritos na técnica P&O se aplicam para a técnica Cond. Inc..

O tempo de estabilização do FR, conforme mostrado na Figura 71 (a), durou 65,33 ms com valor mínimo registrado em, aproximadamente, 97,5%. A tensão da fileira fotovoltaica se estabiliza após decorridos 101,07 ms do início do distúrbio aplicado. Com relação às variáveis de saída, a tensão do elo CC atinge seu valor de regime permanente em 226,38 ms, após passar por um decréscimo de 32,58 V (8,14%). Já a malha interna promove a estabilização da corrente em cerca de 96,78 ms.

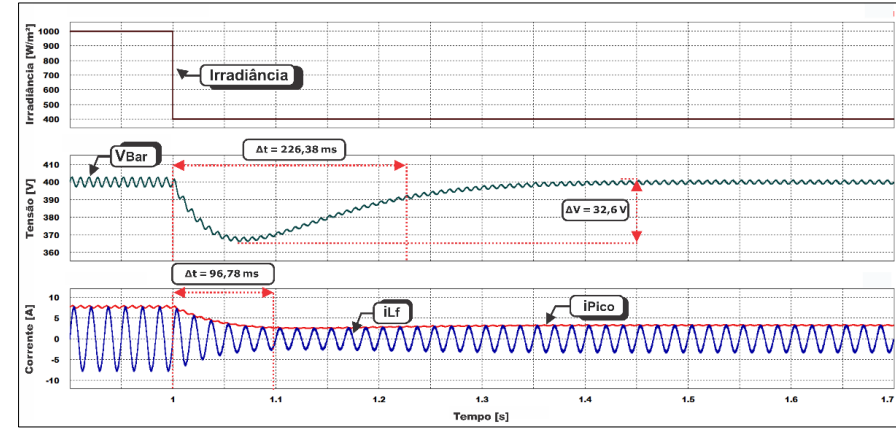
2) Grande perturbação de aumento de irradiância: 400 W/m^2 para 1000 W/m^2 em degrau com temperatura constante de 25°C

O ensaio transitório de aumento repentino na irradiância atesta que a técnica Cond. Inc. também possui rápida resposta neste caso, estando a resposta evidenciada na Figura 72. O período transitório do FR é de 60,57 ms, durante o qual o mínimo valor observado é de aproximadamente, 97,5%. A tensão V_{PV} , neste caso, se estabiliza rapidamente em 102,02 ms. O valor de pico da corrente injetada na rede elétrica, por sua vez, se estabiliza em 92,49 ms, tendo transitório mais rápido que a tensão do elo CC (260,21 ms). O sobrevalor percentual da tensão V_{BAR} é de 8,12% (32,48 V), gerado em virtude do aumento súbito da energia presente no elo CC.

Figura 71 – Resposta da técnica Cond. Inc. à diminuição no nível de irradiância de 1000 W/m² para 400 W/m² em degrau evidenciando as variáveis da: a) entrada do sistema; b) saída do sistema.

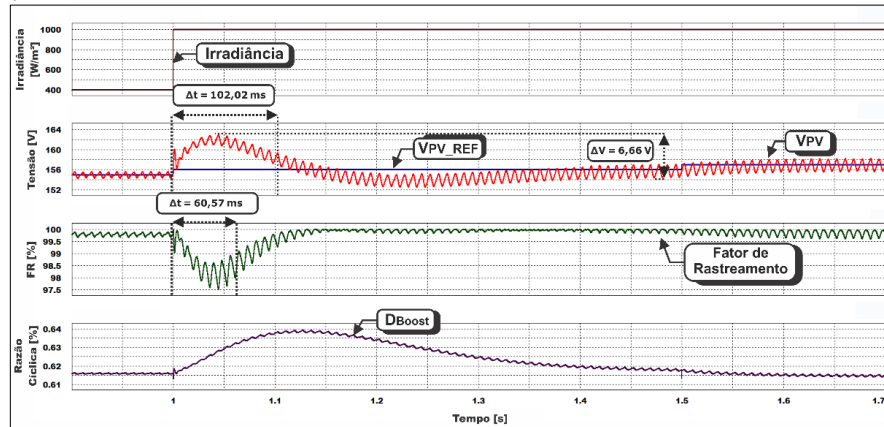


a)

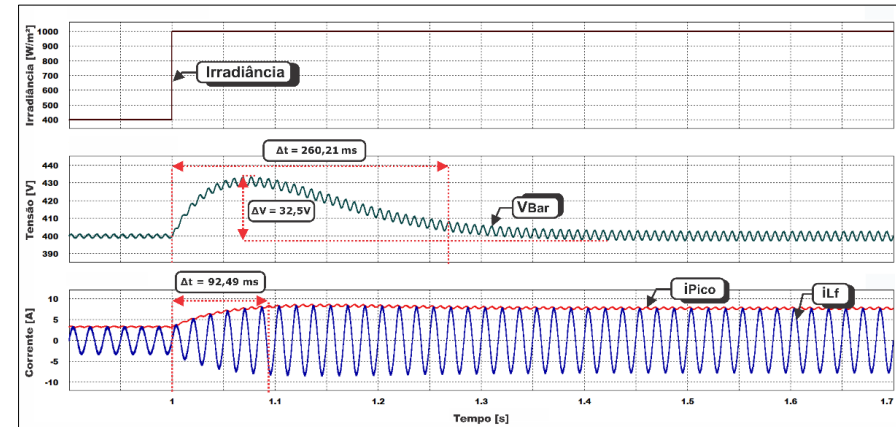


b)

Figura 72 – Resposta da técnica Cond. Inc. ao aumento no nível de irradiância de 400 W/m² para 1000 W/m² em degrau evidenciando as variáveis da: a) entrada do sistema; b) saída do sistema.



a)



b)

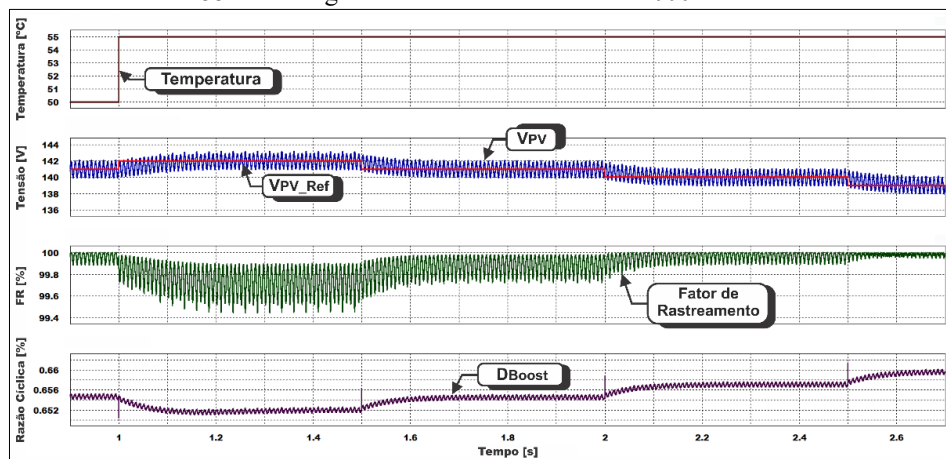
Fonte: Dados do próprio autor.

3) Ensaio de aumento e decremento na temperatura das células fotovoltaicas: 50°C para 55°C e 55°C para 50°C com irradiância fixa em 1000 W/m²

A técnica Cond. Inc. também teve sua resposta transitória de temperatura avaliada, sendo os resultados presentes na Figura 73 e na Figura 74 para o aumento e decremento desta grandeza, respectivamente. Na Figura 73 fica evidente a diminuição da tensão de referência V_{PV_Ref} pela técnica buscando sempre o aumento da potência extraída diante do distúrbio de acréscimo da temperatura. O valor mínimo para o FR é de, aproximadamente, 99,65% com estabilização em 1,01 segundo.

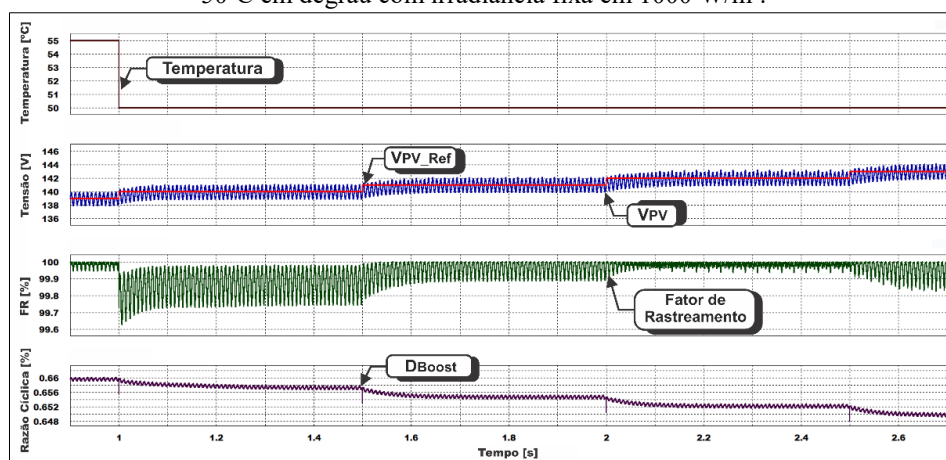
Por fim, na Figura 74 presencia-se o aumento da tensão de referência. Neste caso, o FR mínimo observado também é de 99,65% com período transitório de cerca de 530 ms.

Figura 73 – Resposta da técnica Cond. Inc. ao aumento de temperatura das células fotovoltaicas de 50°C para 55°C em degrau com irradiância fixa em 1000 W/m².



Fonte: Dados do próprio autor.

Figura 74 – Resposta da técnica Cond. Inc. à diminuição de temperatura das células fotovoltaicas de 55°C para 50°C em degrau com irradiância fixa em 1000 W/m².

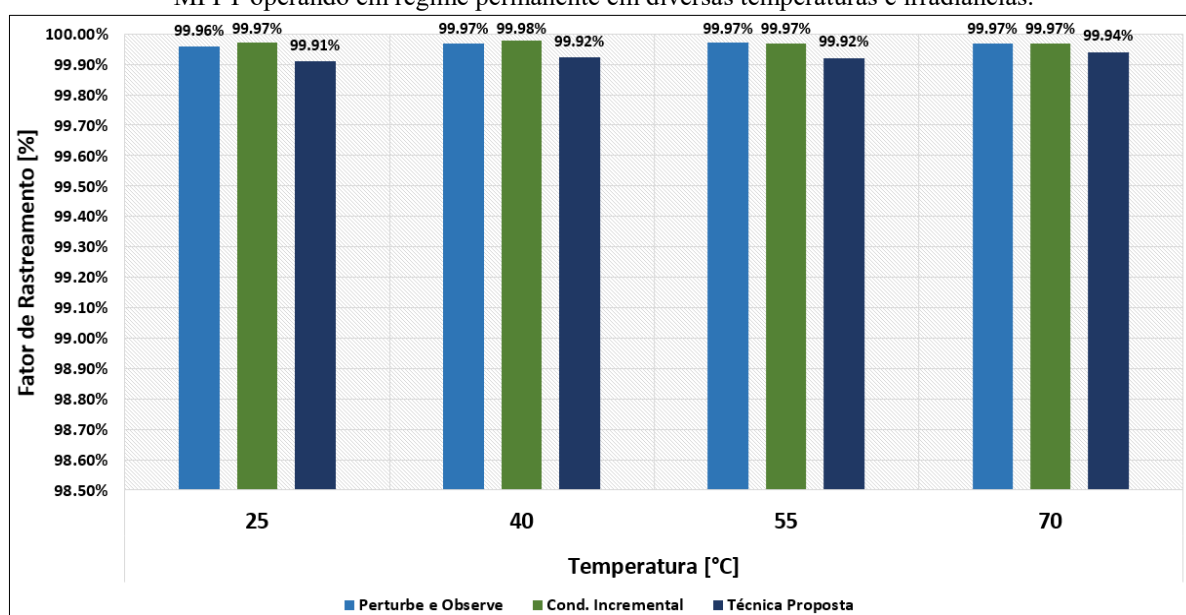


Fonte: Dados do próprio autor.

4.6 Comparação dos resultados computacionais das três técnicas de MPPT

A Figura 75 apresenta o gráfico de barras comparativo do fator de rastreamento médio de cada técnica operando nas condições ensaiadas e em regime permanente, sendo os seus valores obtidos das tabelas 7 a 9. A técnica Condutância Incremental, em acordo com os resultados obtidos por (BRITO, GALOTTO, *et al.*, 2012), mostrou-se computacionalmente com a melhor resposta, tendo FR médio de 99,97%. Já o P&O apresentou FR médio de 99,96% e, por fim, a técnica proposta mostrou-se com 99,92%. Uma vez que tais resultados percentuais estão próximos (diferença nos centésimos percentuais), nota-se o bom desempenho da técnica proposta no que tange à extração da máxima potência dos módulos fotovoltaicos em regime permanente.

Figura 75 – Gráfico de barras comparativo do fator de rastreamento médio obtido da simulação das três técnicas de MPPT operando em regime permanente em diversas temperaturas e irradiancias.



Fonte: Dados do próprio autor.

A Tabela 10 traz o resumo dos dados de tempo de estabilização de cada técnica para todos os ensaios realizados. Tais dados revelam a resposta da técnica proposta, em sua maioria, ligeiramente mais lenta que a das técnicas clássicas. No caso da variação de irradiancia, a maior diferença observada deu-se em relação à técnica P&O com 215,85 ms sob degrau de 400 W/m² para 1000 W/m².

Já no ensaio de redução de temperatura, observou-se a técnica proposta mais lenta cerca de 500 ms em relação às técnicas clássicas, ocorrendo o efeito o inverso no caso de aumento desta grandeza. A explicação remete-se ao valor do passo de decremento de corrente ser maior que o passo de incremento, trazendo resposta mais rápida nas situações em que a potência do sistema diminui.

Tabela 10 – Comparação dos tempos de estabilização do FR para os ensaios transitórios de irradiância e temperatura em degrau das três técnicas de MPPT.

Ensaio realizado	Técnica de MPPT utilizada	Tempo de estab. do FR [ms]
Degrau de 1000 W/m ² para 800 W/m ²	Técnica proposta	136,2
	Perturbe e Observe	86,35
	Condutância Incremental	62,21
Degrau de 800 W/m ² para 1000 W/m ²	Técnica proposta	231,42
	Perturbe e Observe	148,03
	Condutância Incremental	142,84
Degrau de 1000 W/m ² para 400 W/m ²	Técnica proposta	259,11
	Perturbe e Observe	97,87
	Condutância Incremental	102,45
Degrau de 400 W/m ² para 1000 W/m ²	Técnica proposta	274,51
	Perturbe e Observe	58,66
	Condutância Incremental	60,57
Degrau de 50°C para 55°C	Técnica proposta	1174
	Perturbe e Observe	1512
	Condutância Incremental	2048
Degrau de 55°C para 50°C	Técnica proposta	1274
	Perturbe e Observe	554,2
	Condutância Incremental	504,3

Fonte: Dados do próprio autor.

Conforme já relatado, os períodos transitórios estão diretamente relacionados aos valores e frequências das perturbações realizadas por cada técnica. No que tange à técnica proposta, sua estabilização depende da dinâmica existente entre a carga/descarga dos capacitores C_{Boost} e C_{Bar} com a corrente imposta no indutor de acoplamento L_f , sendo que perturbações na potência CA de saída não são instantaneamente repassadas à fileira fotovoltaica. Logo, de acordo com a análise computacional os distúrbios mais acentuados de irradiância demandam um pequeno tempo de estabilização superior para a técnica proposta se comparado ao P&O e à Cond. Inc., sendo tal fato explicado pela ausência de sensoriamento de V_{PV} e i_{PV} .

4.7 Considerações finais do capítulo

Neste capítulo foram apresentados os resultados de simulação computacional da estratégia de extração de máxima potência proposta e também das técnicas clássicas P&O e Cond. Inc., todas

operando sob diversas condições ambientais de irradiância e temperatura das células fotovoltaicas. A análise inicial demonstrou que os compensadores de tensão e corrente projetados no Apêndice A atuaram adequadamente. De modo particular, destaca-se a excelente ação conjunta do Proporcional Ressonante com o Compensador de Harmônicos, sendo obtida corrente elétrica com baixa distorção harmônica total e injeção de potência com elevado FP nas três técnicas ensaiadas.

A análise da resposta em regime permanente foi realizada para diversas condições ambientais. A temperatura das células fotovoltaicas partiu desde 25°C indo até 70°C, com a irradiância iniciando em 400 W/m² e chegando até 1000 W/m², garantindo, deste modo, ampla faixa de operação coberta pelos resultados computacionais. Em termos médios e diante de todas as condições ambientais simuladas, a técnica proposta mostrou-se com FR em 99,92%. As técnicas P&O e Cond. Inc., por sua vez, apresentaram FR em 99,96% e 99,97%, respectivamente, sendo observada, portanto, similaridade de desempenho entre as três técnicas ensaiadas.

De modo a avaliar o comportamento transitório de cada técnica quando a fileira fotovoltaica submete-se a perturbações nas variáveis ambientais, ensaios com modificações na forma de degrau de irradiância e temperatura foram realizados e os tempos de estabilização foram registrados. A técnica proposta mostrou-se com período de estabilização pouco superior àqueles evidenciados para as técnicas clássicas na maioria dos ensaios realizados. A maior diferença observada no ensaio de perturbação da irradiância foi de 215,85 ms, ocorrida para o aumento de 400 W/m² para 1000 W/m², e, portanto, revela que a resposta transitória das três técnicas está próxima, assim como ocorreu nos ensaios de regime permanente.

Os bons resultados computacionais atingidos pela técnica de GMPPT proposta fornecem sólida base para a continuação do trabalho. Logo, evolui-se para a sua implementação prática através da construção do protótipo do sistema inversor fotovoltaico conectado a rede elétrica. Deste modo, objetiva-se validar experimentalmente toda a teoria proposta, estando o conteúdo experimental das três técnicas presente no Capítulo 5.

CAPÍTULO 5 – RESULTADOS EXPERIMENTAIS DA TÉCNICA PROPOSTA E DAS TÉCNICAS CLÁSSICAS DE MPPT

5.1 Considerações iniciais

O presente capítulo aborda a análise experimental de todo o sistema inversor monofásico conectado à rede elétrica operando, individualmente, com as técnicas clássicas de extração de máxima potência P&O e Cond. Inc., bem como com a técnica proposta.

A construção do protótipo com potência nominal de 1,2 kWp visa, em primeira instância, validar experimentalmente a técnica de GMPPT proposta, além de atuar como estrutura-base para as demais técnicas implementadas. Sendo assim, a comparação dos resultados obtidos está isenta de parâmetros que, de algum modo, favoreçam alguma técnica em detrimento de outras.

Componente de fundamental importância, o emulador fotovoltaico (em inglês, *Solar Array Simulator* - SAS) é utilizado para estabelecer o ambiente controlado dos ensaios, garantindo níveis fixos de irradiância e temperatura das células para os estudos de regime permanente e também efetivando as modificações destas grandezas de forma totalmente controlada nos ensaios transitórios.

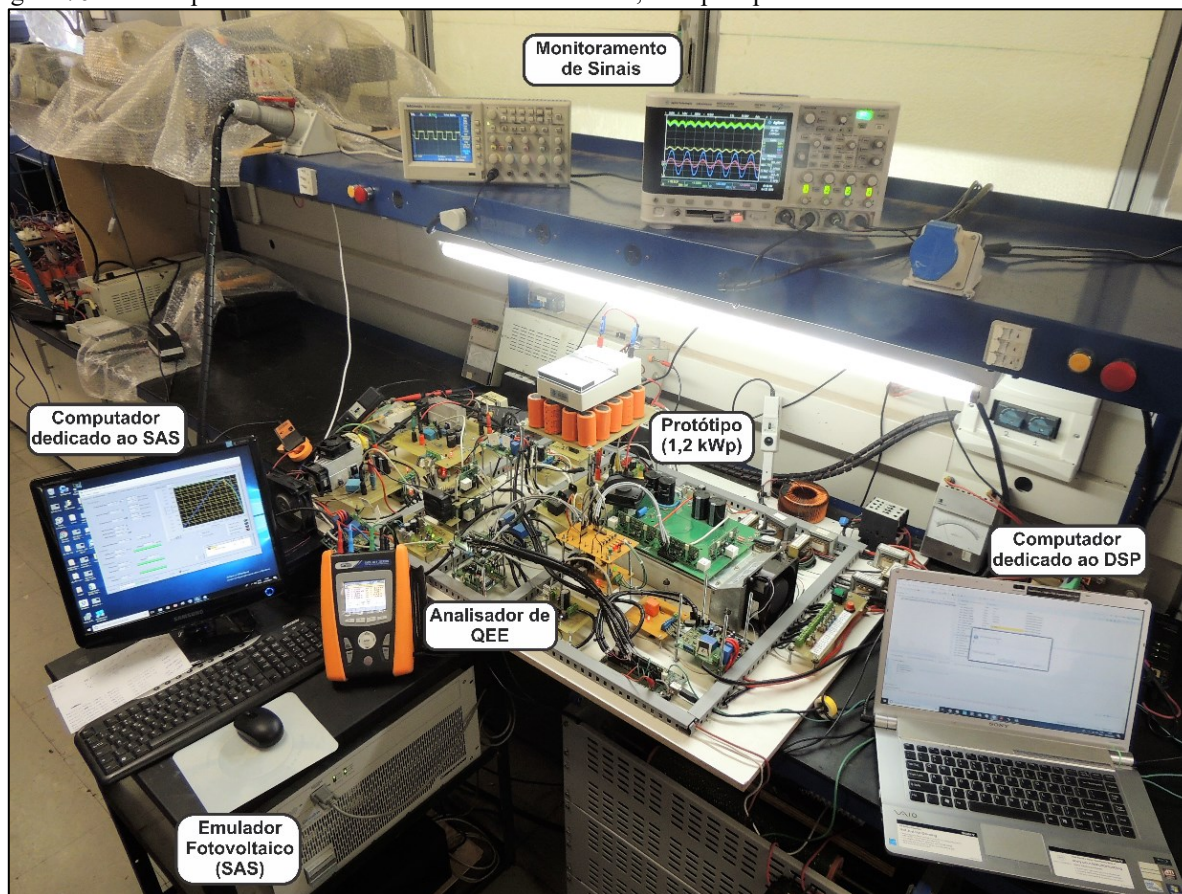
A resposta em regime permanente das três técnicas é analisada sob condições ambientais diversas de irradiância e temperatura que vão, respectivamente, de 400 W/m² até 1000 W/m² e desde 25°C até 70°C. De modo transitório, analisa-se também o desempenho diante de grandes perturbações (positivas e negativas) de irradiância e temperatura.

Especificamente acerca da técnica proposta, suas principais variáveis são discutidas e apresentadas de modo gráfico. Destaca-se, ainda, o estudo de sua atuação em condições de irradiação solar não uniforme, revelando a aplicabilidade do escaneamento da curva característica em função da Tolerância, de modo que a operação se dê no ponto de máxima potência global.

5.2 Aspectos construtivos do protótipo do sistema inversor fotovoltaico conectado à rede elétrica

Com vistas na validação experimental das proposições teóricas descritas até o momento e também dos resultados computacionais obtidos, foi construído o protótipo de sistema inversor monofásico conectado à rede elétrica com potência nominal de 1,2 kWp, podendo o mesmo ser vislumbrado na Figura 76. Os dados técnicos dos seus principais elementos constituintes encontram-se descritos na Tabela 11.

Figura 76 – Protótipo do sistema inversor monofásico com 1,2 kWp de potência nominal conectado à rede elétrica.



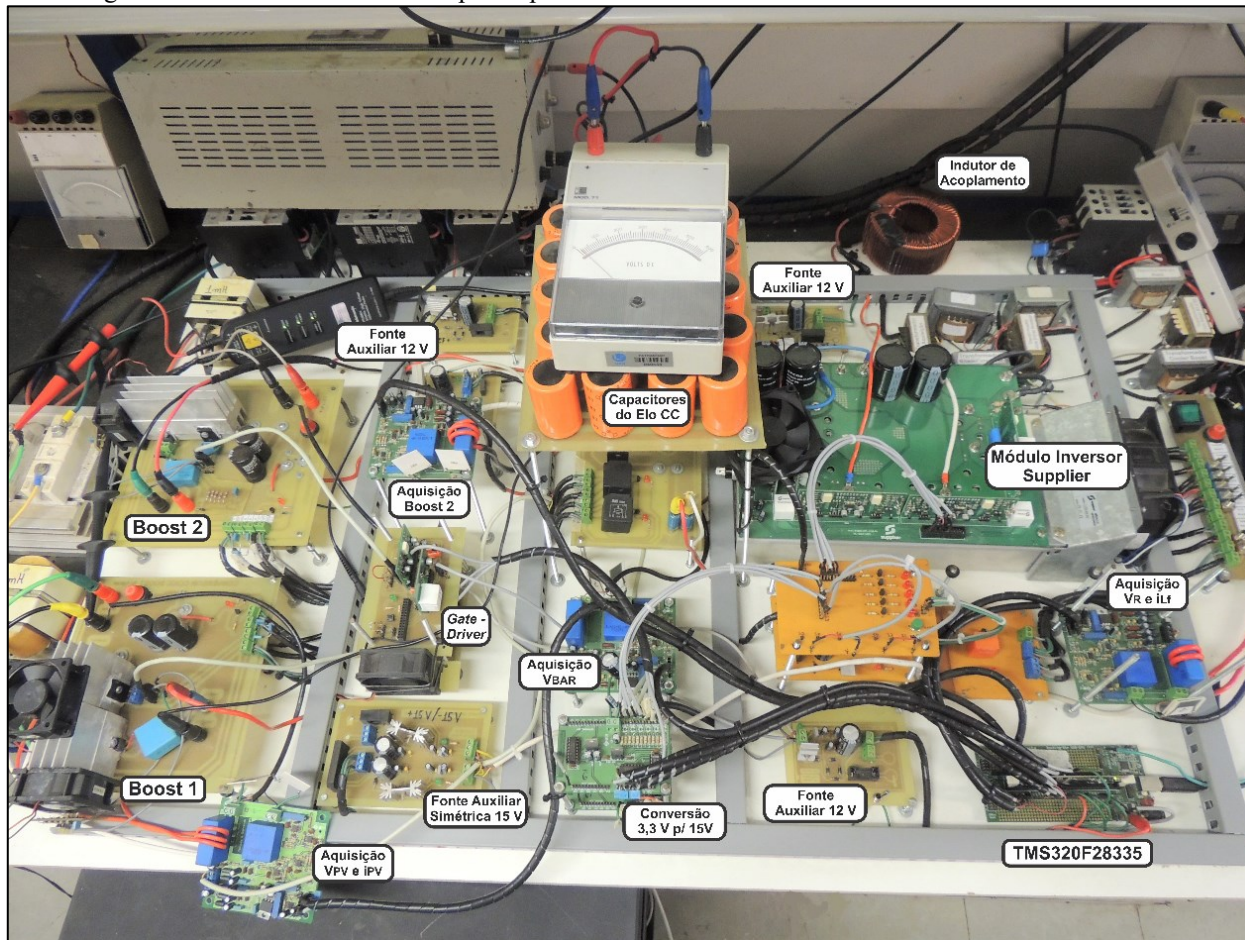
Fonte: Dados do próprio autor.

Tabela 11 - Resumo dos parâmetros principais do protótipo construído.

Componente		Especificação
Conversor CC-CC Boost	Interruptor S_{Boost}	IGBT IRGPF40F: 900V, 17 A
	Diodos D_{B1} e D_{B2}	FES16JT: 600V, 16A
	Indutor L_{Boost}	Núcleo de Ferrite: 1mH
	Capacitor C_{Boost}	Eletrolítico: 2x330 μ F (660 μ F), 500 V
	$f_{S_{Boost}}$	20 kHz
Conversor CC-CA Ponte Completa	Capacitor C_{Bar}	Eletrolítico: associação série e paralelo de elementos de 220 μ F, 1,4mF, 900 V
	Módulo Inversor Supplier	SPCIQ 450-80-30: 4,5 kVA, 800 V
	$f_{S_{Inversor}}$	20 kHz
	Indutor L_f	Núcleo toroidal de Aço-Silício: 3,8mH
Microprocessador	DSP TMS320F28335	Clock: 150 MHz; GPIO: 176; Conversor A/D: 80ns; RAM: 68 kB;

Fonte: Dados do próprio autor.

Figura 77 – Estrutura detalhada do protótipo do sistema inversor monofásico conectado à rede elétrica.



Fonte: Dados do próprio autor.

A Figura 77 apresenta a estrutura do protótipo detalhada com indicação das suas partes constituintes. A presença de um segundo conversor CC – CC Boost se deve ao fato desta mesma estrutura também ser utilizada em outras pesquisas relacionadas à extração independente de máxima potência em sistemas com mais de uma fileira fotovoltaica como entrada.

O acionamento dos interruptores do conversor CC – CC Boost foi realizado utilizando-se o circuito de gatilho (*gate driver*) DRO100S25A da Supllier® com dados evidenciados na Tabela 12. Sua estrutura possui proteção integrada contra curto-circuito baseada no monitoramento contínuo da tensão entre coletor e emissor, além de proteção contra baixa alimentação de tensão. Esta última advém da fonte isolada DS320-08A, tendo dados técnicos conforme indicado na Tabela 13.

Uma vez que a tensão das entradas e saídas do microprocessador TMS320F28335 está na faixa de 0,0 - 3,3 V e diversos dispositivos do sistema não atuam nestes níveis (*gate drivers*, por exemplo), torna-se necessário realizar a conversão de sinais para o intervalo 0,0 – 15,0 V por meio do módulo de conversão destacado na Figura 77.

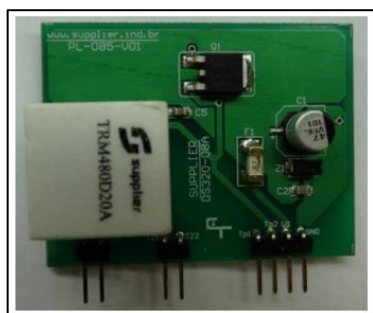
Tabela 12 - Especificações do circuito para acionamento de interruptores DRO100S25A da Supplier®.



Tensão de alimentação	15 V
Frequência máxima de chaveamento	100 kHz
Máxima tensão detectável entre coletor e emissor	1000 V
Limiar de tensão de entrada para nível alto	9 V
Limiar de tensão de entrada para nível baixo	6,3 V
Tensão no gatilho do interruptor para estado ligado	15 V
Tensão no gatilho do interruptor para estado desligado	-8 V

Fonte: (SUPPLIER, 2016).

Tabela 13 - Especificações da fonte de alimentação isolada DS320-08A da Supplier®.



Tensão de alimentação	15 V
Tensão de isolamento entre primário e secundário	1500 V
Proteção contra curto-circuito (fusível)	750 mA
Proteção contra sobretensão (zener)	18 V
Limite de temperatura	85°C
Transformador de pulso utilizado em conjunto com a fonte para alimentar até dois drivers	

Fonte: (SUPPLIER, 2016).

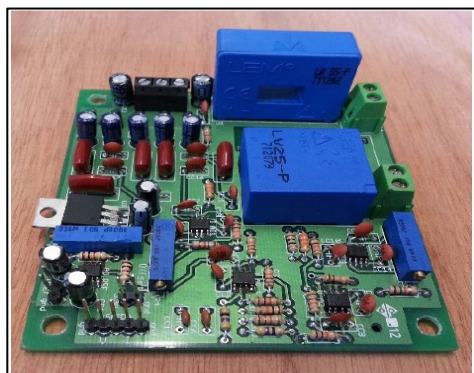
Para o sensoramento e condicionamento dos sinais analógicos de tensão e corrente, utilizou-se a placa de aquisição com dados técnicos apresentados na Tabela 14. Destaca-se que o controle da técnica de GMPPT proposta demanda a utilização de apenas uma placa integrada com sensores de tensão e corrente. Já a aplicação das técnicas clássicas torna necessário três conjuntos semelhantes.

Fontes auxiliares com saída regulada em +15 V, ± 12 V e +12 V foram construídas com o fim de alimentar todos os dispositivos presentes no circuito (placas de aquisição, placas de conversão, fontes isoladas dos *gate drivers*, *coolers*, etc.).

A utilização de uma fonte programável que emule o comportamento da fileira fotovoltaica nas diversas condições possíveis de irradiância e temperatura torna-se essencial para estabelecer o ambiente controlado dos ensaios. Tal equipamento é importante ainda para garantir as mesmas condições de operação para cada técnica de MPPT, permitindo a comparação dos resultados sem a presença de desvios nos parâmetros ambientais. O resumo dos dados técnicos da fonte TopCon

Quadro TC.P.10.600.400.S da Regatron®, utilizada com a funcionalidade de emulador de fileira fotovoltaica, está presente na Tabela 15.

Tabela 14 - Especificações do módulo de aquisição e condicionamento de sinais de tensão e corrente.



Tensão de alimentação	$\pm 15 \text{ V}$
Sensor de efeito Hall de tensão modelo LV25-P	$\pm 500 \text{ V máx}$
Sensor de efeito Hall de corrente modelo LA55-P	50 Arms máx
Nível de <i>offset</i>	1,5 V
Tensão de saída	0 – 3,3 V

Fonte: (RODRIGUES, 2016)

Tabela 15 - Especificações da fonte programável TopCon Quadro TC.P.10.600.400.S da Regatron®.



Alimentação	3x380 Vca
Faixa de potência CC de saída	0 – 10 kW
Faixa de tensão CC de saída	0 – 600 Vcc
Faixa de corrente CC de saída	0 – 20 Acc
Precisão na regulação de carga	> 99,9%
Precisão na regulação de tensão	> 99,9%
Resposta transitória para regulação de carga	< 2,0 ms
Temperatura de operação	5 – 40°C
Proteções integradas contra sobretensão, sobrecorrente e curto-circuito	

Fonte: (REGATRON, 2016).

Além do SAS, o laboratório de pesquisa conta ainda com uma microusina fotovoltaica de, aproximadamente, 10,0 kWp no seu telhado, conforme mostra a Figura 78. Dentre os módulos fotovoltaicos disponíveis para ensaios, estão 7 Kyocera® KD135SX-UPU com 135 Wp e 2 Kyocera® KD140SX-UPU de 140 Wp, tendo suas especificações descritas na Tabela 16. Sua análise revela que os parâmetros dos dois modelos são bastante próximos, tornando o erro de *mismatch* pequeno e viabilizando sua conexão série, formando uma fileira de 9 módulos com potência de 1225 Wp nas CPT.

Figura 78 – Microusina fotovoltaica de 10,0 kWp instalada no telhado do NUPEP – UFU com destaque para os 9 módulos fotovoltaicos Kyocera utilizados nos ensaios experimentais.



Fonte: Dados do próprio autor.

Tabela 16 – Parâmetros dos dois modelos de módulos fotovoltaicos Kyocera presentes no laboratório de pesquisa para as condições padrão de teste.

	KD135SX-UPU	KD140SX-UPU
Potência nominal	135,0 W \pm 5%	140,0 W \pm 5%
Tensão de circuito aberto (V_{OC})	22,1 V	22,1 V
Corrente de curto-circuito (I_{SC})	8,37 A	8,37 A
Tensão de máxima potência (V_{MP})	17,7 V	17,7 V
Corrente de máxima potência (I_{MP})	7,63 A	7,91 A
Coeficiente de temperatura de V_{OC}	$-0,8 \times 10^{-1}$ V/ $^{\circ}$ C	$-0,8 \times 10^{-1}$ V/ $^{\circ}$ C
Coeficiente de temperatura de I_{SC}	$5,02 \times 10^{-3}$ A/ $^{\circ}$ C	$5,02 \times 10^{-3}$ A/ $^{\circ}$ C

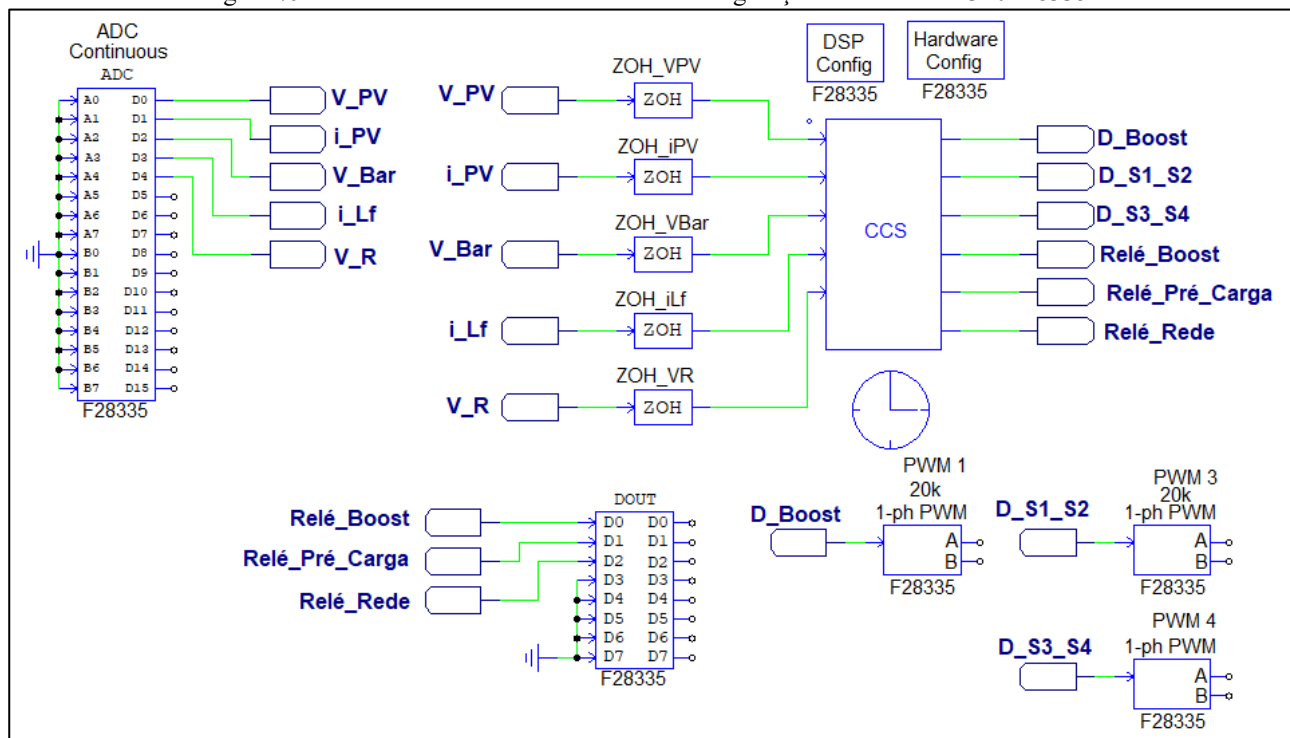
Fonte: (KYOCERA, 2016).

A configuração do DSP (*Digital Signal Processor*), bem como a parametrização do sistema de conversão analógico-digital, portas PWM e das entradas e saídas de propósito geral utilizadas é realizada a partir da interface presente no *software* PSIM[®], mostrada na Figura 79. A frequência de aquisição dos sinais e chaveamento dos interruptores é, conforme já definido anteriormente, 20 kHz.

Os compensadores Proporcional Ressonante e Compensador de Harmônicos de 3^a, 5^a e 7^a ordens, bem como todos os controladores de tensão das técnicas clássicas, são os mesmos projetados

no Apêndice A, revelando, portanto, que as modelagens realizadas retratam de modo fidedigno o comportamento prático do sistema.

Figura 79 – Interface do PSIM® utilizada na configuração do DSP TMS320F28335.



Fonte: Dados do próprio autor.

5.3 Resultados Experimentais da Técnica Proposta

A fim de validar experimentalmente a técnica proposta, diversos ensaios foram realizados com operação tanto em regime permanente quanto sob a presença de distúrbios das condições ambientais de irradiância e temperatura. O procedimento de avaliação deu-se de modo semelhante àquele realizado nos ensaios computacionais, permitindo assim a comparação dos resultados teóricos e práticos obtidos.

Inicialmente, o comportamento das variáveis da técnica proposta internas ao microcontrolador é verificado, assegurando seu correto funcionamento e implementação. Logo em seguida, as principais variáveis do sistema são avaliadas sob operação com irradiância e temperatura das células fotovoltaicas fixas no tempo, sendo utilizado para tal fim o ambiente controlado proporcionado pelo SAS. Em termos de irradiância, os resultados vão desde 400 W/m² até 1000 W/m², enquanto a temperatura varia de 25°C até 70°C. Logo, as diversas combinações destas duas grandezas trazem ampla gama de situações práticas possíveis e avaliadas pelos resultados obtidos.

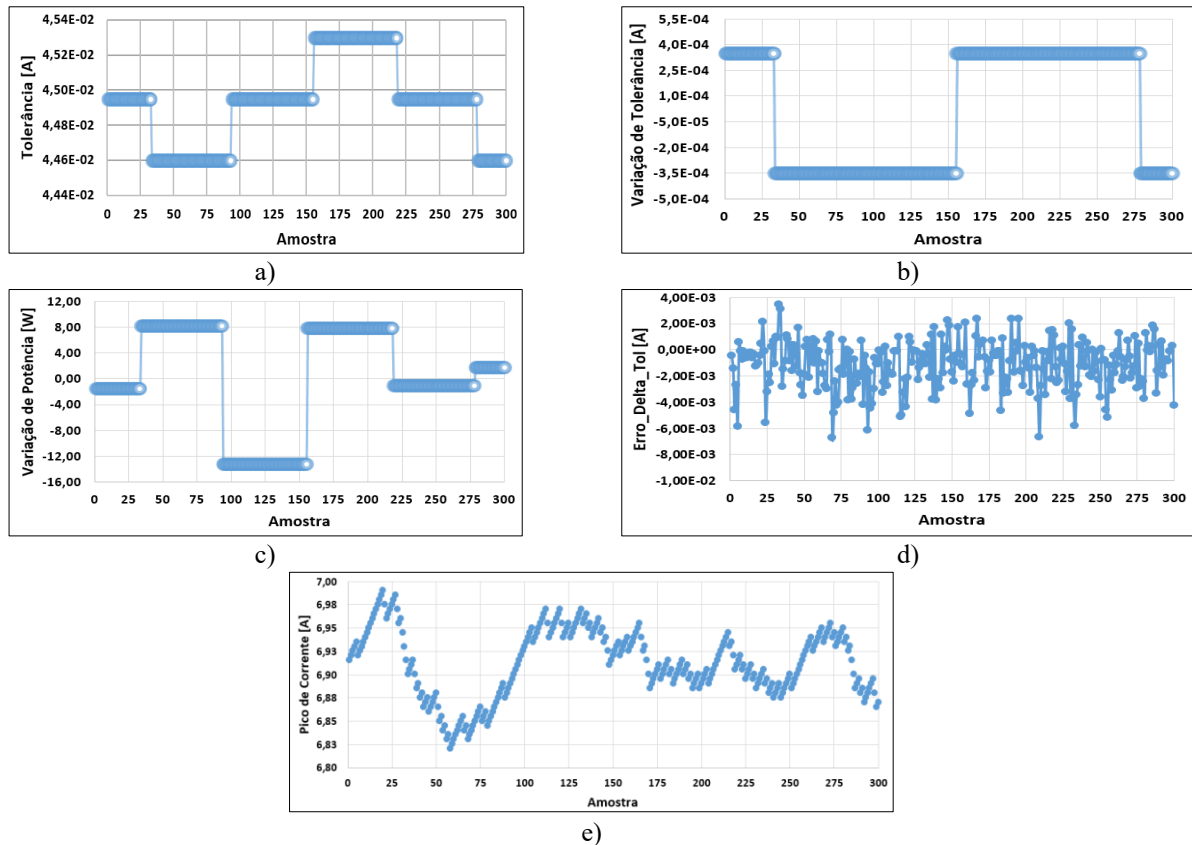
Já para a análise do período transitório, perturbações de irradiância e temperatura das células são realizadas com objetivo de verificar o comportamento das principais variáveis do sistema no tempo, bem como obter de modo prático a atuação da técnica proposta nestas situações.

Por fim, diante da possibilidade de alguns sistemas operarem sob condições não uniformes de irradiação solar, que conseqüentemente geram múltiplos pontos de máxima potência e podem prejudicar a atuação adequada de várias técnicas de MPPT, os resultados experimentais trazem ainda a avaliação da técnica proposta submetida a tais situações, demonstrando sua funcionalidade também nestes casos.

5.3.1 Operação em Regime Permanente

Iniciando os resultados experimentais da técnica proposta, a Figura 80 apresenta o comportamento da Tolerância, Variação de Tolerância, Variação de Potência e também do *Erro_Delta_Tol* (diferença entre Δ_{RMS} e a Tolerância).

Figura 80 – Variáveis internas do DSP para o sistema operando nas CPT (1000 W/m²; 25°C) em regime permanente evidenciando: a) Tolerância; b) Variação de Tolerância; c) Variação de Potência; d) *Erro_Delta_Tol* e e) Pico de corrente.



Fonte: Dados do próprio autor.

Tais resultados foram obtidos com o sistema operando em regime permanente, nas CPT, por meio do armazenamento de dados internos do microcontrolador em vetores contendo 300 posições que, ao final da operação, foram exportados e inseridos nos gráficos apresentados. A frequência utilizada na gravação dos vetores foi de 120 Hz, compondo a janela de 2,5 segundos evidenciada na Figura 80.

No início da gravação, a Tolerância possui valor de 44,95 mA (Figura 80 (a)). Ao completar-se o período de uma nova perturbação (ocorrido na amostra 34), a lógica então calcula o valor de Variação de Potência durante o ciclo anterior, obtendo +8,1 W (Figura 80 (c)). Conforme indicado na Figura 80 (b), a Variação de Tolerância no ciclo anterior foi negativa, revelando que houve redução de um passo na Tolerância. Portanto, tal diminuição mostrou-se benéfica diante do aumento da potência CA de saída observado. Neste caso, a opção lógica é continuar diminuindo a Tolerância, o que de fato ocorre na Figura 80 (a) com a queda de 44,95 mA para 44,6 mA.

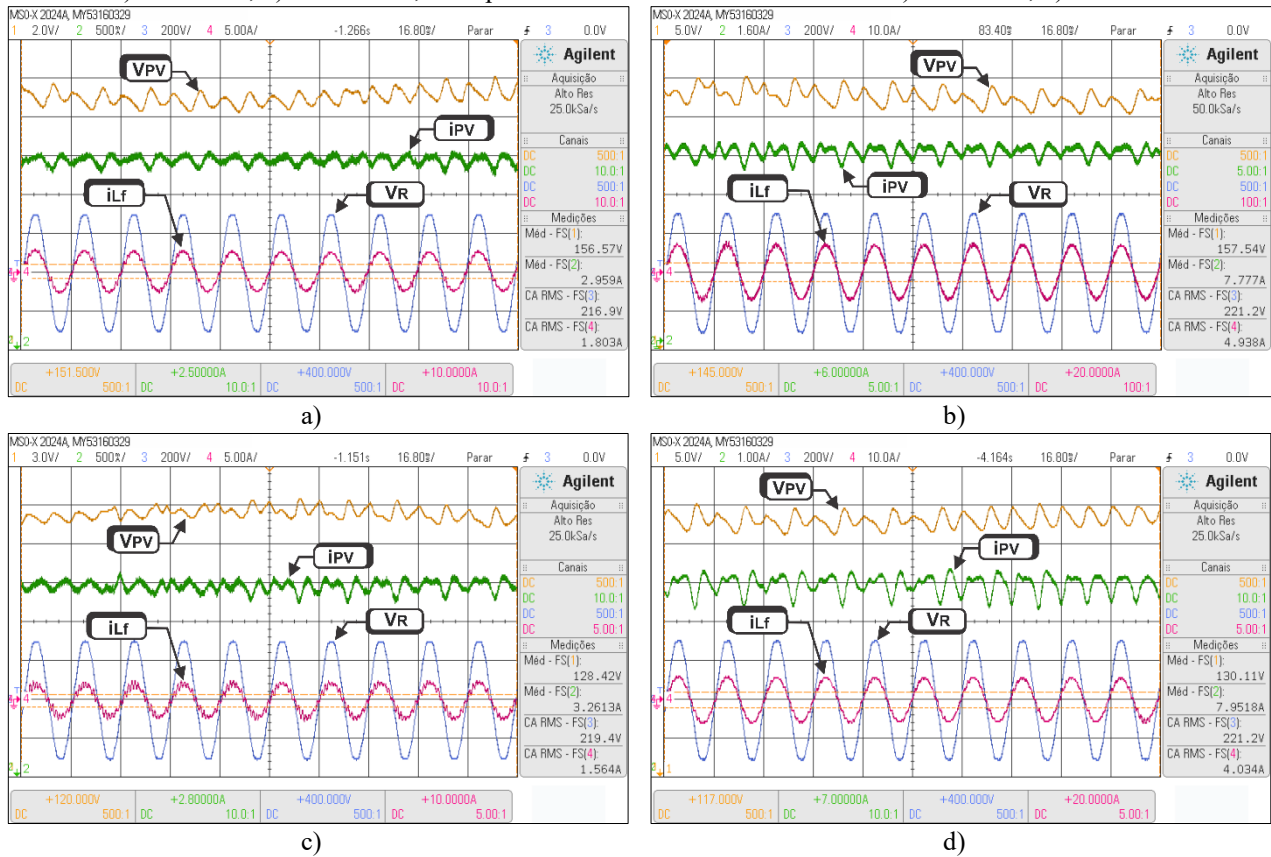
Neste ponto, percebe-se que o passo de incremento/decremento de Tolerância, na prática, é de 0,35 mA. Este valor foi obtido após diversos ensaios práticos por meio da avaliação da resposta de FR em regime permanente. Uma vez que ele é ligeiramente menor que o utilizado nos resultados computacionais (0,5 mA), menores oscilações em torno do ponto de máxima potência são esperadas. Com o mesmo fim e pelo mesmo processo, os passos de incremento e decremento do pico de corrente também foram ajustados para, respectivamente, 20,0 mA e 60,0 mA.

Na Figura 80 (a), quando concluído um novo período de perturbação da Tolerância na amostra 94 (500 ms após aquele da amostra 34), o mesmo processo descrito anteriormente se repete. Porém, fica evidente pela análise da Figura 80 (c) que a Variação de Potência na saída passou a ser negativa, havendo decréscimo de 13,2 W em relação ao ciclo anterior. Tal fato é correlato ao decréscimo na corrente de pico de referência da Figura 80 (e) para mesmo período analisado. A atitude tomada pelo controle, neste caso, é de elevar a Tolerância a fim de voltar a operar no ponto de maior potência.

Analisando a resposta da Figura 80 (d), nota-se que a variável *Erro_Delta_Tol* possui valores pequenos (em sua maioria menores que 3,0 mA). Tal resultado prova que, de fato, o erro eficaz de corrente injetada (Δ_{RMS}) segue próximo do seu valor de referência (Tolerância). Assim, conclui-se que o sistema opera de modo estável.

Direcionando a análise para os parâmetros externos ao microprocessador, a Figura 81 apresenta a resposta de regime permanente da tensão V_{PV} e da corrente i_{PV} da fileira fotovoltaica emulada, bem como da tensão V_R e corrente i_{Lf} na rede elétrica, quando o sistema está submetido às condições limiares de temperatura (25°C e 70°C) e irradiância (400 W/m² e 1000 W/m²) analisadas.

Figura 81 – Resposta experimental em regime permanente da técnica proposta com temperatura de 25°C e irradiância em: a) 400 W/m²; b) 1000 W/m²; e temperatura de 70°C com irradiância em: c) 400 W/m²; d) 1000 W/m².



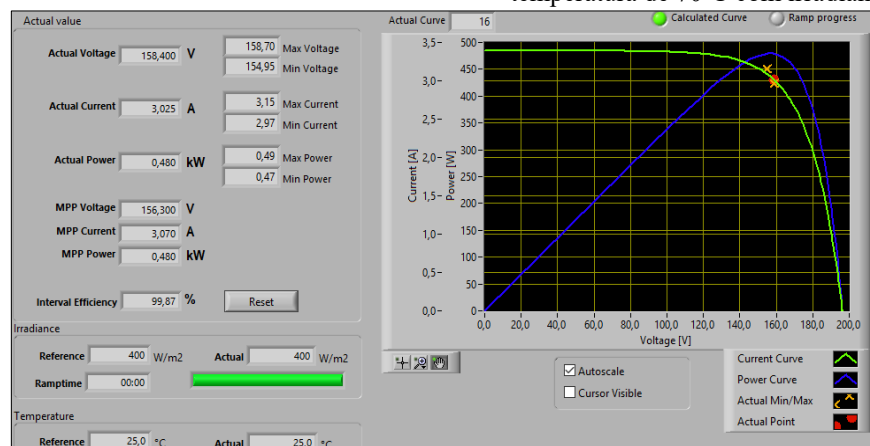
Fonte: Dados do próprio autor.

Para o caso da Figura 81 (a), a qual demonstra a operação em 25°C e 400 W/m², a tensão média obtida na fileira é de 156,57 V, portanto com desvio de 0,17% em relação ao ponto ideal presente em 156,3 V, valor este especificado na Figura 82 (a). Ainda de acordo com esta última figura, a técnica proposta apresentou fator de rastreamento médio de 99,87% neste caso, extraindo cerca de 479,38 W dos 480,00 W disponíveis no SAS.

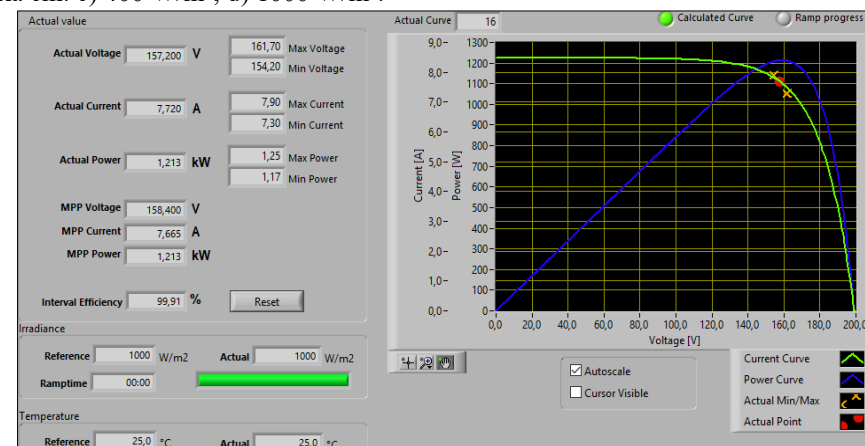
Já a Figura 81 (b) apresenta a operação do sistema nas CPT (25°C e 1000 W/m²) e, portanto, condição de potência nominal do protótipo construído. A tensão média da fileira fotovoltaica apresentou-se em 157,54 V com corrente equivalente de 7,77 A, totalizando 1224,08 W extraídos. De acordo com os dados expressos na Figura 82 (b), o ponto ideal localiza-se em 158,4 V e 7,66 A, sendo a máxima potência indicada pelo emulador fotovoltaico em 1213,00 W. Portanto, o desvio de tensão é de -0,54%, evidenciando atuação adequada da técnica proposta com FR médio de 99,91%.

Os resultados para a temperatura de 70°C presentes na Figura 81 (c) e (d) seguem linha semelhante aos anteriores. O resumo de todos os ensaios de regime permanente realizados e seus respectivos dados está presente na Tabela 17.

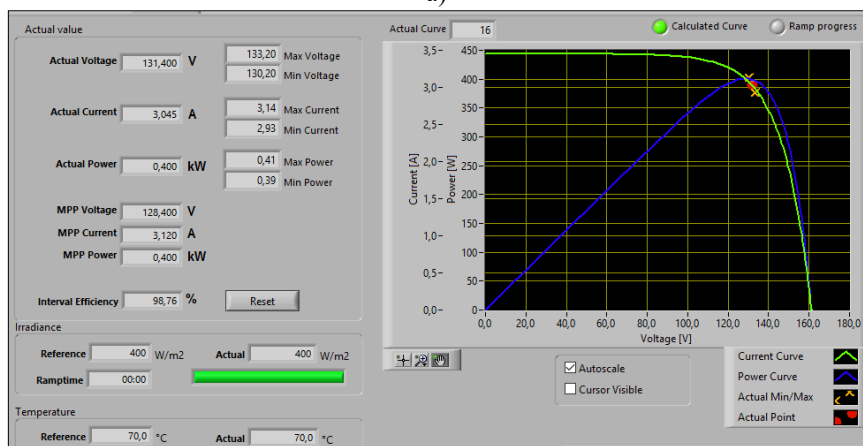
Figura 82 – Interface do emulador fotovoltaico contendo resultados da técnica proposta com temperatura de 25°C e irradiância fixa em: a) 400 W/m²; b) 1000 W/m²; e temperatura de 70°C com irradiância fixa em: c) 400 W/m²; d) 1000 W/m².



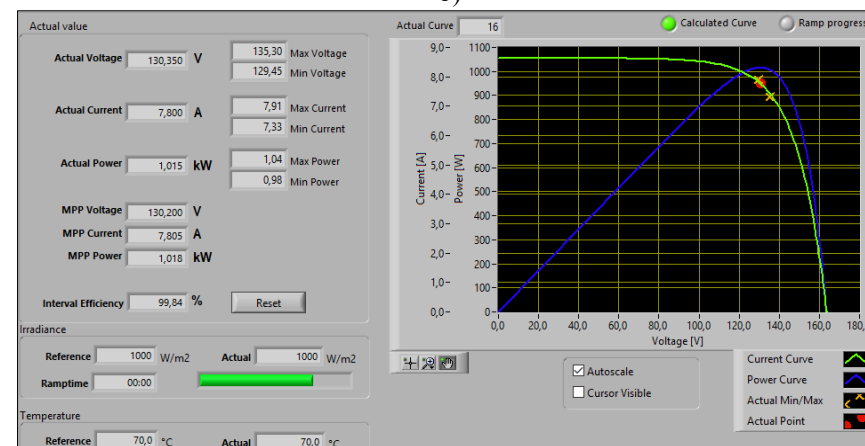
a)



b)



c)



d)

Fonte: Dados do próprio autor.

Tabela 17 – Resumo dos resultados experimentais da técnica proposta obtidos do SAS em regime permanente para diversas condições ambientais de operação.

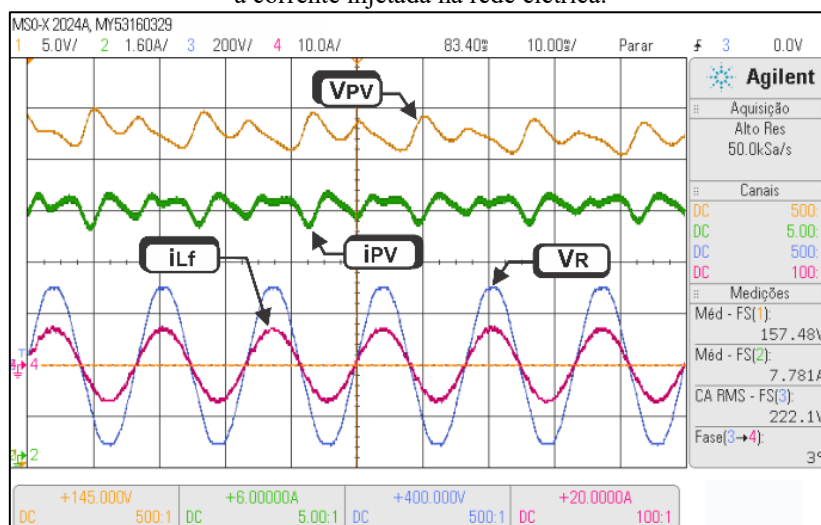
Temp. das células [°C]	Irradiância [W/m ²]	V _{MP} [V]	V _{PV} média [V]	Desvio [%]	P _{MP} [W]	P _{PV} médio [W]	FR médio [%]
25	400	156,30	158,40	1,34	480,00	479,38	99,87
	500	157,65	156,77	-0,56	605,00	604,03	99,84
	600	158,25	157,42	-0,52	728,00	726,40	99,78
	700	158,70	157,47	-0,77	850,00	849,75	99,97
	800	158,85	158,40	-0,28	975,00	974,41	99,94
	900	158,70	160,00	0,82	1093,00	1091,14	99,83
	1000	158,40	157,20	-0,75	1213,00	1211,91	99,91
40	400	147,00	144,90	-1,43	453,00	452,63	99,92
	500	148,20	148,43	0,15	573,00	572,08	99,84
	600	148,95	148,50	-0,30	687,00	685,91	99,84
	700	149,25	147,00	-1,51	807,00	806,68	99,96
	800	149,40	150,90	1,00	922,00	921,63	99,96
	900	149,25	148,00	-0,84	1035,00	1034,38	99,94
	1000	148,95	150,00	0,70	1150,00	1150,00	100,00
55	400	137,70	139,65	1,42	427,00	426,66	99,92
	500	138,90	138,45	-0,32	540,00	539,35	99,88
	600	139,50	138,75	-0,54	647,00	646,81	99,97
	700	139,80	139,50	-0,21	760,00	759,92	99,99
	800	139,95	138,75	-0,86	868,00	867,31	99,92
	900	139,80	138,15	-1,18	975,00	974,61	99,96
	1000	139,50	139,49	-0,01	1083,00	1080,62	99,78
70	400	128,40	128,42	0,02	400,00	399,04	99,76
	500	129,45	130,35	0,69	505,00	504,50	99,90
	600	130,05	130,65	0,46	608,00	607,82	99,97
	700	130,35	127,65	-2,07	710,00	708,79	99,83
	800	130,50	127,20	-2,53	815,00	814,34	99,92
	900	130,35	131,70	1,03	915,00	914,36	99,93
	1000	130,20	130,35	0,11	1018,00	1016,37	99,84

Fonte: Dados do próprio autor.

A partir da análise da Tabela 17, nota-se que o desvio máximo de tensão do SAS em relação a seu valor ideal correspondente é de -2,53%, ocorrido na condição de 70°C e 800 W/m². Em contrapartida, o menor desvio observado deu-se para o caso de 55°C e 1000 W/m², com apenas 0,01%. O FR médio geral, quando consideradas todas as situações ensaiadas presentes na Tabela 17, mostrou-se em 99,90%. Logo, demonstra-se que a técnica proposta é capaz de extrair montante de potência próximo do ideal nas condições de irradiação solar uniforme ensaiadas.

Realizou-se ainda a análise dos quesitos de distorção harmônica total (DHT) e fator de potência referentes à qualidade da corrente elétrica injetada na rede para as CPT. Tal análise foi realizada com viés de comparação ao que expressa as normas IEEE 1547/2008 e NBR 16.149/2013. De acordo com o resultado apresentado na Figura 83, o desvio entre a tensão e a corrente CA é de 3°, culminando em um fator de potência de 0,998, e, portanto, superior aos limites mínimos de 0,98 estabelecido pela NBR 16.149 e 0,94 constante na IEEE 1547.

Figura 83 – Ensaio da técnica proposta com o sistema operando nas CPT evidenciando o desvio de fase entre a tensão e a corrente injetada na rede elétrica.

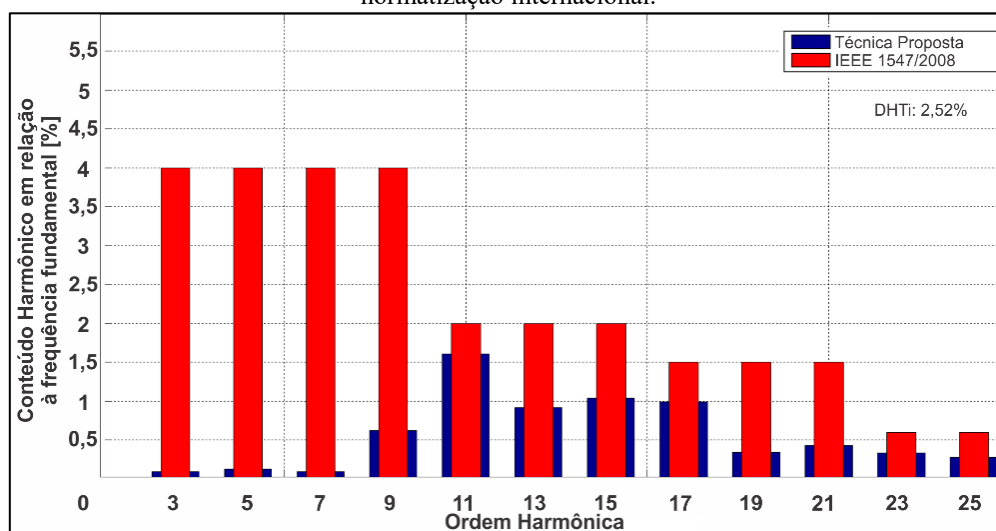


Fonte: Dados do próprio autor.

No que tange à DHTi, as duas normas citadas apresentam os mesmos limites regulamentares tanto para harmônicas individuais de ordem ímpar quanto para o valor total de distorção. A Figura 84 apresenta o espectro harmônico ímpar da corrente injetada na rede elétrica comparada aos respectivos valores máximos da norma IEEE 1547, ficando evidente que todas as harmônicas injetadas estão dentro dos seus limites estabelecidos. De modo especial, destaca-se a excelente atuação do compensador de harmônicos de 3^a, 5^a e 7^a ordens, visto que tais conteúdos harmônicos se mostraram bastante atenuados no espectro da Figura 84, contribuindo com a qualidade da corrente injetada. Por

fim, o valor de DHTi calculado foi de 2,52%, portanto abaixo do limite estabelecido em 5,0%. A forma de onda utilizada para obtenção destes resultados é a mesma que aquela apresentada na Figura 83.

Figura 84 – Comparação entre o espectro harmônico da corrente injetada na rede elétrica nas CPT e sua respectiva normalização internacional.



Fonte: Dados do próprio autor.

5.3.2 Operação em Regime Transitório

A técnica proposta também teve sua resposta transitória experimental avaliada tanto para alterações de irradiância quanto de temperatura das células fotovoltaicas em ambiente controlado. Com o auxílio do SAS, a condição ideal de operação se modifica em forma de degrau e um novo ponto de máxima potência deve ser alcançado pela técnica em regime permanente.

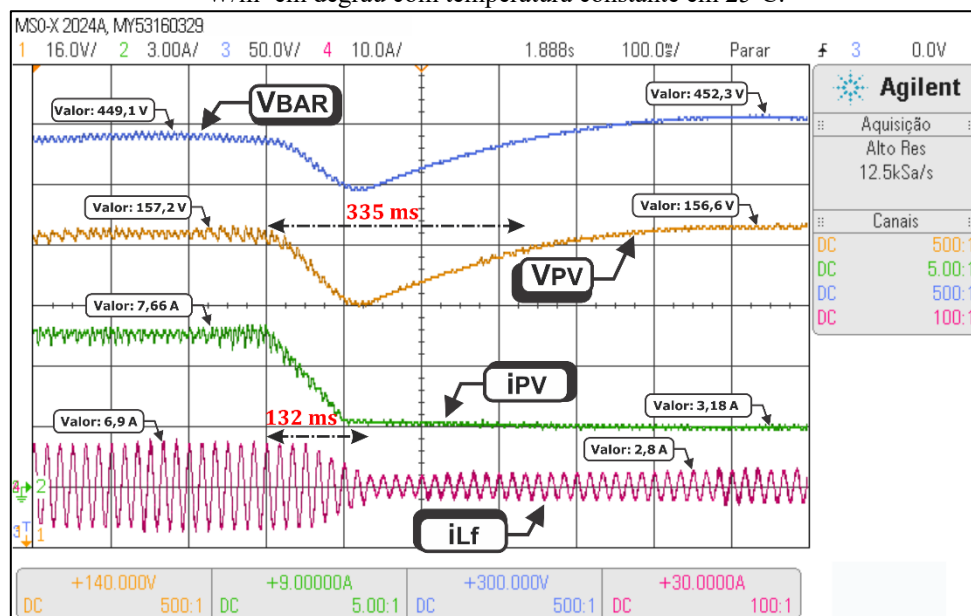
1) *Grande perturbação de diminuição de irradiância: 1000 W/m² para 400 W/m² em degrau com temperatura constante de 25°C*

O primeiro ensaio experimental transitório diz respeito ao decréscimo na irradiância de 1000 W/m² para 400 W/m² em forma de degrau com temperatura constante de 25°C, estando a resposta obtida mostrada na Figura 85. Antes da modificação ocorrer, o sistema opera nas proximidades do ponto de máxima potência, extraindo cerca de 1204 W com a tensão da fileira fotovoltaica em 157,2 V. Uma vez inserida a perturbação, a potência CC disponível reduz de 1213 W para 480 W.

Nota-se, pela Figura 85, que mesmo após a potência CC reduzir seu valor consideravelmente, durante 3 ciclos (49,98 ms) não são observadas grandes alterações no pico de corrente CA injetada na rede elétrica. Este comportamento está em consonância com o resultado computacional

equivalente apresentado na Figura 58, se devendo ao fato de que a variável *Erro_Delta_Tol* ainda não atingiu o valor limiar de alteração dos passos de corrente.

Figura 85 – Resposta experimental da técnica proposta submetida à redução de irradiância de 1000 W/m² para 400 W/m² em degrau com temperatura constante em 25°C.



Fonte: Dados do próprio autor.

Tal limiar, que nas aplicações computacionais foi definido em $\pm 5,0$ mA, foi reajustado para $\pm 10,0$ mA na prática, visando reduzir a possibilidade de ruídos promoverem a alteração do passo de corrente. O resultado presente na Figura 80 (d) demonstra a necessidade de tal ajuste, uma vez que nele fica evidente a variação de *Erro_Delta_Tol*, em condições normais de operação, desde -7,0 mA até cerca de +4,0 mA.

Ainda na Figura 85, com a injeção de potência CA maior que a potência extraída do SAS, inicia-se a queda de tensão do elo CC (V_{Bar}) e, conseqüentemente, da fileira fotovoltaica emulada (V_{PV}). Após decorridos cerca de 120 ms do início da perturbação, estas duas tensões atingem seus menores valores (140 V em V_{PV} e 398 V em V_{Bar}) com afundamento de aproximadamente 11,0%.

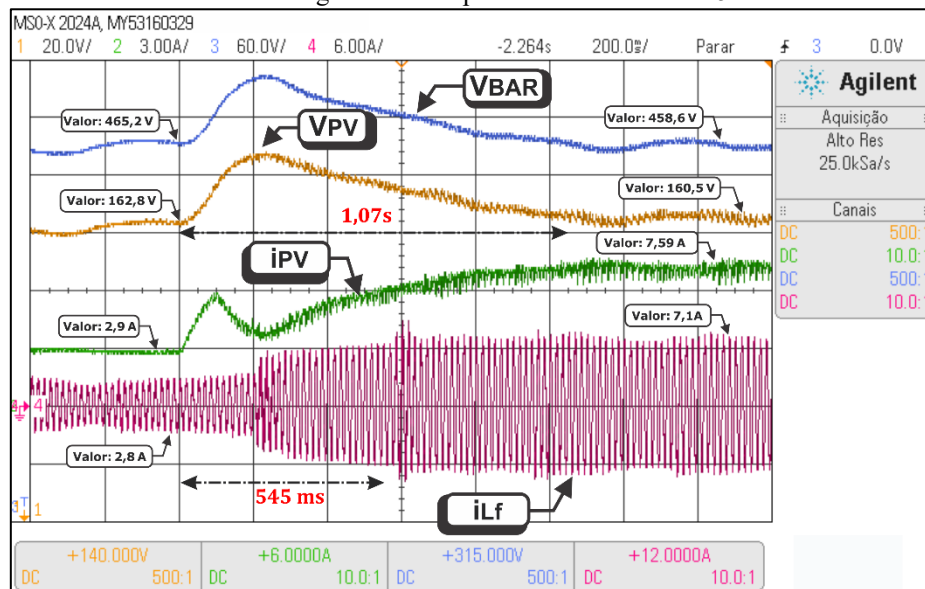
Esta queda de tensão, conforme já relatado nos capítulos anteriores, dificulta a imposição de corrente e traz a variável *Erro_Delta_Tol* acima de 10,0 mA, selecionando o passo de decréscimo da corrente de pico em 1,0 A. A partir deste momento, a corrente injetada passa a decrescer rapidamente na Figura 85. Uma vez que o valor de *Erro_Delta_Tol* torna-se menor que o limite indicado, o passo de decréscimo da corrente de pico volta ao seu valor convencional (60,0 mA). A estabilização da corrente injetada se dá em 132 ms.

Com a injeção de corrente nos níveis adequados, a tensão do elo CC tende a se recuperar diante do estabelecimento de um novo ponto de equilíbrio entre a potência CC extraída e potência CA injetada. Deste modo, após decorridos 335 ms, tanto a tensão V_{PV} quanto a tensão V_{Bar} se estabilizam. Por fim, o valor final da tensão V_{PV} (156,6 V) mostra-se próximo do ideal (156,3 V) para estas condições ambientais, de acordo com o conteúdo da Tabela 17.

2) Grande perturbação de aumento de irradiância: 400 W/m^2 para 1000 W/m^2 em degrau com temperatura constante de 25°C

De modo complementar ao ensaio anterior, a Figura 86 traz a resposta do sistema diante do acréscimo em forma de degrau na irradiância de 400 W/m^2 para 1000 W/m^2 . Antes do distúrbio, o sistema encontra-se em regime permanente extraindo potência próxima do máximo disponível. Com o aumento súbito na potência de entrada, a tensão V_{Bar} aumenta até 537 V (15,4%) como consequência do acúmulo de carga no capacitor C_{Bar} , visto que a resposta na corrente CA injetada não se dá de forma imediata.

Figura 86 – Resposta experimental da técnica proposta submetida ao aumento de irradiância de 400 W/m^2 para 1000 W/m^2 em degrau com temperatura constante em 25°C .



Fonte: Dados do próprio autor.

Tal aumento de tensão favorece a imposição de corrente, o que, por sua vez, diminui Δ_{RMS} e o deixa abaixo da Tolerância neste caso. Como consequência, Erro_Delta_Tol assume valores menores que -10,0 mA e o passo de incremento da corrente de pico é alterado para 0,5 A, exatamente como ocorre no resultado computacional equivalente. Tal atitude do controle possibilita o rápido

aumento da potência CA de saída, iniciando a queda das tensões V_{Bar} e V_{PV} até o valor que torna Δ_{RMS} próximo da Tolerância e estabelece o novo ponto de equilíbrio no sistema. Uma vez que Erro_Delta_Tol volta a ser maior que o limiar descrito, o passo de incremento da corrente de pico retorna para o valor convencional de 20,0 mA.

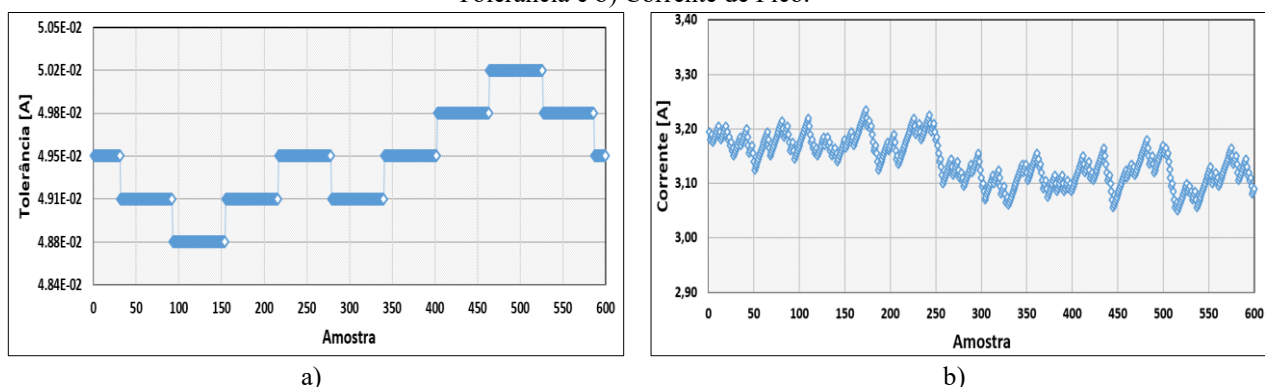
Após decorridos 545 ms do início da perturbação, a corrente injetada na rede elétrica se estabiliza. As tensões do elo CC e da fileira fotovoltaica emulada revelam maior período até a estabilização, ficando em 1,07 s como reflexo do acúmulo de carga observado nos ciclos iniciais.

Por fim, após passar pelo período transitório descrito, a técnica proposta leva a tensão de operação do SAS para próximo de 160,5 V e, portanto, para as imediações do ponto ideal de operação de acordo com os dados da Tabela 17.

3) Perturbação na temperatura das células fotovoltaicas emuladas: aumento de 50°C para 55°C e decréscimo de 55°C para 50°C com irradiância fixa em 545 W/m²

A Figura 87 apresenta a resposta da Tolerância e da Corrente de Pico, obtidas por meio da gravação de 600 amostras com frequência de 120 Hz, durante as quais o sistema é submetido à variação de aumento na temperatura em rampa de 3 segundos. A irradiância é mantida constante em 545 W/m², uma vez que este é o valor médio de um dia tipicamente ensolarado obtido dos dados da estação solarimétrica do laboratório de pesquisa (Figura 88).

Figura 87 – Comportamento experimental de variáveis internas da técnica proposta diante do aumento da temperatura de 50°C para 55°C em rampa de 3,0 s com irradiância constante em 545 W/m² evidenciando: a) Tolerância e b) Corrente de Pico.

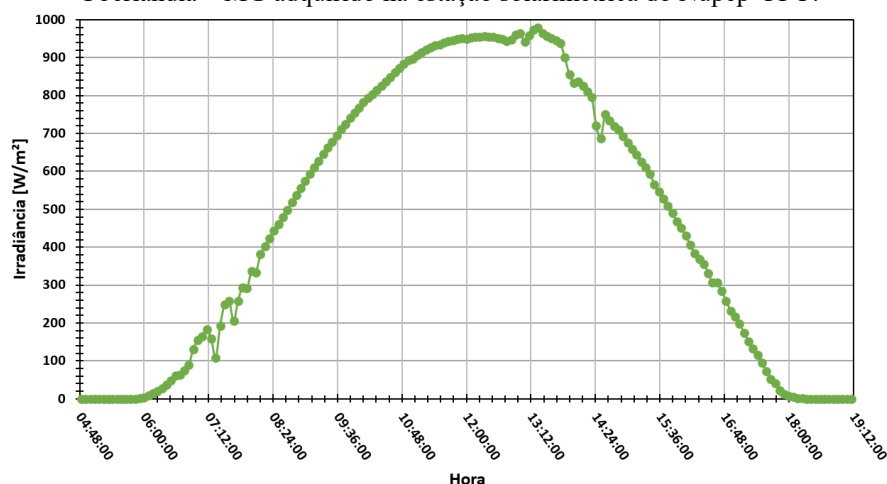


Fonte: Dados do próprio autor.

O aumento de temperatura inicia na amostra 120 (1,0 s de gravação dos dados) da Figura 87 (a) e (b). Neste instante, a Tolerância é de 48,80 mA. Como o aumento de temperatura tende a diminuir a tensão V_{PV} ideal, observa-se a Tolerância sendo incrementada pela técnica a fim de

manter a operação no PMP, estabilizando-se em, aproximadamente, 49,85 mA. Conforme esperado, a corrente de pico injetada na rede, presente na Figura 87 (b), sofre poucas alterações, reduzindo cerca de 0,1 A.

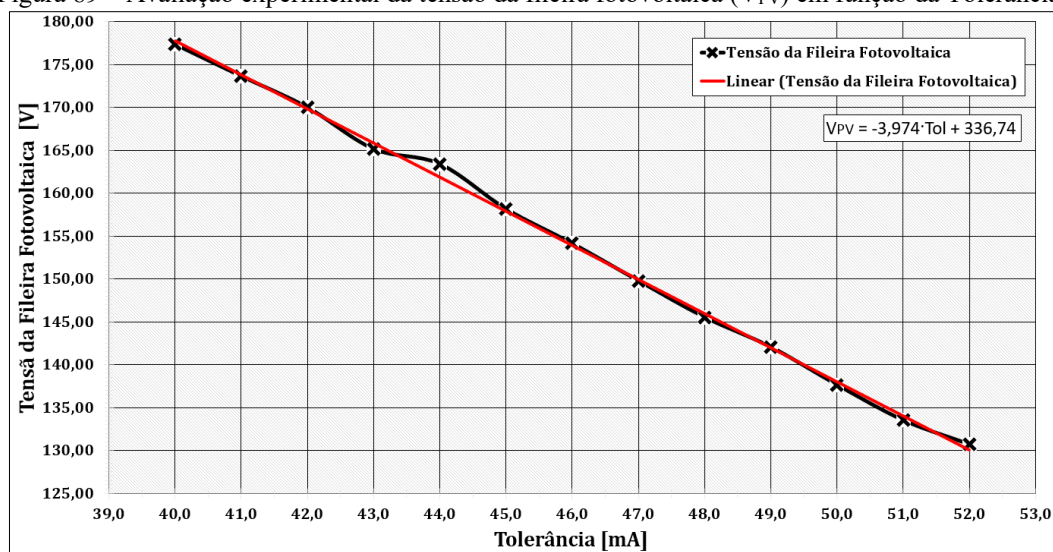
Figura 88 – Perfil de variação de irradiância em um dia tipicamente ensolarado no mês de setembro na cidade de Uberlândia – MG adquirido na estação solarimétrica do Nupep-UFU.



Fonte: Dados do próprio autor.

A fim de verificar se o valor de Tolerância alcançado está próximo ao ideal, obteve-se a curva do comportamento prático da tensão V_{PV} em função da Tolerância, conforme apresenta o gráfico da Figura 89. Seus dados foram obtidos variando-se experimentalmente a Tolerância em malha aberta desde 40,0 mA até 52 mA com observação da tensão V_{PV} correspondente.

Figura 89 – Avaliação experimental da tensão da fileira fotovoltaica (V_{PV}) em função da Tolerância.



Fonte: Dados do próprio autor.

Uma vez obtido o gráfico, a linha de tendência que melhor se adequa à resposta obtida é a reta expressa em (20), a qual conta com coeficiente de determinação (R^2) em 0,9985, tendo, portanto, excelente ajuste aos pontos do gráfico para representação do comportamento de V_{PV} em função da Tolerância.

$$V_{PV} = (-3,974 \cdot Tol) + 336,74 \quad (20)$$

Em que:

V_{PV} - Tensão da fileira fotovoltaica [V];

Tol - Tolerância [mA];

O comportamento experimental da tensão da fileira fotovoltaica em função da Tolerância, presente em (20), pode ser comparado ao resultado computacional equivalente disponível em (15), sendo esta última reproduzida a seguir. Percebe-se que, para uma mesma variação de Tolerância, a tensão V_{PV} é mais alterada na prática, já que o valor absoluto do coeficiente angular da reta (20) é maior que aquele presente em (15). Tal fato é uma das razões pelas quais o passo de Tolerância experimental é menor que o utilizado computacionalmente.

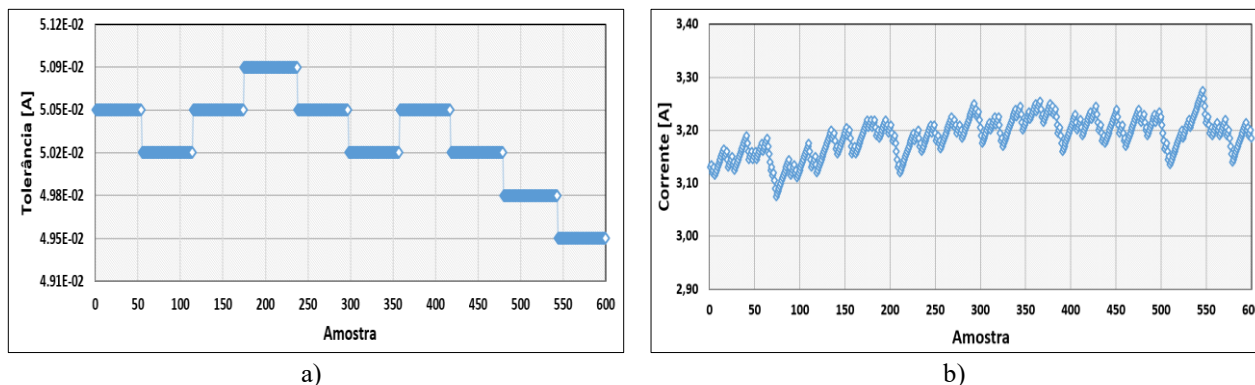
$$V_{PV} = (-2,728 \cdot Tol) + 295,15 \quad (15)$$

Voltando ao resultado da Figura 87 e substituindo o valor de 49,85 mA da Tolerância em (20), a tensão V_{PV} correspondente é 138,64 V. De acordo com dados do SAS, o PMP localiza-se em 139,2 V e, portanto, o desvio é de -0,40% e a técnica obteve êxito na busca pelo novo ponto ideal de operação.

Por fim, realizou-se a redução da temperatura das células de 55°C para 50°C em rampa de 3,0 segundos no SAS. A Figura 90 traz o comportamento da Tolerância e da Corrente de Pico injetada durante o período transitório analisado.

Assim como no ensaio anterior, a modificação de temperatura inicia-se na amostra 120 e encerra na amostra 480. É evidente, pela análise da Figura 90 (a), que o controle de Tolerância age no sentido de diminuí-la, uma vez que o distúrbio de temperatura realizado desloca o ponto de máxima potência para uma tensão maior. Na janela de tempo gravada, o valor final de Tolerância é de 49,45 mA, correspondendo à tensão de 140,22 V na fileira fotovoltaica emulada de acordo com (20).

Figura 90 – Comportamento experimental de variáveis internas da técnica proposta diante da redução da temperatura de 55°C para 50°C em rampa de 3,0 s com irradiância constante em 545 W/m² evidenciando: a) Tolerância e b) Corrente de Pico.



Fonte: Dados do próprio autor.

A tensão ideal de operação, sob irradiância de 545 W/m² e temperatura de 50°C, é 142,35 V. Logo, o desvio observado em relação a este valor é de -1,5%. Por fim, no que diz respeito ao pico de corrente, a Figura 90 (b) revela comportamento inverso ao da Figura 87 (b), com a corrente de pico aumentando cerca de 0,1 A e, portanto, também com pouca variação neste ensaio.

5.3.3 Operação em condições de irradiação solar não uniforme

Como últimos ensaios experimentais da técnica de GMPPT proposta, foram realizados testes de operação sob condições de irradiação solar não uniforme da fileira fotovoltaica contendo a configuração-padrão adotada. Para tanto, sombreamentos parciais intencionais das células fotovoltaicas dos módulos Kyocera® (presentes na microusina do laboratório destacada na Figura 78) foram realizados, sendo obtidas curvas I-V e P-V características em diferentes potências de saída e com múltiplos pontos locais de máxima potência.

Estas curvas foram adquiridas por meio do analisador fotovoltaico Solar I-V da HT Instruments®, tendo seus detalhes de conexão mostrados na Figura 91. Este equipamento, a partir da mensuração dos parâmetros ambientais instantâneos de irradiância solar e temperatura das células, bem como com a inserção das informações técnicas da fileira (tensão e corrente de máxima potência nas CPT, quantidade de módulos associados, etc.), retorna o conjunto de pontos da curva I-V da fileira fotovoltaica sombreada.

Figura 91 – Esquema de conexões do analisador fotovoltaico Solar I-V HT Instruments®.



Fonte: (HT INSTRUMENTS, 2017).

Por fim, realizando a interface do equipamento com o *software* TopView® disponibilizado pelo fabricante, os dados são transferidos para os gráficos do Excel e inseridos ponto a ponto no SAS, o que possibilita que as curvas I-V e P-V das condições de irradiação solar não uniforme adquiridas estejam gravadas e disponíveis para os ensaios subsequentes em ambiente controlado.

1) *Ensaio de 9 módulos fotovoltaicos Kyocera em 606 W/m², 45°C sombreados parcialmente e com curva P-V contendo um máximo local e um máximo global*

A Figura 92 traz os detalhes acerca do primeiro ensaio de irradiação solar não uniforme realizado, o mesmo consistindo do sombreamento parcial inserido em apenas um módulo, conforme ilustra a Figura 92 (b). Desta condição não ideal, são geradas as curvas I-V e P-V presentes na Figura 92 (a), na qual fica evidente a presença de um ponto global de máxima potência (PGMP) e outro ponto falso de máxima potência (PFMP).

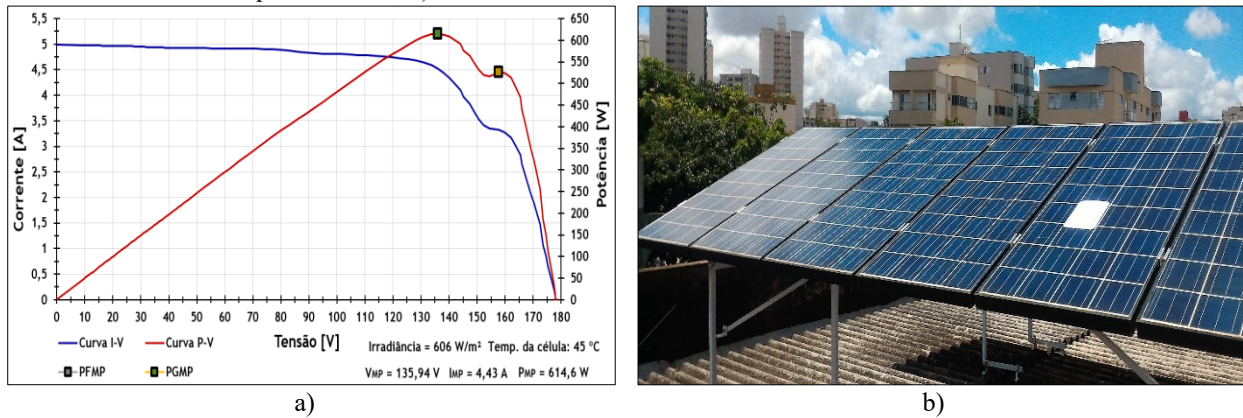
A operação nestas condições, se não tomadas as atitudes preventivas relacionadas, pode levar ao aprisionamento no PFMP, gerando prejuízos à extração de máxima potência e, conseqüentemente, reduzindo a energia ativa injetada na rede elétrica.

No caso da técnica proposta, a estratégia de escaneamento da curva P-V em intervalos regulares (definidos de acordo com a necessidade do usuário por meio da análise do ambiente em que os módulos estão instalados e suas possíveis fontes de sombra) garante a operação no ponto global de máxima potência, trazendo confiabilidade de desempenho para injeção de potência na rede elétrica.

Como a variável de perturbação da técnica proposta é a Tolerância que, por sua vez, está diretamente relacionada à tensão da fileira fotovoltaica por meio de (20), torna-se conveniente a representação da curva característica em função desta variável. A partir dos dados da Figura 92 (a) e

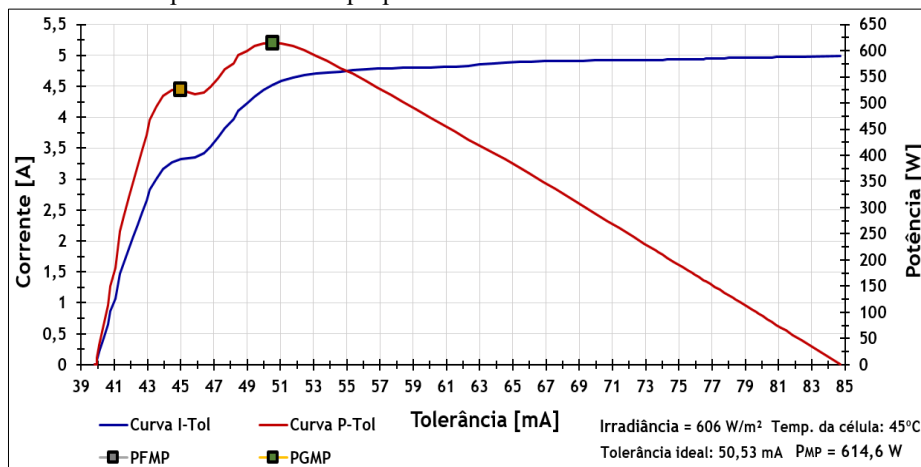
da aplicação de (20) são geradas as curvas P_{PV-Tol} e $I-Tol$, presentes na Figura 93. A característica inversa observada nesta curva em relação à Figura 92 está em consonância com o fato de que a tensão da fileira fotovoltaica reduz com o aumento da Tolerância.

Figura 92 – Ensaio de irradiação solar não uniforme com a presença de um PFMP: a) Curvas I-V e P-V adquiridas; b) Sombreamento realizado nos módulos fotovoltaicos.



Fonte: Dados do próprio autor.

Figura 93 – Ensaio de irradiação solar não uniforme com a presença de um PFMP: a) Curvas I-Tol e P-Tol; b) Resposta da técnica proposta durante o escaneamento da curva.

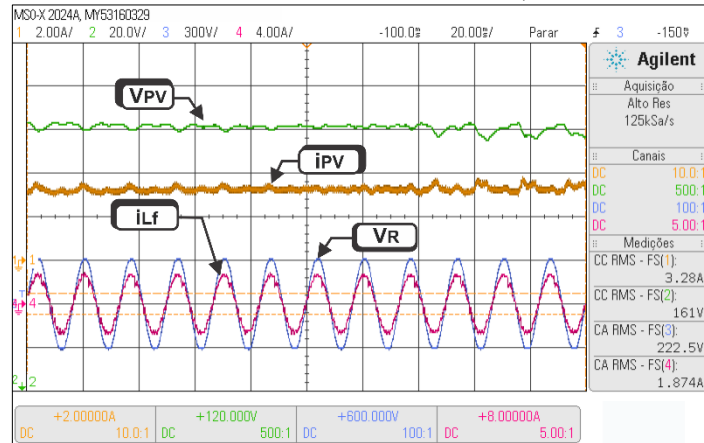


Fonte: Dados do próprio autor.

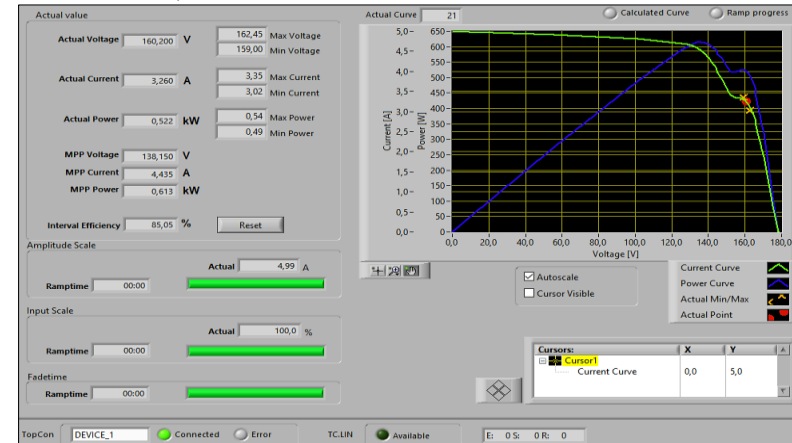
Pela análise do conteúdo da Figura 93, evidencia-se a existência de um PFMP localizado na Tolerância 45,03 mA, equivalente a 157,8 V da fileira fotovoltaica, com potência equivalente de 525,0 W. Tal ponto de operação representa perdas de 14,58% em relação ao máximo global (614,6 W), localizado em 50,53 mA (135,9 V).

As partes (a) e (b) da Figura 94 a seguir apresentam, respectivamente, as variáveis do sistema e a tela do SAS durante o período anterior ao escaneamento, provando que o sistema opera preso no PFMP.

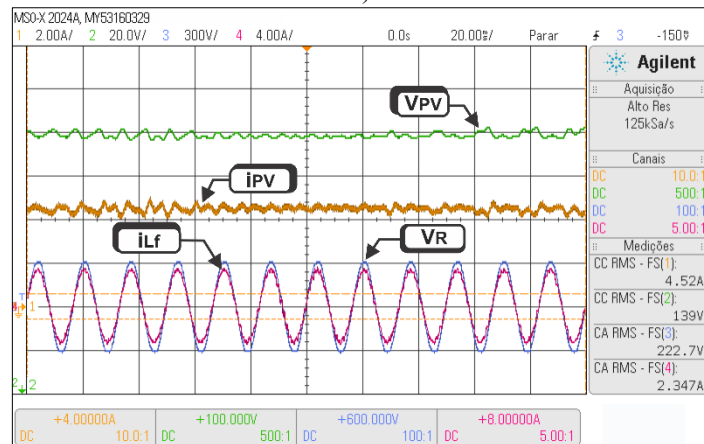
Figura 94 – Variáveis do sistema antes do escaneamento: a) Tensões e correntes de entrada CC e saída CA; b) Interface do emulador fovoltaico; e resposta gráfica após realizado o escaneamento: c) Tensões e correntes de entrada CC e saída CA; d) Interface do emulador fovoltaico.



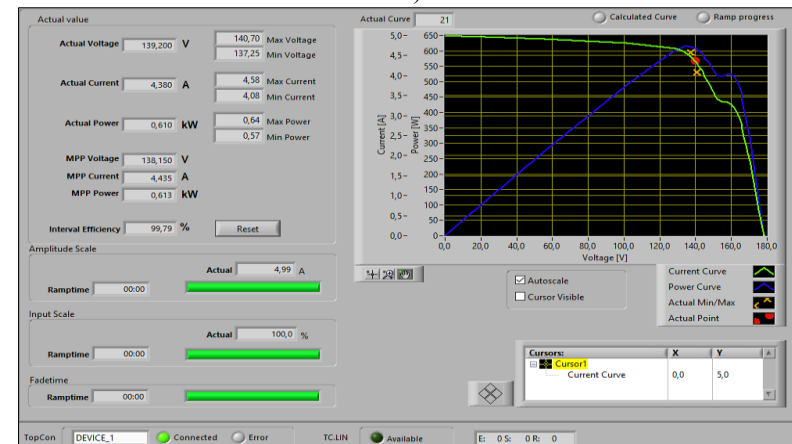
a)



b)



c)

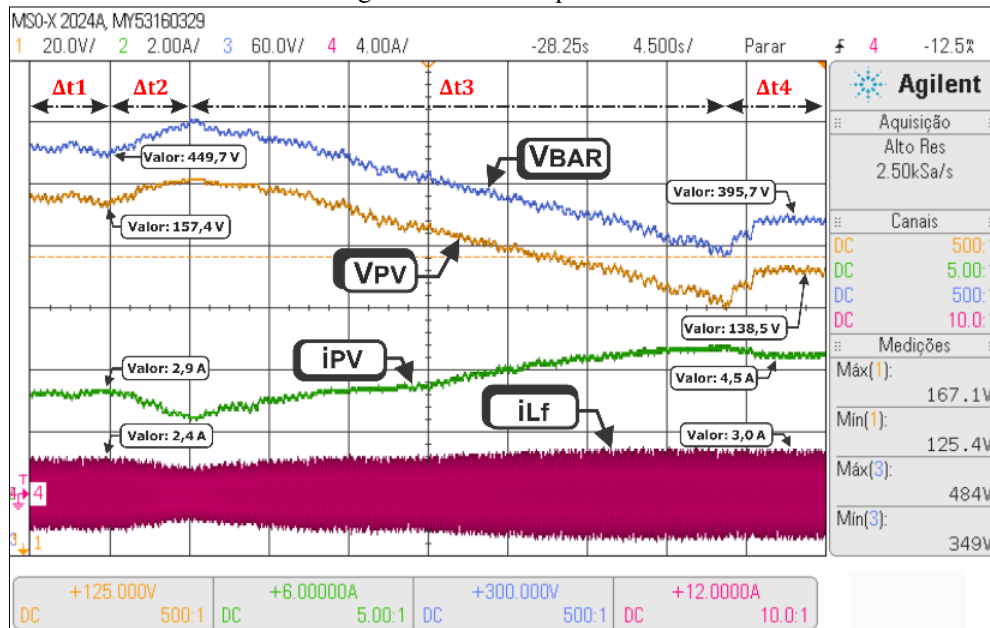


d)

Fonte: Dados do próprio autor.

O resultado experimental das variáveis V_{PV} , i_{PV} , V_{BAR} e i_{Lf} presentes na Figura 95 corrobora este fato, de modo que o sistema está de fato no PFMP durante o período Δt_1 indicado, sendo a tensão da fileira fotovoltaica 157,4 V com Tolerância aproximada de 45,13 mA nesta ocasião.

Figura 95 – Resposta da técnica proposta durante o escaneamento da curva característica para identificação do ponto global de máxima potência.



Fonte: Dados do próprio autor.

Uma vez completo o período para um novo escaneamento da curva característica, dá-se seu início com o objetivo de verificar a presença de possíveis pontos com potência maior que a atual. Neste caso, a primeira atitude da técnica consiste em trazer a tensão da fileira fotovoltaica para próximo de seu valor de circuito aberto (177,98 V na Figura 92 (a)).

Para tanto, a Tolerância é reduzida gradualmente com passo de 1,0 mA/s de 45,13 mA para 40,0 mA, o que corresponde à tensão de, aproximadamente, 178 V na fileira. Este procedimento remete-se ao período Δt_2 da Figura 95. Quando atingido o limiar inferior de Tolerância, o sistema reinicia os valores de potência máxima e Tolerância ideal, começando o escaneamento da curva P_{PV} -Tol no período Δt_3 da Figura 95.

A técnica passa então ao aumento da Tolerância com passo de 0,025 μ A/interrupção, o que representa incremento de 0,5 mA/s na Tolerância à frequência de 20 kHz. Este passo foi ajustado de modo a obter-se equilíbrio entre precisão na busca pelo PGMP e tempo total dispendido no escaneamento. Caso sejam utilizados passos maiores, o escaneamento será efetivado em um período menor, porém o valor de Tolerância ideal encontrado perderá em termos de precisão.

À medida que a Tolerância aumenta, a potência CA de saída é calculada e comparada ao máximo valor salvo e, caso ela seja maior, tanto a Tolerância ideal quanto a Máxima Potência são atualizados, revelando um novo PMP e estabelecendo novos valores para as comparações.

O procedimento descrito segue até que o valor superior de Tolerância seja alcançado. Este, por sua vez, deve ser escolhido de modo que a tensão do elo CC ainda seja maior que o pico de tensão da rede elétrica nesta condição, o que viabiliza a imposição de corrente elétrica. Deste modo, admitiu-se a tensão mínima de operação no elo CC em 340 V, cerca de 30 V acima do pico de tensão da rede (311 V). Logo, de acordo com o ganho do conversor CC – CC, a mínima tensão de operação admissível na fileira é de 119,0 V, correspondendo ao limite superior de Tolerância de 55 mA.

O período de escaneamento Δt_3 possui exatamente 30,0 segundos na Figura 95, já que a Tolerância varia de 40,0 mA até 55,0 mA à taxa de 0,5 mA /s. Uma vez que ele é finalizado, entra-se na última fase da estratégia de escaneamento com o retorno da Tolerância até o seu valor ideal encontrado com taxa de subida de 1,0 mA/s havendo a posterior liberação das perturbações da Tolerância (período Δt_4 na Figura 95).

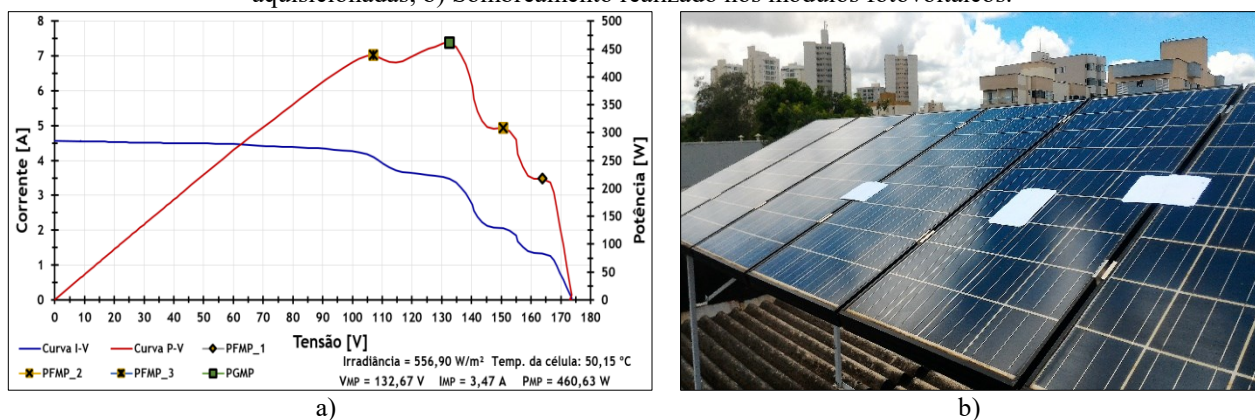
Ainda na Figura 95, observa-se, pelos seus valores finais, que após o escaneamento o sistema passa a operar nas circunvizinhanças do ponto global de máxima potência em 138,15 V (Tolerância de 50,0 mA), estando este resultado corroborado com o conteúdo expresso na Figura 94 (c) e (d).

2) Ensaio de 9 módulos fotovoltaicos Kyocera em 557 W/m², 50°C sombreados parcialmente e com curva P-V contendo três máximos locais e um máximo global

Outra situação de sombreamento, mais severa que a anterior, está apresentada na Figura 96 (b). Como resultado da irradiação não uniforme provocada em 4 módulos fotovoltaicos simultaneamente, surgem quatro pontos de máximo na curva P_{PV} -V da Figura 96 (a), sendo destes: três PFMP e um PGMP.

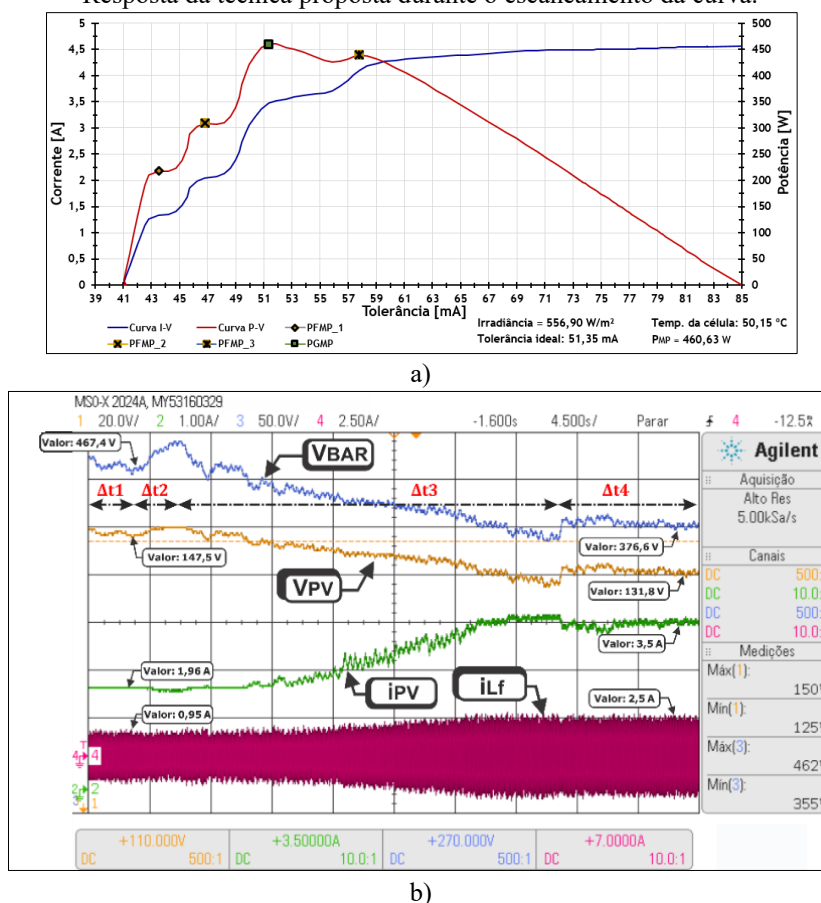
Neste caso específico, a curva P_{PV} -Tol se torna conforme ilustrado na Figura 97 (a). Os PFMP estão localizados nas Tolerâncias 43,52 mA (163,78 V), 46,82 mA (150,68 V) e 57,81 mA (107,00 V). Já o ponto ideal de Tolerância correspondente ao máximo global está no valor de 51,35 mA, equivalente a 132,67 V na fileira fotovoltaica.

Figura 96 – Ensaio de irradiação solar não uniforme com a presença de três PFMP: a) Curvas I-V e P-V adquiridas; b) Sombreamento realizado nos módulos fotovoltaicos.



Fonte: Dados do próprio autor.

Figura 97 – Ensaio de irradiação solar não uniforme com a presença de três PFMP: a) Curvas I-Tol e P-Tol; b) Resposta da técnica proposta durante o escaneamento da curva.



Fonte: Dados do próprio autor.

O processo de análise do escaneamento realizado na Figura 97 (b) é o mesmo do caso anterior. Durante o período Δt_1 indicado, os valores das variáveis do sistema demonstram que a operação está com Tolerância de, aproximadamente, 47,62 mA e, portanto, no PFMP_3 (Figura 97 (a)). Uma vez

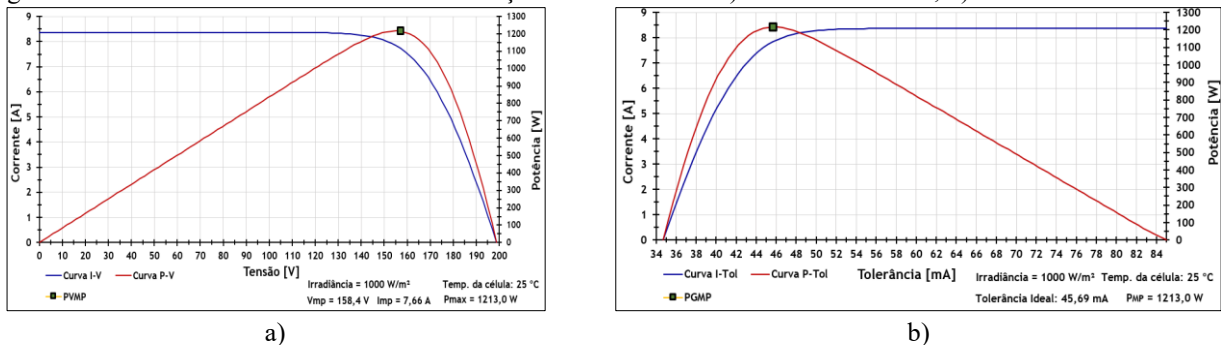
completo o período para um novo escaneamento, inicia-se a elevação da tensão da fileira (Δt_2) e, logo em seguida, sua diminuição gradual com o aumento da Tolerância visando encontrar o PGMP (Δt_3).

Assim que o escaneamento da curva é finalizado, a operação retorna para o valor de máximo encontrado (período Δt_4) que, neste caso, mostrou-se em 131,8 V (51,27 mA). O desvio de Tolerância em relação ao ideal mostra-se em 0,16%, enquanto o de tensão é 0,66% e, portanto, o sistema opera no PGMP desse ponto em diante. Por fim, pela análise da Figura 97 (b) percebe-se ainda o aumento de 2,63 vezes na corrente de pico injetada na rede elétrica após o escaneamento da curva, justificando os esforços tomados no sentido de manter a operação no PGMP.

3) Ensaio de 9 módulos fotovoltaicos Kyocera operando nas CPT com irradiação solar uniforme

Como último ensaio, o sistema foi submetido às condições padrão de teste e com irradiação solar uniforme por meio do SAS. As curvas I-V e P-V características para esta situação, bem como as curvas I-Tol e P-Tol, estão presentes, respectivamente, nas Figura 98 (a) e (b).

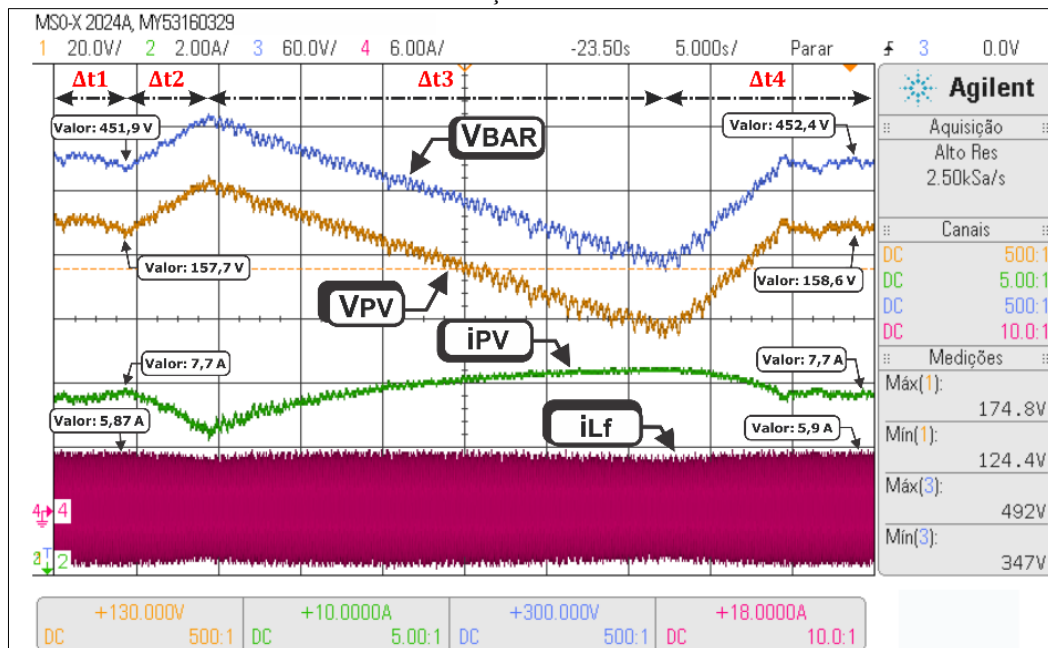
Figura 98 – Ensaio de escaneamento com irradiação solar uniforme: a) Curvas I-V e P-V; b) Curvas I-Tol e P-Tol.



Fonte: Dados do próprio autor.

Nestas condições, obviamente, existe apenas o PGMP presente na tensão 158,4 V. Portanto, é esperado que a lógica de escaneamento da curva P-Tol apenas comprove que o ponto de operação anterior ao seu início é o ideal, o que de fato ocorre no resultado da Figura 99. Nela, o valor de tensão da fileira antes do início do escaneamento é de, aproximadamente, 157,7 V, comprovando a atuação nas imediações do PMP. Após todo o procedimento de escaneamento da curva, a tensão encontrada está próxima de 158,6 V e, portanto, o sistema volta a operar nas proximidades do PMP.

Figura 99 – Resposta da técnica proposta durante o escaneamento do sistema quando nas condições padrão de teste com irradiação solar uniforme.



Fonte: Dados do próprio autor.

5.4 Resultados Experimentais da Técnica Perturbe e Observe

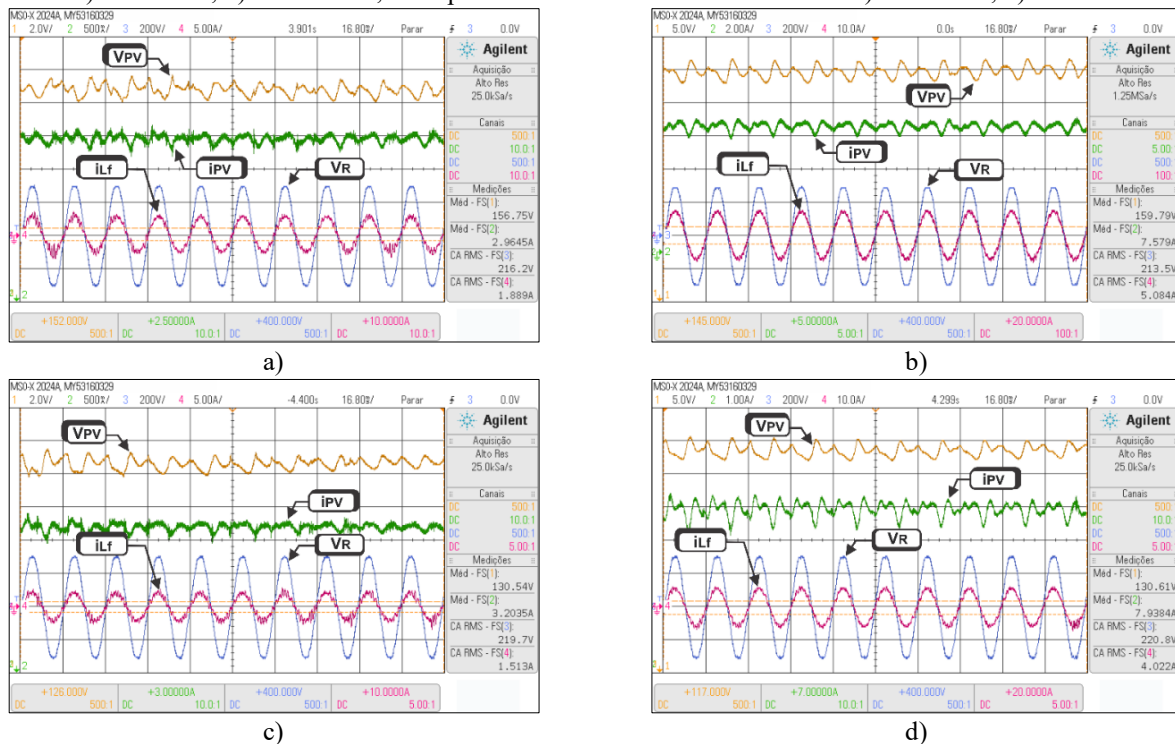
5.4.1 Operação em Regime Permanente

Assim como realizado para a técnica de extração de máxima potência proposta, foi realizado o ensaio da operação em regime permanente da técnica P&O com condições ambientais diversas de temperatura (25°C até 70°C) e irradiância (400 W/m² até 1000 W/m²).

Em termos práticos, o único ajuste realizado foi a redução do passo de incremento/decremento de tensão de 1,0 V para 0,5 V com o mesmo fim da redução de Tolerância feito para a técnica proposta. A menor amplitude das perturbações utilizada traz melhorias no FR, já que as oscilações em torno do PMP são reduzidas, não sendo observados significativos prejuízos na resposta transitória em caráter prático.

A Figura 100 apresenta a resposta do sistema controlado pela técnica P&O nas condições limiares de temperatura (25°C e 70°C) e irradiância (400 W/m² e 1000 W/m²). Já a Figura 101 traz a interface do SAS para cada uma das situações da Figura 100, mostrando, além dos dados de tensão e corrente, a curva P-V característica e o ponto de operação atual. Por fim, a Tabela 18 apresenta o resumo da resposta obtida em todas as condições ambientais ensaiadas em regime permanente.

Figura 100 – Resposta experimental em regime permanente da técnica P&O com temperatura de 25°C e irradiância em: a) 400 W/m²; b) 1000 W/m²; e temperatura de 70°C com irradiância em: c) 400 W/m²; d) 1000 W/m².

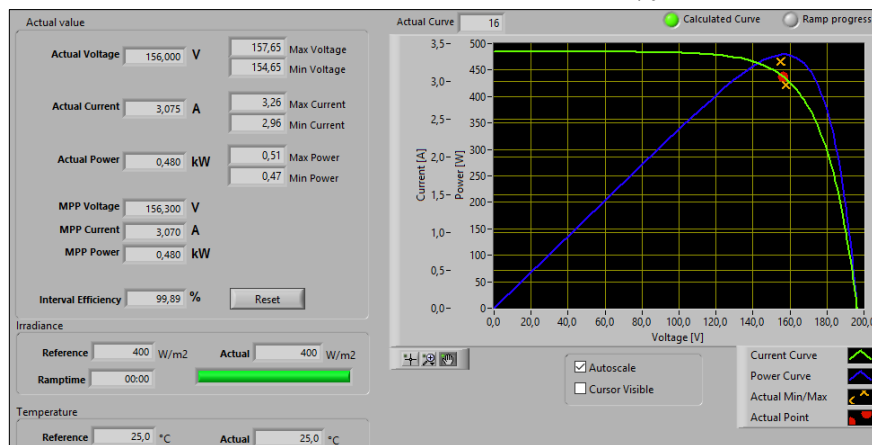


Fonte: Dados do próprio autor.

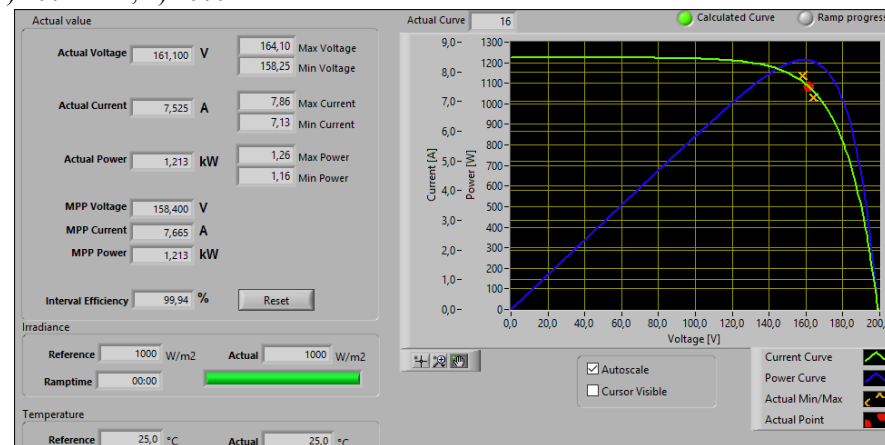
Os dados presentes na Tabela 18 revelam que o máximo desvio de tensão da técnica P&O em relação ao valor ideal, diante de todas as condições ambientais ensaiadas, é de -1,42% para a temperatura de 25°C e irradiância de 600 W/m². Por outro lado, o menor desvio foi de 0,22%, observado em duas situações: 25°C e 500 W/m² e 50°C e 400 W/m².

A análise das colunas de potência máxima disponível (P_{MP}) no SAS e potência média extraída (P_{PV}) da Tabela 18 revela a proximidade dos seus valores, o que implica elevados fatores de rastreamento correspondentes. De modo geral, com base nos dados desta tabela o FR médio global apresentado pelo P&O foi 99,93%, revelando boa resposta de extração de máxima potência em regime permanente sob condições de irradiação solar uniforme.

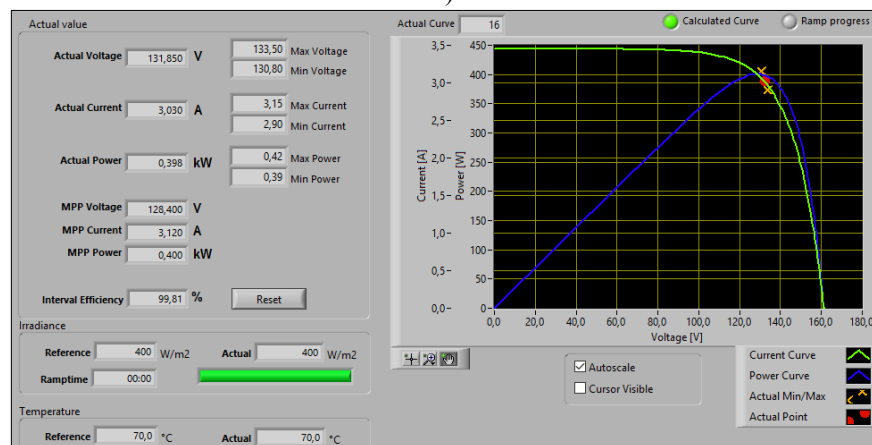
Figura 101 – Interface do emulador fotovoltaico contendo resultados da técnica P&O com temperatura de 25°C e irradiância em: a) 400 W/m²; b) 1000 W/m²; e temperatura de 70°C com irradiância em: c) 400 W/m²; d) 1000 W/m².



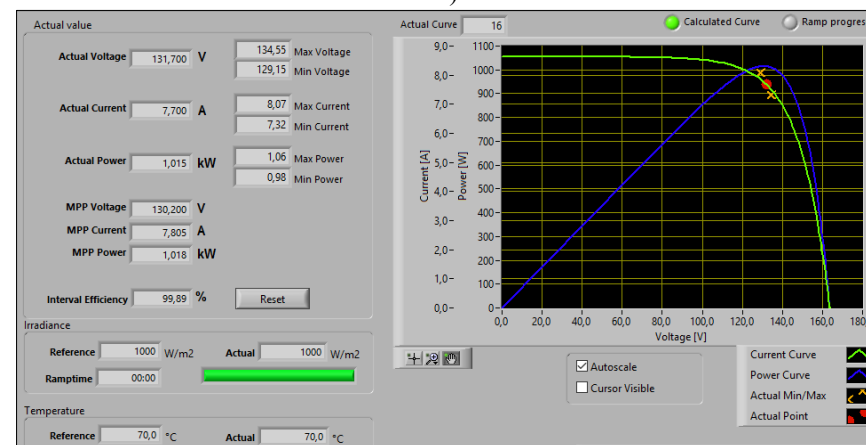
a)



b)



c)



d)

Fonte: Dados do próprio autor.

Tabela 18 – Resumo dos resultados experimentais da técnica de P&O obtidos do SAS em regime permanente para diversas condições ambientais de operação.

Temp. das células [°C]	Irradiância [W/m ²]	V _{MP} [V]	V _{PV} média [V]	Desvio [%]	P _{MP} [W]	P _{PV} média [W]	FR médio [%]
25	400	156,30	156,75	0,29	480,00	479,47	99,89
	500	157,65	158,00	0,22	605,00	604,33	99,89
	600	158,25	156,00	-1,42	728,00	728,00	100,00
	700	158,70	157,00	-1,07	850,00	849,32	99,92
	800	158,85	158,00	-0,53	975,00	974,32	99,93
	900	158,70	158,00	-0,44	1093,00	1092,67	99,97
	1000	158,40	159,79	0,88	1213,00	1212,27	99,94
40	400	147,00	148,00	0,68	453,00	452,91	99,98
	500	148,20	147,00	-0,81	573,00	572,26	99,87
	600	148,95	151,00	1,37	687,00	686,73	99,96
	700	149,25	148,00	0,84	807,00	806,84	99,98
	800	149,40	150,00	0,40	922,00	921,54	99,95
	900	149,25	148,00	-0,84	1035,00	1034,48	99,95
	1000	148,95	151,00	1,34	1150,00	1150,00	100,00
55	400	137,70	138,00	0,22	427,00	426,66	99,92
	500	138,90	140,00	0,79	540,00	539,62	99,93
	600	139,50	138,00	-1,07	647,00	647,00	100,00
	700	139,80	138,00	-1,29	760,00	759,01	99,87
	800	139,95	138,00	-1,39	868,00	865,40	99,70
	900	139,80	141,00	0,85	975,00	974,90	99,99
	1000	139,50	138,00	-1,07	1083,00	1083,00	100,00
70	400	128,40	130,54	1,67	400,00	399,24	99,81
	500	129,45	130,00	0,42	505,00	505,00	100,00
	600	130,05	131,00	0,73	608,00	606,54	99,76
	700	130,35	129,00	-1,04	710,00	710,00	100,00
	800	130,50	129,00	-1,15	815,00	814,19	99,90
	900	130,35	130,00	-0,27	915,00	911,16	99,58
	1000	130,20	130,61	0,31	1018,00	1016,88	99,89

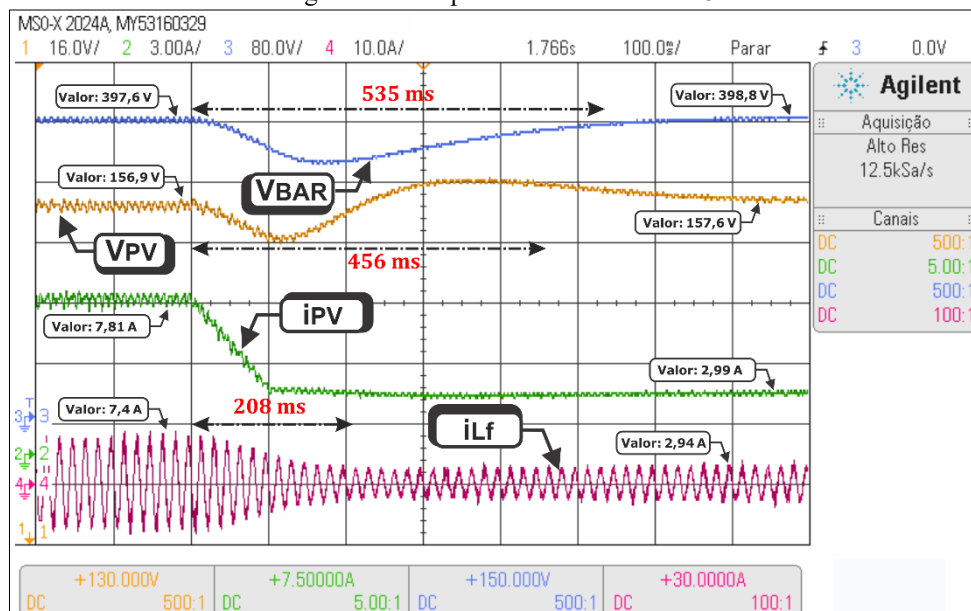
Fonte: Dados do próprio autor.

5.4.2 Operação em Regime Transitório

1) Grande perturbação de diminuição de irradiância: 1000 W/m^2 para 400 W/m^2 em degrau com temperatura constante de 25°C

Seguindo a mesma metodologia de ensaios empregada no caso da técnica de GMPPT proposta, o ensaio experimental transitório da técnica P&O com decréscimo na irradiância de 1000 W/m^2 para 400 W/m^2 em forma de degrau, sendo a temperatura mantida constante em 25°C , está apresentado na Figura 102.

Figura 102 – Resposta experimental da técnica P&O submetida à redução de irradiância de 1000 W/m^2 para 400 W/m^2 em degrau com temperatura constante em 25°C .



Fonte: Dados do próprio autor.

De início, fica evidente na Figura 102 a tensão V_{Bar} no elo CC controlada próxima do seu valor de referência de $400,0 \text{ V}$, o que revela a correta atuação da malha externa de tensão no controle do conversor CC – CA. Em termos da qualidade de injeção de corrente elétrica na rede, o resultado obtido é bastante semelhante ao da técnica proposta, já que os compensadores da malha interna utilizados são os mesmos nos dois casos e já tiveram sua resposta analisada (Figura 83).

Antes da queda de irradiância ocorrer, o sistema opera nas imediações do PMP com a tensão da fileira fotovoltaica emulada em $156,9 \text{ V}$. Uma vez inserida a perturbação descrita, a redução de potência de entrada leva ao decréscimo da tensão do elo CC até 338 V ($15,5\%$), já que a malha externa de tensão do inversor não possui resposta instantânea ao distúrbio imposto e o pico de corrente

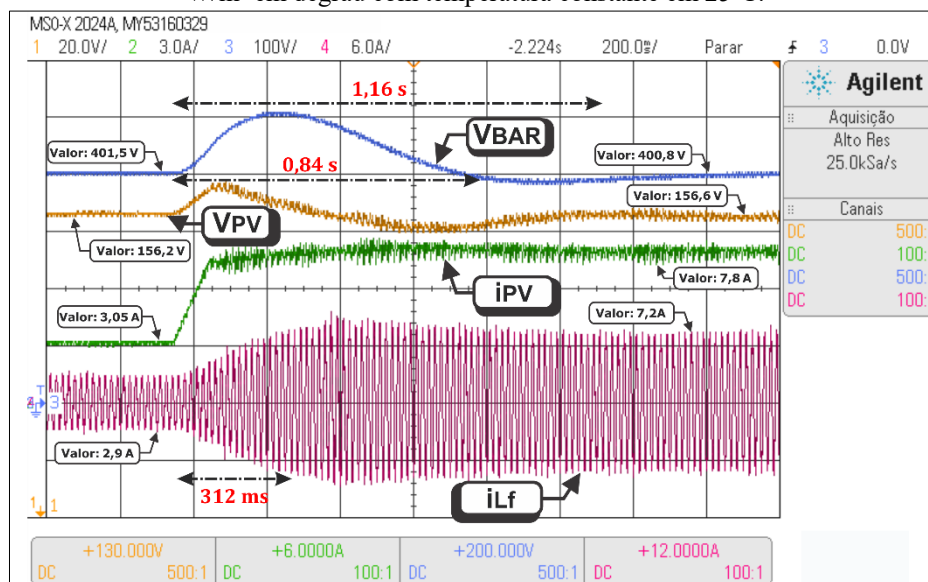
injetada diminui gradualmente no tempo, estabilizando-se em cerca de 228 ms. Já a tensão V_{Bar} , conforme esperado pela sua característica mais lenta, estabiliza-se em 535 ms.

A tensão V_{PV} da fileira fotovoltaica, por sua vez, decresce, aproximadamente, 11 V (6,9%), o que demonstra atuação adequada do compensador PID na variação da razão cíclica de trabalho do conversor CC – CC de modo a manter a operação na tensão de referência designada pela técnica. Neste caso, a estabilização dá-se em 456 ms, sendo o valor final da tensão V_{PV} próximo ao ideal, de acordo com o dado equivalente expresso na Tabela 18.

2) Grande perturbação de aumento de irradiância: 400 W/m^2 para 1000 W/m^2 em degrau com temperatura constante de 25°C

A Figura 103 traz a resposta do sistema controlado pela técnica P&O diante do acréscimo na irradiância de 400 W/m^2 para 1000 W/m^2 à temperatura constante de 25°C . O regime permanente anterior ao distúrbio revela que esta técnica possui tensão de referência próxima ao ideal para este caso (158,4 V).

Figura 103 – Resposta experimental da técnica P&O submetida ao aumento de irradiância de 400 W/m^2 para 1000 W/m^2 em degrau com temperatura constante em 25°C .



Fonte: Dados do próprio autor.

Com o aumento súbito na potência da fonte fotovoltaica emulada de 480 W para 1213 W, a tensão V_{Bar} cresce seu valor rapidamente até 507 V devido ao acúmulo de carga em C_{Bar} , o que representa sobrevalor percentual de 26,75%. Já a tensão V_{PV} , por sua vez, chega até 168 V com

sobrevalor de 12,6%, aproximadamente. Estas tensões estabilizam-se, respectivamente, em 1,16 s e 0,84 s.

A corrente injetada na rede elétrica aumenta seu valor de pico de 2,9 A para 7,2 A quando no novo estado de operação, sendo o tempo de estabilização de 312 ms. Por fim, após passar pelo período transitório descrito, a tensão de operação média do SAS próxima de 156,6 V revela que o P&O segue sua operação próximo do ponto ideal para as condições ambientais de 25°C e 1000 W/m².

5.5 Resultados Experimentais da Técnica Condutância Incremental

5.5.1 Operação em Regime Permanente

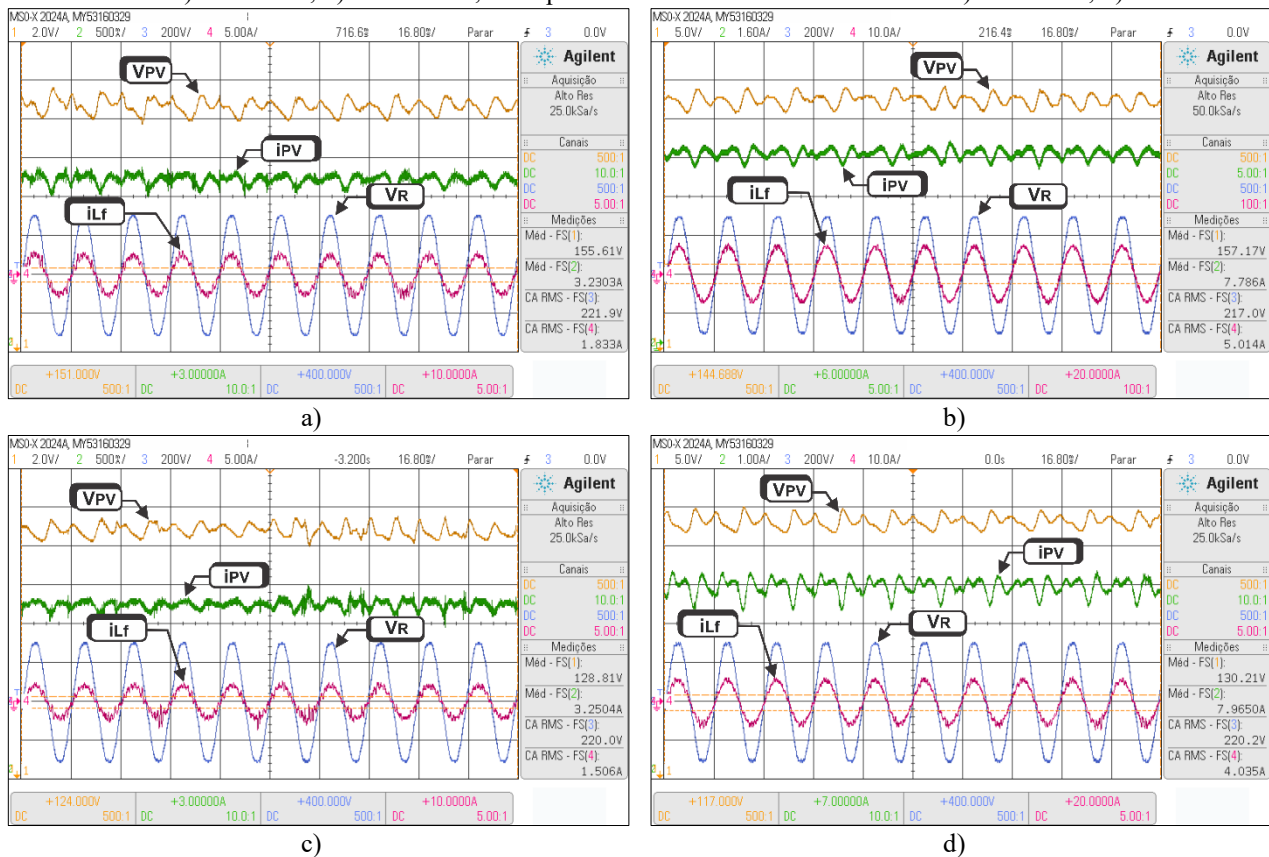
A técnica Condutância Incremental foi avaliada sob as mesmas condições dos ensaios das técnicas anteriores. Assim como no P&O, o passo de incremento/decremento de tensão foi ajustado para 0,5 V com a frequência das perturbações mantida em 2 Hz, sendo que tal medida visa obter menores oscilações de tensão em torno do PMP com consequente melhora da resposta de FR em regime permanente.

A Figura 104 traz a resposta das principais variáveis do sistema operando com a técnica Cond. Inc. em regime permanente nas condições ambientais limiares de temperatura (25°C e 70°C) e irradiância (400 W/m² e 1000 W/m²).

Para a condição ambiental de 25°C e 400 W/m² apresentada na Figura 104 (a), nota-se a tensão média de operação da fileira fotovoltaica emulada em 155,61 V, desviando-se -0,44% do valor ideal de 156,3 V indicado na tela do SAS da Figura 105 (a).

Já para as condições padrão de teste, a resposta experimental da técnica Cond. Inc. revelou a tensão de 157,17 V como valor médio, de acordo com a Figura 104 (b). Neste caso, o desvio observado em relação à tensão ideal de operação é de cerca de -0,78%, mostrando a boa aproximação na busca pelo PMP. A Figura 105 (b) também atesta a qualidade do resultado obtido, demonstrando FR médio de 99,96%.

Figura 104 – Resposta experimental em regime permanente da técnica Cond. Inc. com temperatura de 25°C e irradiância em: a) 400 W/m²; b) 1000 W/m²; e temperatura de 70°C com irradiância em: c) 400 W/m²; d) 1000 W/m².

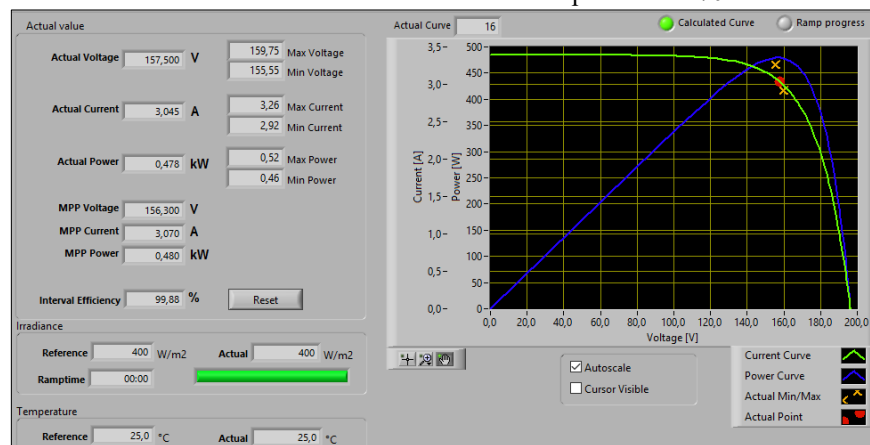


Fonte: Dados do próprio autor.

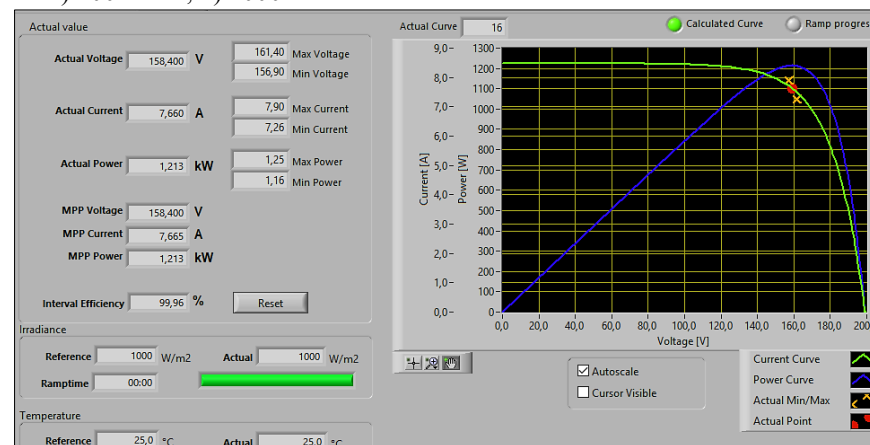
Os resultados da operação desta técnica nas irradiâncias 400 W/m² e 1000 W/m² para a temperatura de 70°C mostrados, respectivamente, na Figura 104 (c) e (d), seguem a mesma linha anterior e também apresentam elevado fator de rastreamento médio. O desvio de tensão em relação ao ideal é de 0,32% na situação (c) com FR correspondente a 100,00%, conforme presente na interface do SAS da Figura 105 (c). Já para 1000 W/m² e 70°C, o desvio de tensão apresenta-se em 0,01% com FR de 99,93% (Figura 105 (d)).

Os dados comentados nos parágrafos anteriores, bem como os demais resultados obtidos das diversas situações ambientais de operação ensaiadas, encontram-se resumidos na Tabela 19. Sua breve análise revela que o mínimo FR médio obtido é 99,76% (em 900 W/m² e 70°C) e, portanto, ainda assim mostra-se como um excelente resultado. Por fim, com base em todos os valores apresentados na Tabela 19, o FR médio geral da Condutância Incremental é 99,94%.

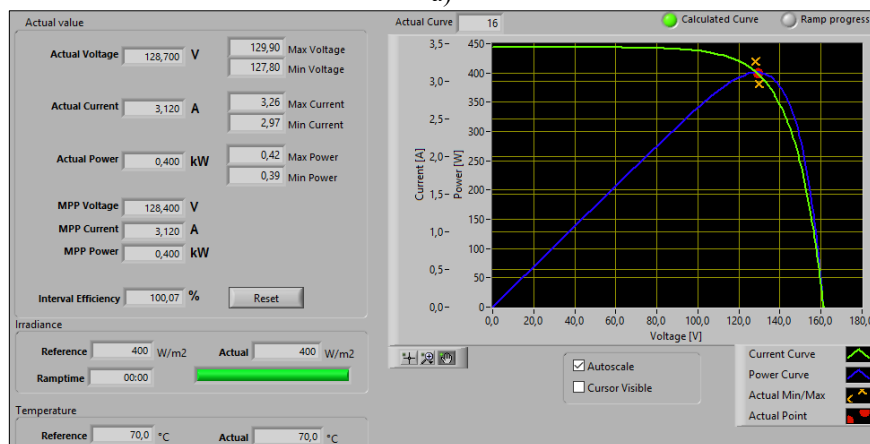
Figura 105 – Interface do emulador fotovoltaico contendo resultados da técnica Cond. Inc. com temperatura de 25°C e irradiância em: a) 400 W/m²; b) 1000 W/m²; e temperatura de 70°C com irradiância em: c) 400 W/m²; d) 1000 W/m².



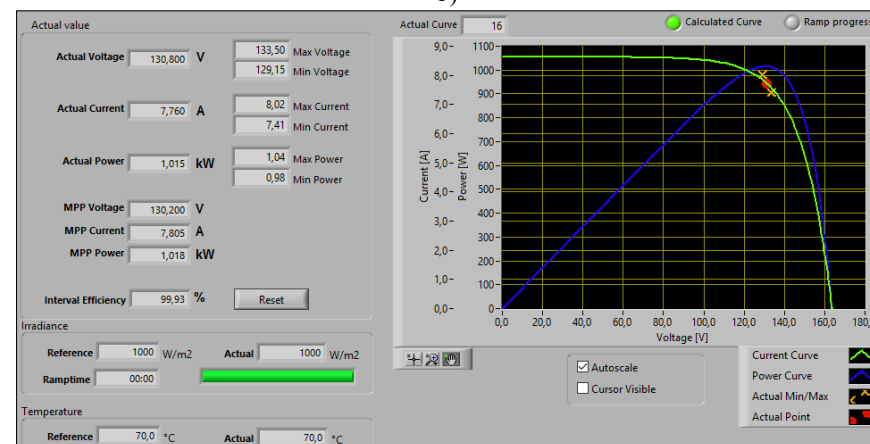
a)



b)



c)



d)

Fonte: Dados do próprio autor.

Tabela 19 – Resumo dos resultados experimentais da técnica de MPPT Cond. Inc. obtidos do SAS em regime permanente para diversas condições ambientais de operação.

Temp. das células [°C]	Irradiância [W/m ²]	V _{MP} [V]	V _{PV} média [V]	Desvio [%]	P _{MP} [W]	P _{PV} médio [W]	FR médio [%]
25	400	156,30	155,61	-0,44	480,00	479,42	99,88
	500	157,65	159,75	1,33	605,00	604,15	99,86
	600	158,25	157,65	-0,38	728,00	728,00	100,00
	700	158,70	157,95	-0,47	850,00	850,00	100,00
	800	158,85	159,75	0,56	975,00	974,80	99,98
	900	158,70	158,70	0,0	1093,00	1092,78	99,98
	1000	158,40	158,40	0,0	1213,00	1212,51	99,96
40	400	147,00	149,00	1,36	453,00	452,64	99,92
	500	148,20	148,00	-0,13	573,00	573,00	100,00
	600	148,95	147,00	-1,31	687,00	686,73	99,96
	700	149,25	150,00	0,50	807,00	802,48	99,91
	800	149,40	149,00	-0,27	922,00	922,00	100,00
	900	149,25	150,00	0,50	1035,00	1033,45	99,85
	1000	148,95	150,00	0,70	1150,00	1148,62	99,88
55	400	137,70	137,00	-0,51	427,00	426,79	99,95
	500	138,90	139,00	0,07	540,00	539,57	99,92
	600	139,50	138,00	-1,07	647,00	645,96	99,84
	700	139,80	139,00	-0,57	760,00	760,00	100,00
	800	139,95	141,00	0,75	868,00	867,57	99,95
	900	139,80	139,00	-0,57	975,00	974,51	99,95
	1000	139,50	138,00	-1,07	1083,00	1081,59	99,87
70	400	128,40	128,81	0,32	400,00	400,00	100,00
	500	129,45	128,00	-1,12	505,00	504,90	99,98
	600	130,05	129,00	-0,81	608,00	607,88	99,98
	700	130,35	129,00	-1,04	710,00	709,50	99,93
	800	130,50	130,00	-0,38	815,00	814,84	99,98
	900	130,35	129,00	-1,04	915,00	912,80	99,76
	1000	130,20	130,21	0,01	1018,00	1017,29	99,93

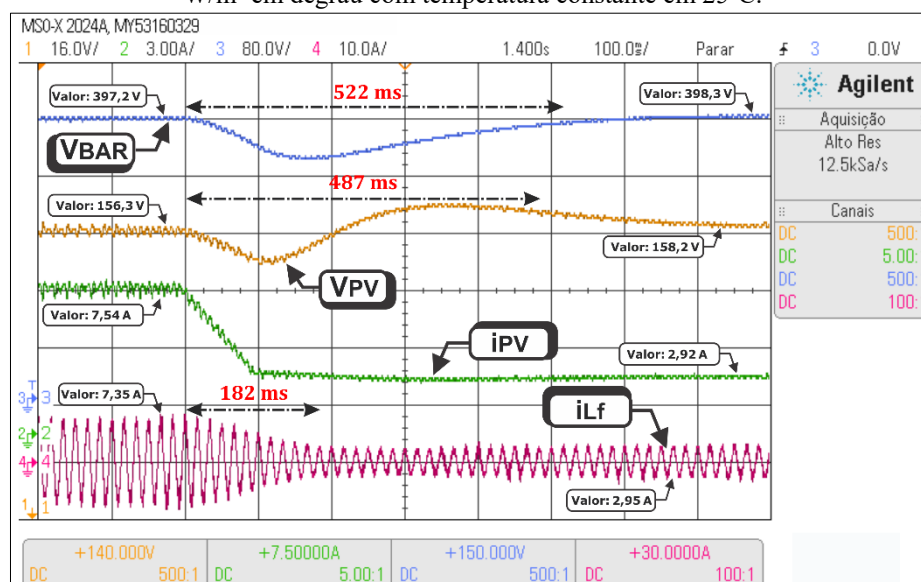
Fonte: Dados do próprio autor.

5.5.2 Operação em Regime Transitório

1) Grande perturbação de diminuição de irradiância: 1000 W/m^2 para 400 W/m^2 em degrau com temperatura constante de 25°C

O referido ensaio transitório da técnica Condutância Incremental está evidenciado na Figura 106. Percebe-se que o comportamento transitório das variáveis indicadas é semelhante ao ensaio equivalente realizado na análise da técnica P&O, uma vez que os compensadores envolvidos no controle são os mesmos nos dois casos. Portanto, a descrição detalhada do comportamento das variáveis durante o período transitório feita naquela técnica também se aplica neste caso.

Figura 106 – Resposta experimental da técnica Cond. Inc. submetida à redução de irradiância de 1000 W/m^2 para 400 W/m^2 em degrau com temperatura constante em 25°C .



Fonte: Dados do próprio autor.

A análise dos 200 milisegundos iniciais da Figura 106 revela que tanto a tensão da fileira fotovoltaica emulada (V_{PV}) quanto a do elo CC (V_{Bar}) encontram-se estabilizadas, bem como as correntes CC extraída (i_{PV}) e CA (i_{Lf}) injetada na rede elétrica. Os valores indicados remetem à operação no entorno do PMP para a condição ambiental de 25°C e 1000 W/m^2 , conforme dados correlatos à Tabela 19.

O transitório iniciado pela abrupta queda da potência CC disponível no SAS leva à diminuição da tensão V_{Bar} até próximo de 335 V, representando afundamento de 16,1%. O período total de estabilização desta variável mostrou-se em 522 ms.

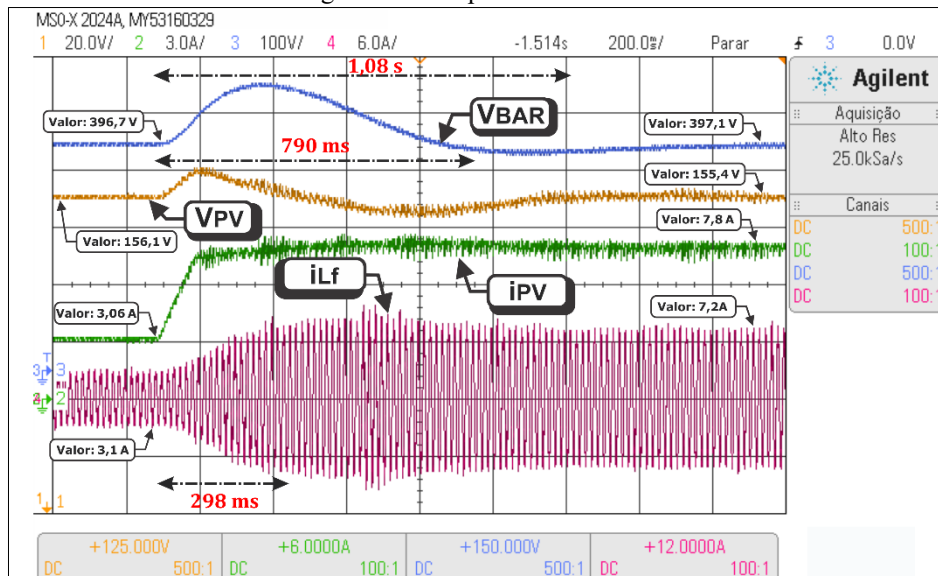
O pico de corrente CA, estimulado pela queda da tensão no elo CC, decresce de 7,35 A até 2,95 A em 182 ms, restabelecendo o equilíbrio entre a potência extraída do SAS e aquela injetada na rede. Sendo assim, e conforme o esperado, a atuação da malha interna de corrente prova-se mais rápida que a malha externa de tensão no controle do conversor CC – CA.

Por fim, a tensão V_{PV} diminui até 147,7 V (5,5%), elevando-se, logo em seguida, até 164,3 V (sobrevoltagem percentual de 3,85%) e se estabiliza em 158,2 V após decorridos 487 ms do início da perturbação. Tal valor, conforme apresenta a Tabela 19, está próximo ao PMP para as condições ambientais finais de operação (25°C e 400 W/m²).

2) Grande perturbação de aumento de irradiância: 400 W/m² para 1000 W/m² em degrau com temperatura constante de 25°C

O último ensaio experimental da técnica Condutância Incremental diz respeito à resposta do sistema ao degrau de irradiância de 400 W/m² para 1000 W/m² com temperatura constante de 25°C, conforme apresenta a Figura 107. Assim como foi observado no ensaio anterior, os relatos acerca do comportamento das variáveis do sistema neste mesmo teste, porém com a técnica Perturbe e Observe, são válidos neste ponto.

Figura 107 – Resposta experimental da técnica Cond. Inc. submetida ao aumento de irradiância de 400 W/m² para 1000 W/m² em degrau com temperatura constante em 25°C.



Fonte: Dados do próprio autor.

O sobrevoltagem percentual da tensão do elo CC, diante do instantâneo aumento da potência disponível na entrada, é de 25%, o que corresponde ao valor máximo de 500 V. Como consequência,

o tempo de estabilização desta variável é maior neste ensaio que no anterior, ficando em 1,08 s. Já a corrente de pico injetada na rede elétrica se estabiliza em 298 ms, aumentando cerca de 2,3 vezes seu valor de modo a estabelecer o equilíbrio entre as potências de entrada e saída.

Com aumento de aproximadamente 10,0 V em seu pico, a tensão V_{PV} tem sobrevalor percentual de 6,4% e tempo de estabilização de 790 ms, conforme mostra a Figura 107. Seu valor final em 155,4 V demonstra a operação nas imediações do PMP uma vez finalizado o período transitório.

5.6 Aspectos comparativos entre a técnica proposta e as técnicas clássicas

Uma vez completa a análise experimental de cada técnica de extração de máxima potência de forma individual, pode-se evoluir até a sua comparação sob a forma de diversos fatores comuns de operação e indicadores de desempenho. Os dados comparativos obtidos das técnicas clássicas, já que estas são consolidadas na literatura, atuam então como base ou parâmetro de referência para julgar a qualidade dos resultados advindos da técnica proposta.

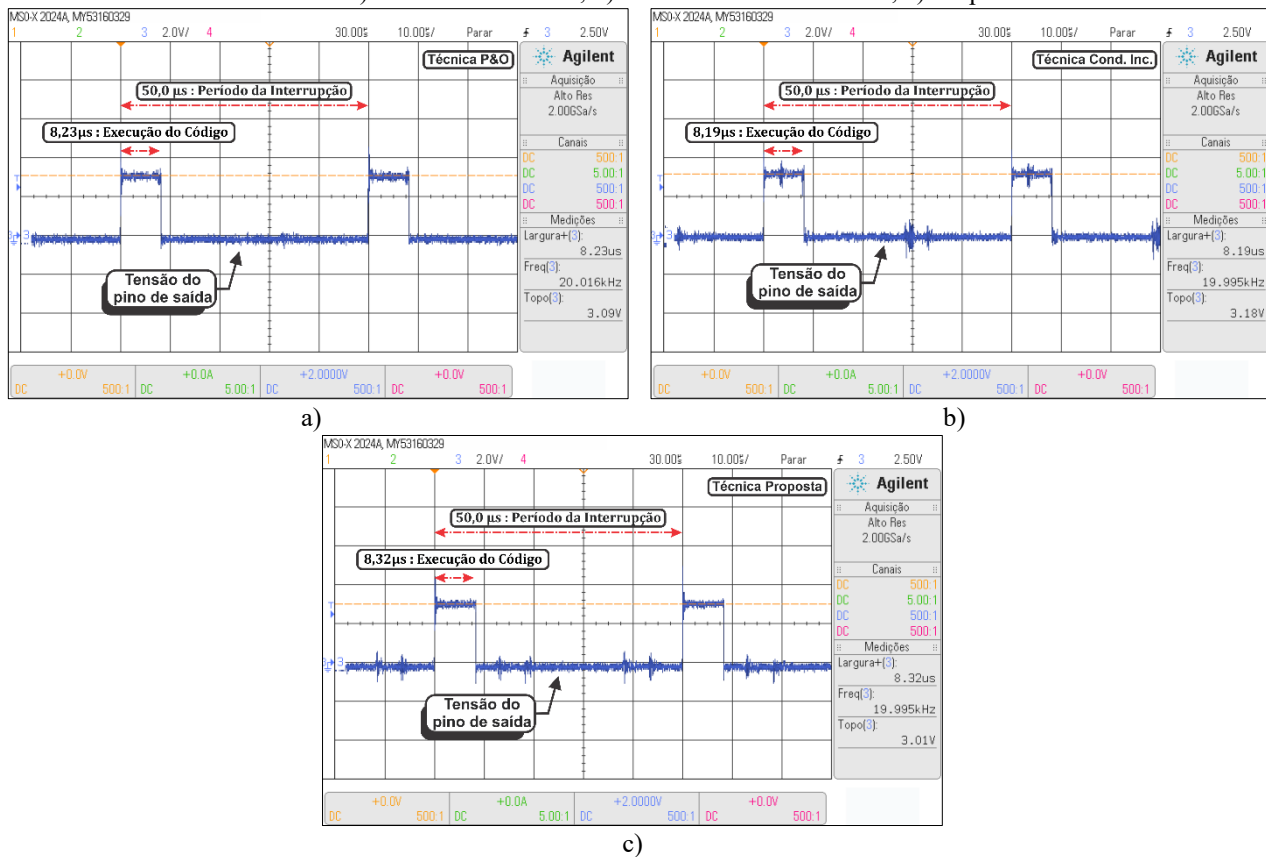
5.6.1 Tempo despendido na execução do código

A primeira análise comparativa se remete ao tempo despendido pelo microprocessador para executar todas as ações presentes no código das técnicas ensaiadas. Portanto, estão inclusos nesse período desde a aquisição de sinais, o atracamento em fase e frequência por meio do PLL, a execução da lógica da técnica propriamente dita, o controle das variáveis envolvidas indo até o PWM com retorno da razão cíclica de trabalho para cada conversor.

O resultado obtido está presenciado na Figura 108. Como metodologia para sua obtenção, foi definido um pino de saída do microcontrolador com nível lógico alto (3,3 V) como primeira instrução da interrupção em todas as técnicas. No final do código definiu-se esta mesma saída como nível lógico baixo (0,0 V), sendo o sinal de tal GPIO (*General Purpose Input Output*) monitorado via osciloscópio para registro do tempo total utilizado dentro da interrupção.

Pela Figura 108, evidencia-se a frequência das interrupções em 20 kHz a partir do período de 50 μ s destacado. O período de nível lógico alto da variável revela, então, o tempo total utilizado nas atividades do código de cada técnica, sendo de 8,23 μ s para a técnica P&O, 8,19 μ s para a técnica Cond. Inc. e, por fim, de 8,32 μ s para a técnica proposta conforme mostram, respectivamente, as partes (a), (b) e (c) da referida figura.

Figura 108 – Período total da interrupção do microprocessador e período utilizado na execução da lógica da técnica de MPPT: a) Perturbe e Observe; b) Condutância Incremental; c) Proposta.



Fonte: Dados do próprio autor.

Logo, as técnicas clássicas apresentam-se com períodos de execução do código bem próximos, o que pode ser explicado pela semelhança entre suas estruturas lógicas. Ainda dentro do esperado, a técnica proposta mostrou-se com período de execução 0,13 μs maior que aquele da Cond. Inc (técnica com menor período apresentado), revelando, portanto, diferença temporal pouco expressiva. Tal fato, por sua vez, revela que a exigência de processamento de sinais nas três técnicas de MPPT é semelhante.

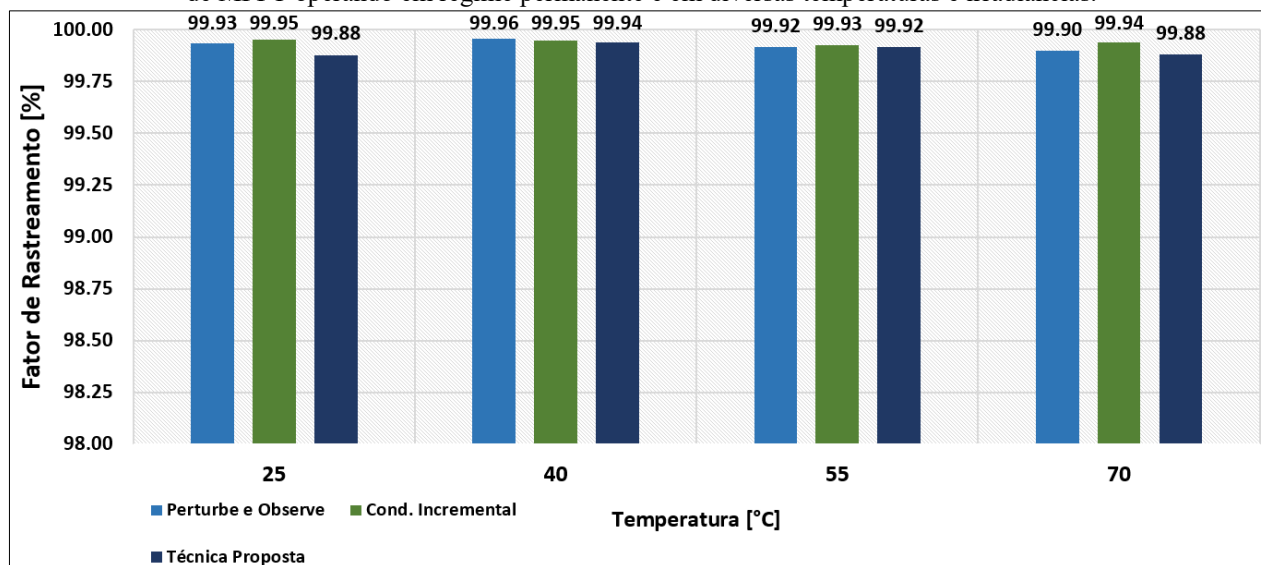
O período ligeiramente maior de execução da técnica proposta justifica-se na presença de rotinas que não estão presentes nas técnicas clássicas, como, por exemplo, o cálculo dos valores eficazes das correntes injetada e de referência, comparações de ΔI_{RMS} com a Tolerância, verificações da necessidade de alteração dos passos da corrente de pico e também do escaneamento para identificação do ponto global de máxima potência.

5.6.2 Análise do desempenho em regime permanente e transitório

A fim de consolidar as análises em regime permanente e transitório de cada uma das técnicas de extração de máxima potência, chega-se até a compilação dos resultados obtidos com o estudo comparativo das respostas apresentadas nas seções anteriores.

Como primeira análise comparativa em regime permanente, a Figura 109 resume graficamente os valores de fator de rastreamento médio obtidos em cada técnica de acordo com a temperatura de operação, sendo seus dados provenientes das Tabelas 17 a 19. Para as temperaturas de 25°C, 55°C e 70°C fica claro que a técnica Cond. Inc. apresentou FR prático melhor que as demais, enquanto o P&O teve desempenho superior em 40°C. A técnica proposta, por sua vez, mostra-se com FR prático sempre próximo ao das técnicas clássicas, inclusive tendo desempenho igual ao da técnica P&O para a temperatura de 55°C, por exemplo.

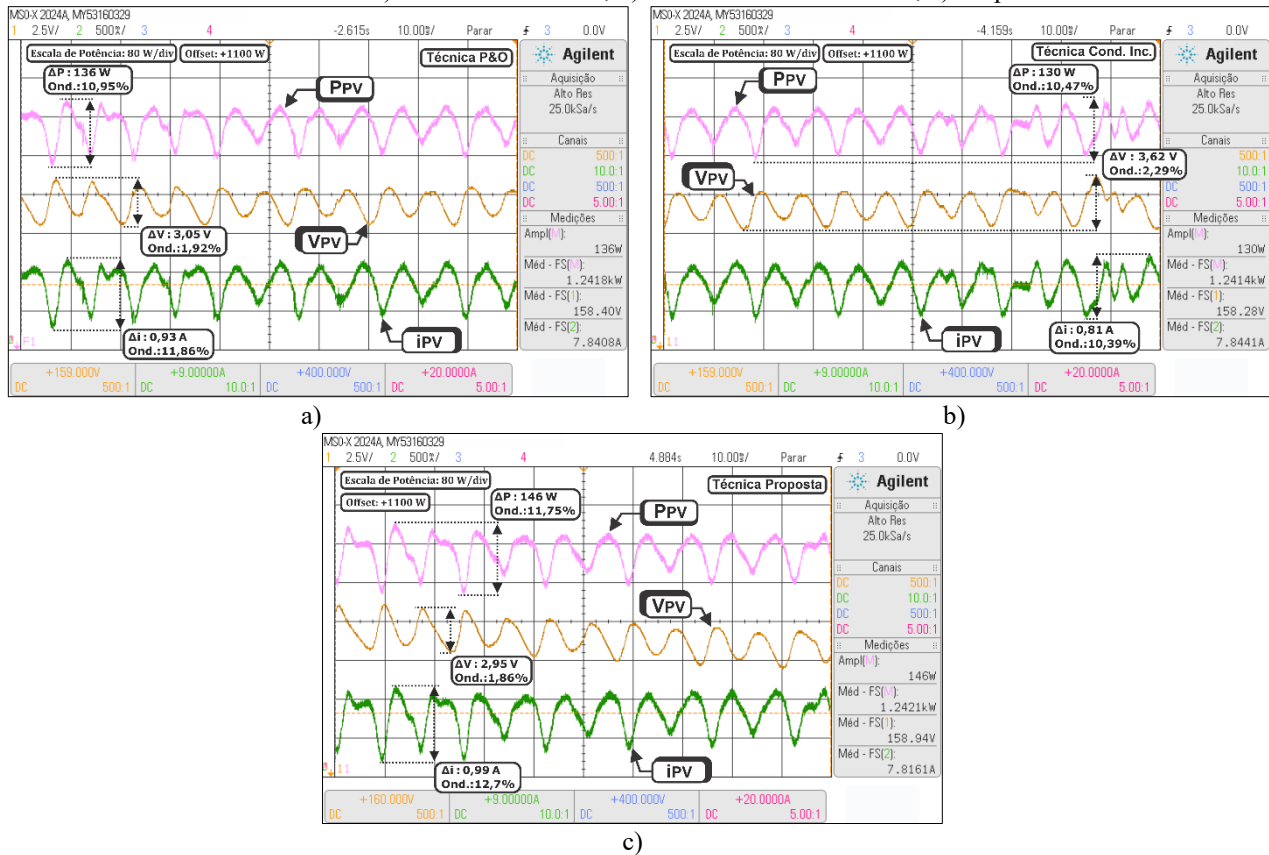
Figura 109 – Gráfico de barras comparativo do fator de rastreamento médio obtido experimentalmente das três técnicas de MPPT operando em regime permanente e em diversas temperaturas e irradiâncias.



Fonte: Dados do próprio autor.

As diferenças percentuais observadas no FR médio das técnicas na Figura 109 podem ser justificadas em termos de ondulação de potência em regime permanente, evidenciada na Figura 110 para a operação nas condições padrão de teste. Em termos de oscilação de tensão da fileira fotovoltaica, todas as técnicas apresentam valores próximos a 2,0%. Relacionado à oscilação de corrente, esta é de 11,86% no P&O, 10,39% na Cond. Inc. e 12,7% na técnica proposta e, portanto, é a variável que contribui com a maior parcela da oscilação de potência em cada uma das técnicas.

Figura 110 – Ondulação de Tensão (V_{PV}), Corrente (i_{PV}) e Potência (P_{PV}) da fileira fotovoltaica nas CPT a partir do uso da técnica: a) Perturbe e Observe; b) Condutância Incremental; c) Proposta.



Fonte: Dados do próprio autor.

Ainda na Figura 110, a oscilação na potência da fileira fotovoltaica mostrou-se em 10,95% para a técnica P&O, 10,47% na Cond. Inc. e, por fim, 11,75% para a técnica proposta nesta condição de ensaio. Uma vez que maiores oscilações de potência trazem prejuízos à extração de máxima potência tendo como consequência a redução do FR médio, justifica-se a diferença entre os desempenhos de cada técnica observada na Figura 109.

No que se refere aos resultados transitórios práticos, os valores dos tempos de estabilização de tensão (V_{PV}) e corrente (i_{PV}) da fileira fotovoltaica obtidos em cada ensaio estão agrupados na Tabela 20, facilitando, deste modo, a sua comparação.

Para o ensaio de acréscimo na irradiância de 400 W/m^2 para 1000 W/m^2 , a técnica proposta se apresenta com resposta transitória de tensão da fileira fotovoltaica, aproximadamente, 230 ms mais lenta que a técnica P&O, enquanto a diferença é de -280 ms em relação à Cond. Inc.. Estes resultados remetem-se diretamente ao tempo necessário para que a tensão do capacitor do elo CC retorne aos níveis de regime permanente, após o aumento inicial ocorrido em virtude da elevação súbita na

potência CC de entrada. Tal período maior observado na técnica proposta deve-se à ausência de sensores na entrada do sistema, o que torna mais lenta a redução da tensão V_{BAR} e, consequentemente, a volta para o ponto ideal de operação, havendo dependência dos passos de elevação da corrente CA de saída.

Tabela 20 – Resumo dos resultados experimentais transitórios de irradiância das três técnicas de extração de máxima potência.

Ensaio realizado	Técnica de MPPT	Grandeza	Tempo de estabilização [ms]	Diferença em relação à técnica proposta [ms]
Degrau de 1000 W/m ² para 400 W/m ²	Técnica proposta	V_{PV}	335	0,0
		i_{Lf}	132	0,0
	Perturbe e Observe	V_{PV}	456	+ 121
		i_{Lf}	208	+ 76
	Condutância Incremental	V_{PV}	487	+ 152
		i_{Lf}	182	+ 50
Degrau de 400 W/m ² para 1000 W/m ²	Técnica proposta	V_{PV}	1070	0,0
		i_{Lf}	545	0,0
	Perturbe e Observe	V_{PV}	840	- 230
		i_{Lf}	312	- 233
	Condutância Incremental	V_{PV}	790	- 280
		i_{Lf}	298	- 247

Fonte: Dados do próprio autor.

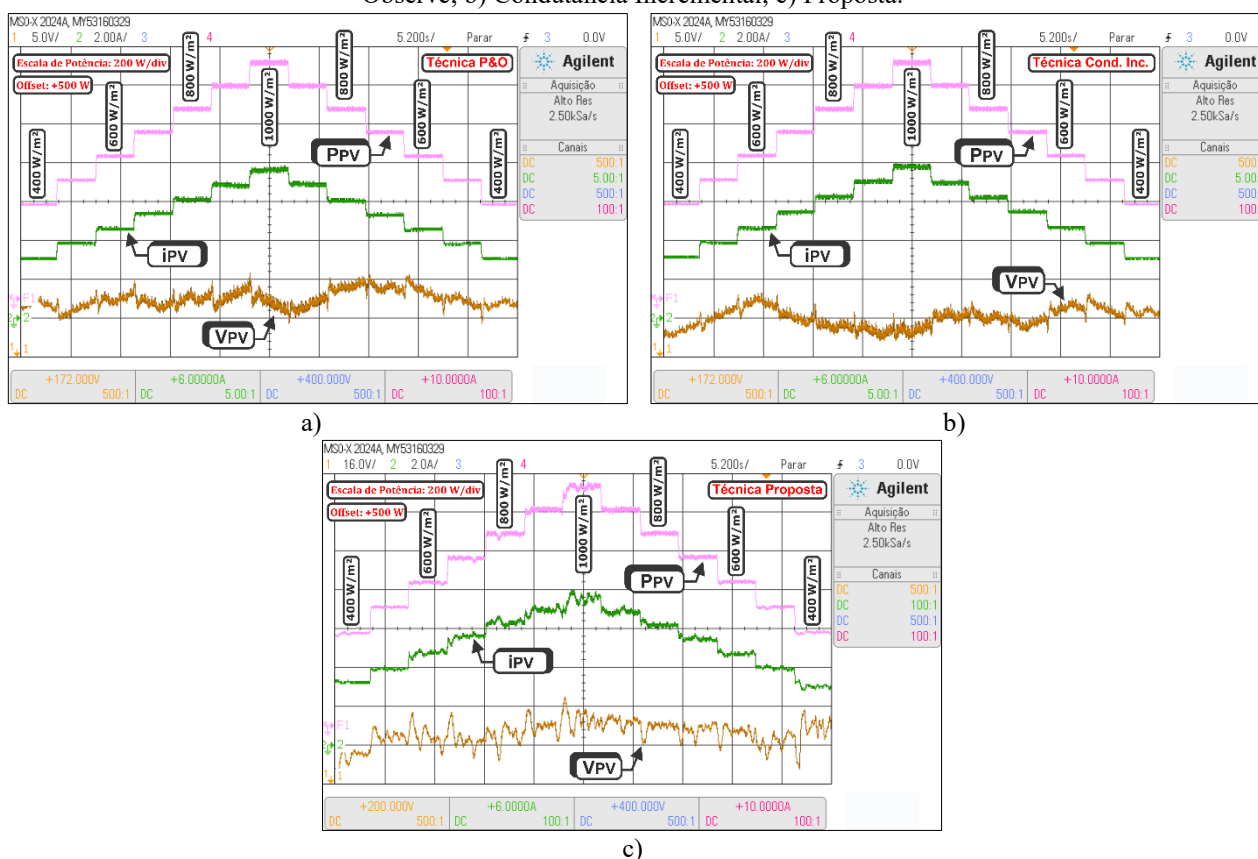
Os valores do ensaio de redução da irradiância de 1000 W/m² para 400 W/m², também resumidos na Tabela 20, revelam resposta experimental sutilmente mais rápida para a técnica proposta se comparada com as técnicas clássicas, tendo tempo de estabilização da tensão V_{PV} cerca de 121 ms mais rápida que a mesma variável na técnica P&O. Já com relação à técnica Cond. Inc., o período observado foi 152 ms mais rápido.

Tal característica de resposta da técnica proposta advém dos cuidados tomados para evitar que o sistema adentre à zona de rápida redução de potência. Neste caso, há rápida redução do pico de corrente CA de saída que, por sua vez, rapidamente estabiliza a tensão do elo CC e também da fileira fotovoltaica, evitando o afundamento de tensão e acelerando a resposta transitória após a perturbação aplicada. Este fato corrobora-se aos tempos de estabilização da corrente injetada (i_{Lf}) no caso descrito, sendo 76 ms e 50 ms mais lento para, respectivamente, a técnica P&O e a Cond. Inc..

Ainda dentro da linha de resultados transitórios, a Figura 111 apresenta o comportamento de cada uma das técnicas de MPPT diante de uma curva de irradiação que remete-se à aproximação do

perfil diário de variação desta grandeza em um dia tipicamente ensolarado (já identificado de modo prático na Figura 88).

Figura 111 – Operação intermitente de irradiância entre 400 W/m^2 e 1000 W/m^2 , com temperatura constante de 25°C , de acordo com o comportamento aproximado de um dia tipicamente ensolarado utilizando a técnica a) Perturbe e Observe; b) Condutância Incremental; c) Proposta.



Fonte: Dados do próprio autor.

A metodologia utilizada para obtenção dos resultados contidos na Figura 111 passa pela variação de irradiância, por meio do SAS, em forma de degrau de $+100 \text{ W/m}^2$ desde 400 W/m^2 até 1000 W/m^2 e, logo em seguida, com degrau de -100 W/m^2 até que esta grandeza retorne ao seu valor inicial, sendo a temperatura mantida constante em 25°C durante todo o processo. O período entre as modificações é de 4,0 segundos, totalizando 52,0 segundos de operação intermitente de irradiância na referida figura.

De acordo com a Figura 111, tanto o comportamento quanto os valores da potência P_{pv} extraída do emulador fotovoltaico são próximos nas três técnicas ensaiadas, ficando evidente também a resposta rápida na busca pelo PMP a cada modificação de irradiância realizada.

Neste ensaio, conforme esperado, a corrente i_{pv} da fileira é a variável que mais se altera diante das perturbações realizadas. A tensão V_{pv} , por sua vez, não se modifica de modo significativo, mostrando-se com mais variação na técnica proposta, o que decorre, obviamente, da ausência de controle direto, sendo consequência das perturbações realizadas na corrente CA injetada na rede elétrica.

5.6.3 Análise da potência e energia ativa injetada na rede elétrica

Como última análise experimental, realizou-se a análise da injeção de potência e energia ativa na rede elétrica para as três técnicas de extração de máxima potência. Utilizou-se, para tanto, o equipamento Solar I-V 300N da HT Instruments, o qual constitui-se em um analisador da qualidade de energia do sistema fotovoltaico conectado à rede. Sua imagem ilustrativa e esquema das conexões para ligação monofásica estão presentes na Figura 112, sendo visualizado também na Figura 76.

Figura 112 – Esquema de conexões monofásicas do equipamento Solar I-V 300N da HT Instruments.



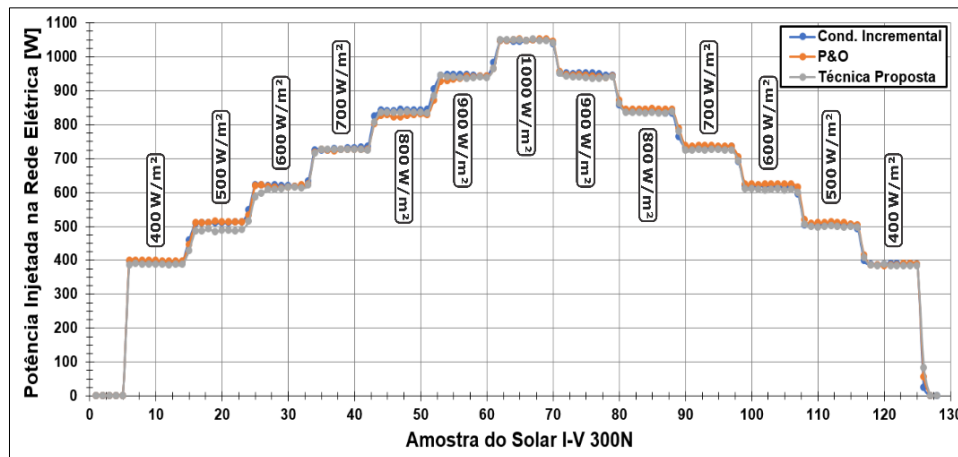
Fonte: Adaptado de (RENEW POWERS, 2017).

Exatamente como no último ensaio transitório da seção 5.6.2, como parâmetros ambientais de entrada no SAS utilizou-se a aproximação do perfil de irradiância de um dia característico, ensolarado e sem nuvens, mantendo-se a temperatura constante em 25°C. A irradiância é elevada pelo emulador de 400 W/m² até 1000 W/m² com passos de 100 W/m² sob a forma de rampa com duração de 3,0 segundos, sendo de 45,0 segundos o intervalo entre as modificações. A redução de irradiância também é efetivada pelo mesmo processo até que seja retomada a irradiância do início do teste. Portanto, o tempo de operação do sistema foi avaliado durante 10 minutos neste caso, permitindo análise mais completa da ação das técnicas de MPPT.

O Solar I-V 300N possui frequência de aquisição máxima de 0,2 Hz, ou seja, 1 amostra a cada 5,0 segundos de operação. Assim, entre a inicialização, operação e desligamento do sistema, foram adquiridos 128 pontos que constituem os gráficos da potência e energia ativa injetadas na rede para cada técnica de MPPT.

A Figura 113 indica a potência ativa injetada na rede elétrica a partir da extração de potência obtida pelas técnicas de MPPT de forma individual. O comportamento da curva desta figura se assemelha à característica da resposta obtida na extração da potência P_{PV} do ensaio transitório da Figura 111, uma vez que o perfil de variação da irradiância utilizado é semelhante nos dois casos.

Figura 113 – Potência ativa injetada na rede elétrica por cada técnica de MPPT durante 10 minutos de operação contínua e sob variação de irradiância com perfil aproximado ao de um dia tipicamente ensolarado e temperatura constante de 25°C.



Fonte: Dados do próprio autor.

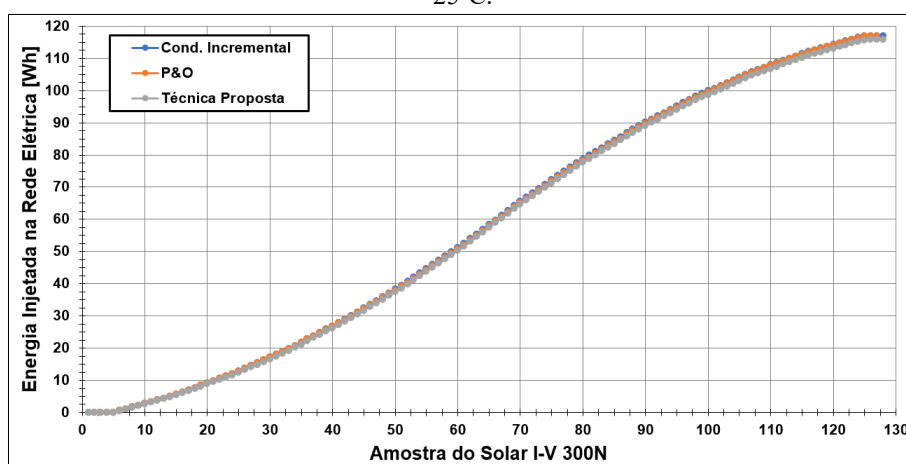
Os valores de potência ativa CA injetada da Figura 113 revelam-se, conforme esperado, menores que aqueles de potência CC extraída presentes na Figura 111, evidenciando as perdas inerentes aos conversores CC-CC e CC-CA, bem como nos demais elementos constituintes do circuito (cabos, terminais, conexões, etc.), estando o rendimento do protótipo de dois estágios próximo de 87% nas condições nominais de operação.

Observando as curvas de injeção de potência de cada técnica de MPPT na Figura 113, conclui-se que elas praticamente se sobrepõem ao longo de todo o período analisado, de modo que é esperado desempenho de injeção de potência ativa próximo em cada caso. Sendo assim, com base nos pontos adquiridos a potência ativa média injetada na rede com o sistema controlado pela técnica proposta foi calculada em 689,2 W, enquanto que com o P&O foi de 695,7 W e, por fim, com a Cond. Inc. foi de 696,02 W. Logo, a diferença entre a técnica proposta e as técnicas clássicas é de cerca de -6,8 W,

correspondendo a -0,56% em termos nominais. Portanto, tal resultado revela que o desempenho atingido pela estratégia de GMPPT proposta se aproxima àquele observado nas técnicas clássicas

Por fim, a Figura 114 traz a injeção de energia ativa na rede elétrica para o mesmo período e condições estabelecidas no ensaio da Figura 113. Como seus valores finais, o protótipo com a extração de máxima potência controlada pela técnica proposta injetou 115,98 Wh, enquanto que a utilização do P&O trouxe injeção de 117,10 Wh e, da Cond. Inc., de 116,97 Wh.

Figura 114 – Energia ativa injetada na rede elétrica por cada técnica de MPPT durante 10 minutos de operação contínua e sob variação de irradiância com perfil aproximado ao de um dia tipicamente ensolarado e temperatura constante de 25°C.



Fonte: Dados do próprio autor.

A partir destes resultados, conclui-se que as técnicas clássicas se mostram, de fato, com respostas bem próximas, sendo a diferença final observada de 0,13 Wh (0,11%) desprezível. Já a diferença percentual de injeção de energia ativa observada da técnica proposta em relação ao P&O é de -0,96%, enquanto em relação à Cond. Inc. é de -0,85%.

Portanto, o desempenho no processo de extração e injeção de energia ativa na rede pela estratégia de GMPPT desenvolvida não alcança a marca de 1,0% de perdas em relação às técnicas clássicas, exigindo, para tanto, requisitos de processamento de sinais semelhante, três sensores a menos para efetivar o controle da sua lógica e contando ainda com detecção do ponto global de máxima potência em condições de irradiação solar não uniforme. Todos estes fatos, portanto, tornam a técnica proposta uma viável alternativa de aplicação.

A Tabela 21 traz o resumo dos diversos parâmetros de desempenho das principais estratégias de extração de máxima potência presentes na literatura, havendo a inclusão da técnica proposta e de suas características qualitativas para efeitos de comparação.

Tabela 21 – Resumo dos parâmetros de desempenho, custo e complexidade das principais técnicas de extração de máxima potência incluindo a técnica proposta.

Técnica de MPPT	Estratégia de Controle	Sensores p/ conexão à rede	Depen. dos parâmetros do módulo	Fator de Rastreamento	Precisão	Custo	Complex. de desenvol.	Complex. de implemen.	Resposta Transitória
Tensão Constante	Indireta	V_{PV} , V_{BAR} , V_R , I_{Lf}	Sim	Ruim	Não	Barato	Muito simples	Muito simples	Péssimo
Tensão de Circ. Aberto	Indireta	V_{PV} , V_{BAR} , V_R , I_{Lf}	Sim	Ruim	Não	Barato	Muito simples	Muito simples	Ruim
P&O	Direta	V_{PV} , I_{PV} , V_{BAR} , V_R , I_{Lf}	Não	Bom	Sim	Médio	Simple	Simple	Bom
Cond. Inc.	Direta	V_{PV} , I_{PV} , V_{BAR} , V_R , I_{Lf}	Não	Bom	Sim	Médio	Simple	Simple	Bom
Beta	Indireta	V_{PV} , I_{PV} , V_{BAR} , V_R , I_{Lf}	Sim	Excelente	Sim	Médio	Médio	Simple	Excelente
Correlação de Ripple	Direta	V_{PV} ou I_{PV} e V_{BAR} , V_R , I_{Lf}	Não	Muito Bom	Sim	Médio	Médio	Médio	Muito bom
Fuzzy	Indireta	V_{PV} e/ou I_{PV} e V_{BAR} , V_R , I_{Lf}	Não	Excelente	Sim	Caro	Complexo	Complexo	Excelente
RNA	Indireta	Irradiân. e/ou Temp., V_{PV} e/ou I_{PV} e V_{BAR} , V_R , I_{Lf}	Não	Excelente	Sim	Caro	Complexo	Complexo	Excelente
Híbrido	Direta/Indireta	Irradiân. e/ou Temp., V_{PV} e/ou I_{PV} e V_{BAR} , V_R , I_{Lf}	Não	Excelente	Sim	Caro	Complexo	Complexo	Excelente
Técnica Proposta	Indireta	V_R, I_{Lf}	Não	Bom	Sim	Barato	Médio	Simple	Bom

Fonte: Adaptado de (BRITO, GALOTTO, *et al.*, 2012) e (SUBUDHI e PRADHAN, 2013)

5.7 Considerações finais do capítulo

O presente capítulo trouxe a análise experimental tanto da técnica de GMPPT proposta quanto das técnicas clássicas P&O e Cond. Inc.. Diversas situações-teste foram estabelecidas de modo a submeter estas estratégias a condições de operação semelhantes àquelas vivenciadas no ambiente de instalação do sistema. Para tanto, variações de irradiância e temperatura foram efetivadas e a resposta de regime permanente das três técnicas também foi analisada.

Assim como ocorreu no caso computacional, a análise experimental revelou excelente atuação dos compensadores de tensão e corrente projetados no Apêndice A. Tanto a tensão V_{PV} quanto a tensão V_{BAR} , no caso das técnicas clássicas, tiveram controle adequado com imposição das suas respectivas referências no sistema. Os compensadores PRes e HC, por sua vez, demonstram a sua grande aplicabilidade na imposição de corrente senoidal, visto que foi obtida DHTi em 2,52% com desvio de fase de apenas 3° (FP correspondente: 0,998) para as condições nominais de operação do protótipo construído (1,21 kWp).

A análise inicial da operação da técnica proposta em regime permanente trouxe a validação experimental de toda a teoria exposta ao longo do trabalho. A partir da aquisição dos dados internos do microprocessador, verificou-se a dinâmica das variáveis utilizadas na lógica de controle, ficando evidente que as perturbações na Tolerância são capazes de levar a operação do sistema até o ponto ideal de potência sob condições uniformes de irradiação solar.

Diante de todas as condições de irradiância e temperatura das células fotovoltaicas emuladas pelo SAS, o FR médio da técnica de GMPPT proposta em regime permanente foi calculado em 99,90%. Nas mesmas condições de operação, a técnica P&O apresentou FR em 99,93%, enquanto a Cond. Inc. teve este valor em 99,94%. Corroborando-se com os resultados computacionais, os valores de FR médio mostraram-se próximos, podendo as três técnicas serem consideradas precisas na busca pelo PMP.

No que se refere aos ensaios perante a irradiação solar não uniforme das células fotovoltaicas, a estratégia de escaneamento da curva P_{PV} -Tol mostrou-se simples e eficiente, além de não requisitar aumento no número de sensores utilizados no controle do sistema. Mesmo diante do surgimento de diversos pontos falsos de máxima potência, houve a correta identificação do PGMP a partir da varredura de Tolerância efetivada durante as três etapas da estratégia desenvolvida. Por fim, a resposta do escaneamento de uma curva com irradiação solar uniforme também revelou resposta adequada.

No que tange à resposta transitória, a técnica proposta teve desempenho ligeiramente superior às técnicas clássicas especificamente no caso de diminuição abrupta de irradiância, fato este que advém dos cuidados extras tomados, já que há possibilidade de ocorrer o afundamento da tensão do elo CC neste caso. Já na análise de aumento da irradiância em degrau, as técnicas clássicas mostraram-se levemente mais rápidas, de modo que as respostas em todos os casos ensaiados se mostraram próximas para as três técnicas de MPPT.

Em termos de requisitos computacionais, os três métodos também apresentaram resultados semelhantes, sendo todos de implementação simples e com baixa exigência de processamento de sinais, ficando o tempo médio total de execução do código de comando em cerca de 8,25 μ s.

A operação durante período prolongado, contando ainda com perfil de variação de irradiância de um dia tipicamente ensolarado, trouxe injeção de energia ativa na rede elétrica próxima para as três técnicas. Os valores obtidos mostram a técnica proposta com desempenho apenas 0,96% pior em relação à resposta da técnica P&O e 0,85% em comparação com a técnica Cond. Inc..

Portanto, o ganho econômico proveniente da utilização de apenas dois sensores de saída para controle da técnica proposta, a necessidade de modelagem e projeto apenas do compensador de corrente injetada na rede elétrica, a simplicidade de implementação, o baixo custo computacional além da adequada operação sob condições de irradiação solar não uniforme, são motivos que tornam a técnica proposta uma viável e competitiva alternativa dentre as diversas técnicas de MPPT existentes na literatura.

CAPÍTULO 6 – CONCLUSÕES GERAIS

Este capítulo final visa sintetizar a pesquisa realizada, destacando os principais resultados alcançados e promovendo a avaliação conclusiva acerca do trabalho desenvolvido. De início, destacam-se como principais contribuições da pesquisa:

- ✓ Apresentação de uma nova estratégia para extração de máxima potência de módulos fotovoltaicos conectados à rede elétrica. O diferencial reside no fato de que, para seu controle, é suficiente a aquisição dos sinais de tensão e corrente no ponto de acoplamento com a rede, trazendo significativa redução de custos ligada à economia de 3 sensores em relação aos sistemas operando com as técnicas clássicas P&O e Cond. Inc.. Mesmo diante do controle específico desenvolvido, não houveram modificações significativas nos requisitos computacionais do sistema;
- ✓ Desenvolvimento de uma lógica simples e eficiente voltada para a identificação do ponto global de máxima potência. Tal estratégia baseia-se no escaneamento da curva característica de potência do sistema fotovoltaico em função da variável Tolerância, retirando a operação dos pontos falsos de máxima potência provenientes das condições de irradiação solar não uniforme. Mesmo com este ponto avançado de melhoria, o sistema permanece exigindo em seu controle apenas os sensores no ponto de acoplamento com a rede elétrica, tendo requisitos computacionais basicamente iguais aos das técnicas clássicas;

Dentre os principais resultados experimentais apresentados, destaca-se o bom desempenho de regime permanente da técnica de GMPPT proposta, de modo que seu fator de rastreamento médio em regime permanente, quando comparado com os valores obtidos das reconhecidas técnicas P&O e Cond. Inc, mostra-se com perdas apenas na casa dos centésimos percentuais, sendo 0,04% a máxima diferença observada (a saber, em relação à técnica Cond. Inc.).

Também a análise transitória mostrou a técnica proposta com desempenho semelhante às técnicas clássicas nos diversos ensaios transitórios realizados. Especificamente no caso de diminuição rápida da irradiância solar, foi observada resposta pouco melhor da técnica proposta em relação às demais, sendo obtido o resultado contrário no caso de aumento abrupto da irradiância. Com a utilização do menor número de sensores, conclui-se que há de fato a tendência da estabilização tornar-se ligeiramente mais lenta nos casos de rápido aumento de irradiância.

No que se refere à busca pelo ponto global de máxima potência, os resultados se mostraram excelentes. A aplicação da lógica desenvolvida em três situações com características de irradiação distintas (um com dois PFMP, outro com três PFMP e o terceiro com condições de irradiação solar uniforme) demonstraram a sua aplicabilidade e eficiência da busca pelo PGMP.

Nas aplicações que envolvem o elo CC com tensão regulada como, por exemplo, em microrredes de corrente contínua, não há como, com o desenvolvimento atual da técnica de GMPPT proposta, ter seu emprego em tais ocasiões, sendo tal fato um reflexo da necessidade de perturbações constantes na tensão da fileira fotovoltaica a fim de atingir o ponto ideal de operação. Este ponto, até que seja encontrada alguma solução, constitui um aspecto negativo a ser observado e tratado em trabalhos futuros.

Neste contexto, diversas investigações futuras acerca do método proposto ainda podem ser realizadas. A implementação da técnica criada em uma estrutura trifásica, por exemplo, constitui um ponto inicial de aprimoramento, visando a sua aplicação em sistemas fotovoltaicos com maior potência instalada, já que os sistemas trifásicos são os mais utilizados nestes casos.

Uma vez que o desenvolvimento da estratégia proposta tomou como base os princípios da técnica P&O, características negativas que são inerentes a esta técnica incorporaram-se também à técnica proposta, como, por exemplo, as perturbações com passo fixo em torno do ponto de máxima potência. Neste sentido, diversos trabalhos científicos dedicaram-se ao aprimoramento desta técnica clássica, tendo sido obtidos significativos avanços no que tange a seu desempenho transitório e de regime permanente.

Portanto, avaliar criticamente a aplicabilidade destes estudos no contexto da técnica proposta também se torna importante em trabalhos futuros, podendo ser vislumbrados pontos de melhoria que, muitas vezes, serão de implementação simples e pouco onerosos em termos de processamento de dados, de modo que serão mantidas as premissas de baixo custo e simplicidade de implementação da técnica proposta.

Por fim, a avaliação do tempo ótimo entre dois escaneamentos consecutivos ou o reconhecimento da sua necessidade por meio de outros meios, bem como a análise do valor ideal dos passos ΔT_{ol} que levam à melhor combinação entre velocidade da varredura e precisão do ponto ideal de operação encontrado são também aspectos a serem trabalhados em pesquisas futuras, podendo aprimorar os já bons resultados alcançados pela técnica de GMPPT proposta.

LISTA DE PUBLICAÇÕES, PATENTES E PROJETOS DE PESQUISA ASSOCIADOS À PESQUISA**Patentes de Invenção:**

- **PIRES, L. P.;** FREITAS, L. C.; FREITAS, L. C. G., *Método para extração de máxima potência (MEMP) de geradores fotovoltaicos ou similares*, Dep BR102017016710-0, 03 ago, 2017, 11p.
- **PIRES, L. P.;** FREITAS, L. C.; FREITAS, L. C. G., *Sistema para extração de máxima potência de módulos fotovoltaicos em dois estágios sem utilização de sensoriamento do lado CC*, Dep BR102018012435-8, 18 jun, 2018, 8p.
- MELO, F. C.; **PIRES, L. P.;** FREITAS, L. C.; FREITAS, L. C. G., *Sistema inversor monofásico em ponte completa conectado à rede elétrica*, Dep BR102018012674-1, 20 jun, 2018, 11p.

Artigos Completos Publicados em Periódicos Nacionais/Internacionais:

- **PIRES, L. P.;** OLIVEIRA JR., C. J.; FREITAS, L. C.; COELHO, E. A. A.; FREITAS, L.C.G.; LIMA, G. B., *Design, analysis and performance of a bidirectional solar inverter with a global and independent maximum power extraction technique*. IET Power Electronics, v. 11, p 221-228, fev. 2018.
- OLIVEIRA JR., C. J.; **PIRES, L. P.;** FREITAS, L. C.; COELHO, E. A. A.; FREITAS, L.C.G.; RODRIGUES, D. B., *Algoritmo de seguimento do ponto de máxima potência global para inversores solares multistring em condições de sombreamento parcial*. Eletrônica de Potência, Joinville, v. 23, p 182-192, abr 2018.

Artigos Publicados em Anais de Conferências Internacionais/Nacionais:

- **PIRES, L. P.;** OLIVEIRA JR., C. J.; FREITAS, L. C.; COELHO, E. A. A.; FARIAS, V. J.; FREITAS, L.C.G.; LIMA, G. B.; RODRIGUES, D. B. *DC Microgrid with Bi-Directional Multistring Solar Inverter performing Active Power Injection into the AC Grid and DC Bus Voltage Stabilization*. In: Conferência Brasileira de Eletrônica de Potência – 13º COBEP, 2015; Southern Power Electronics Conference – 1st SPEC. Fortaleza – CE.
- **PIRES, L. P.;** FREITAS, L. C.; COELHO, E. A. A.; FARIAS, V. J.; Freitas, L.C.G. *Projeto e Simulação Computacional de um Sistema Fotovoltaico Híbrido Utilizado para Injeção de Potência Ativa na Rede Elétrica e Sistema UPS Aplicado a Semáforos*. In: Conferência Brasileira sobre Qualidade da Energia Elétrica - XI CBQEE, 2015. Campina Grande – PB.

Artigos Publicados em Anais de Conferências Regionais:

- **PIRES, L. P.**; OLIVEIRA JR., C. J.; FREITAS, L.C.G.; LIMA, G. B.; RODRIGUES, D. B.; *Projeto e Simulação de um Inversor Full-Bridge Bidirecional aplicado a Microrredes CC e Sistemas Fotovoltaicos conectados à Rede Elétrica*. In: Conferência de Estudos em Engenharia Elétrica, XIII CEEL, 2015. Uberlândia – MG.
- OLIVEIRA JR., C. J.; **PIRES, L. P.**; FREITAS, L.C.G.; LIMA, G. B.; RODRIGUES, D. B.; *Projeto e Simulação de um arranjo Fotovoltaico composto por 2 Strings utilizando MPPT's Independentes*. In: Conferência de Estudos em Engenharia Elétrica, XIII CEEL, 2015. Uberlândia – MG.
- LIMA, L. D.; **PIRES, L. P.**; FREITAS, L.C.G., *Projeto e Simulação de um arranjo fotovoltaico conectado a rede utilizando filtro LCL*. In: Conferência de Estudos em Engenharia Elétrica, XIV CEEL, 2016. Uberlândia – MG.
- RICCI, M. M.; OLIVEIRA JR., C. J.; **PIRES, L. P.**; FREITAS, L.C.G.; MELO, F. C.; *Comparação de Técnicas de MPPT em Sistemas Fotovoltaicos utilizando a Plataforma de simulação computacional PSIM®*. In: Conferência de Estudos em Engenharia Elétrica, XIII CEEL, 2015. Uberlândia – MG.

Projetos de Pesquisa

- Título: *Estudo e desenvolvimento de técnicas de controle de extração de máxima potência de painéis fotovoltaicos sem sensoramento da corrente e da tensão provenientes das strings fotovoltaicas*. Agência financiadora: CNPq. Coordenador: Luiz Carlos de Freitas, Dr. Início: 2017; Situação: Em andamento.
- Título: *Estudo e implementação de uma microrrede em corrente contínua utilizando Inversor Solar Multistring Bidirecional*. APROVADO na Chamada Universal MCTI/CNPq nº 01/2016. Agência financiadora: CNPq. Coordenador: Luiz Carlos Gomes de Freitas, Dr. Início: 2016; Situação: Em andamento.
- Título: *Concepção, projeto e implementação de um Sistema Inversor Multistring Conectado à Rede Elétrica e com MPPTs independentes*. APROVADO na Chamada Universal MCTI/CNPq/CT-Energ Nº 49/2013. Agência financiadora: CNPq. Coordenador: Luiz Carlos Gomes de Freitas, Dr. Início: 2013; Situação: Concluído.
- Título: *Sistema Inversor Multistring sem Transformador Conectado à Rede Elétrica*. APROVADO no edital FAPEMIG 01/2013 Universal – Proc. APQ-01219-13. Agência financiadora: Fapemig. Coordenador: Luiz Carlos Gomes de Freitas, Dr. Início: 2013; Situação: Concluído.

REFERÊNCIAS

- ABDELSALAM, A. K. et al. High-Performance Adaptive Perturb and Observe MPPT Technique for Photovoltaic-Based Microgrids. **IEEE Transactions on Power Electronics**, v. 26, n. 4, p. 1010 - 1021, Abril 2011. <https://doi.org/10.1109/TPEL.2011.2106221>
- ABEYASEKERA, T. et al. Suppression of Line Voltage Related Distortion in Current Controlled Grid Connected Inverters. **IEEE TRANSACTIONS ON POWER ELECTRONICS**, v. 20, n. 6, p. 1393 - 1401, November 2005. <https://doi.org/10.1109/TPEL.2005.857557>
- ABNT. NBR 10899 - Energia Solar Fotovoltaica: Terminologia. **ABNT Catálogo**, 2013. Disponível em: <<http://www.abntcatalogo.com.br/norma.aspx?ID=305969>>. Acesso em: 30 Julho 2018.
- ABNT. NBR 16149: Sistemas Fotovoltáicos (FV) - Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição, 2013.
- ALAJMI, B. N. et al. Fuzzy-Logic-Control Approach of a Modified Hill-Climbing Method for Maximum Power Point in Microgrid Standalone Photovoltaic System. **IEEE TRANSACTIONS ON POWER ELECTRONICS**, Abril 2011. 1022 - 1030. <https://doi.org/10.1109/TPEL.2010.2090903>
- ALAJMI, B. N. et al. A Maximum Power Point Tracking Technique for Partially Shaded Photovoltaic Systems in Microgrids. **IEEE Transactions on Industrial Electronics**, v. 60, n. 4, p. 1596 - 1606, 19 Abril 2013. <https://doi.org/10.1109/TIE.2011.2168796>
- AMROUCHE, B.; BELHAMEL, M.; GUESSOUM, A. **Artificial intelligence based P&O MPPT method for photovoltaic systems**. Rev. Energies Renouvelables. Tlemcen, Algeria: [s.n.]. 2007. p. 11- 16.
- ANEEL. Resolução Normativa n 482. **Agência Nacional de Energia Elétrica**, 2012. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>>. Acesso em: 26 Julho 2018.
- ANEEL. Resolução Normativa n 687. **Agência Nacional de Energia Elétrica**, 2015. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf>>. Acesso em: 25 Julho 2018.
- BARATER, D. et al. Recent advances in single-phase transformerless photovoltaic inverters. **IET Renewable Power Generation**, v. 10, n. 2, p. 260 - 273, 2016. <https://doi.org/10.1049/iet-rpg.2015.0101>
- BARBI, I. **Projetos de Inversores Monofásicos**. Santa Catarina: Edição dos autores, 2008.
- BAŞOĞLU, M. E.; ÇAKIR, B. **Experimental evaluations of global maximum power point tracking approaches in partial shading conditions**. IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and 2017 IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe (EEEIC / I&CPS Europe). Milan, Italy: [s.n.]. 2017.

- BOZTEPE, M. et al. Global MPPT Scheme for Photovoltaic String Inverters Based on Restricted Voltage Window Search Algorithm. **IEEE Transactions on Industrial Electronics**, v. 61, n. 7, p. 3302 - 3312, Julho 2014. <https://doi.org/10.1109/TIE.2013.2281163>
- BP GLOBAL. BP Statistical Review of World Energy, June 2018, 2018. Disponível em: <<https://www.bp.com/content/dam/bp/en/corporate/pdf/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2018-full-report.pdf>>. Acesso em: 26 Julho 2018.
- BRITO, M. A. G. D. et al. Evaluation of the Main MPPT Techniques for Photovoltaic Applications. **IEEE Transactions on Industrial Electronics**, v. 60, n. 3, p. 1156 - 1167, May 2012. <https://doi.org/10.1109/TIE.2012.2198036>
- CANADIAN SOLAR. Folha de Dados CS6X-320P. **Site da Canadian Solar**, 2016. Disponível em: <https://www.canadiansolar.com/downloads/datasheets/v5.5/Canadian_Solar-Datasheet-MaxPower-CS6X-P-v5.51en.pdf>. Acesso em: 29 Novembro 2018.
- CHA, H.; VU, T.-K.; KIM, J.-E. **Design and Control of Proportional-Resonant Controller Based Photovoltaic Power Conditioning System**. Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE). San Jose: IEEE. 2009.
- CHAVES, E. N. et al. Projeto de controlador baseado no modelo interno com 1 grau de liberdade utilizado em injeção de potência ativa na rede monofásica a partir de geração fotovoltaica. **Eletrônica de Potência - SOBRAEP**, v. 20, n. 2, p. 908 - 916, Maio 2015.
- CHEN, K. et al. An Improved MPPT Controller for Photovoltaic System Under Partial Shading Condition. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, v. 5, n. 3, p. 978 - 985, Julho 2014. <https://doi.org/10.1109/TSTE.2014.2315653>
- CRESESB. **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos**. Rio de Janeiro: CRESESB, 2014.
- DORF, R. **Sistemas de Controle Modernos**. Rio de Janeiro: LTC, 2001.
- ELGENDY, M. A.; ZAHAWI, B.; ATKINSON, D. J. Assessment of Perturb and Observe MPPT Algorithm Implementation Techniques for PV Pumping Applications. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, v. 3, n. 1, p. 21 - 33, Janeiro 2012.
- ELGENDY, M. A.; ZAHAWI, B.; ATKINSON, D. J. Assessment of Perturb and Observe MPPT Algorithm Implementation Techniques for PV Pumping Applications. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, Janeiro 2012. 21 - 33. <https://doi.org/10.1109/TSTE.2011.2168245>
- ENRIQUE, J. M.; ANDÚJAR, J. M.; BOHÓRQUEZ, M. A. A reliable, fast and low cost maximum power point tracker for photovoltaic applications. **Solar Energy**, v. 84, n. 1, p. 79 - 89, January 2010.
- EPE. Balanço Energético Nacional de 2018 - Relatório Síntese do ano base 2017. **Empresa de Pesquisa Energética**, 2018. Disponível em: <<https://ben.epe.gov.br/benrelatoriosintese.aspx>>. Acesso em: 24 Julho 2018.

- ESCOBAR, G.; HO, C. N. M.; PETTERSSON, S. **Maximum power point searching method for partial shaded PV strings**. IECON 2012 - 38th Annual Conference on IEEE Industrial Electronics Society. Montreal, QC, Canada: IEEE. 2012. <https://doi.org/10.1109/IECON.2012.6389049>
- ESRAM, T. et al. Dynamic maximum power point tracking of photovoltaic arrays using ripple correlation control. **IEEE Transactions on Power Electronics** , v. 21, n. 5, p. 1282 - 1291, September 2006. <https://doi.org/10.1109/TPEL.2006.880242>
- ESRAM, T.; CHAPMAN, P. L. Comparison of Photovoltaic Array Maximum Power Point Tracking Techniques. **IEEE Transactions on Energy Conversion**, v. 22, p. 439 - 449, Junho 2007. <https://doi.org/10.1109/TEC.2006.874230>
- FEMIA, N. et al. Optimization of perturb and observe maximum power point tracking method. **IEEE Transactions on Power Electronics** , v. 20, n. 4, p. 963 - 973, July 2005. <https://doi.org/10.1109/TPEL.2005.850975>
- FEMIA, N. et al. Predictive & Adaptive MPPT Perturb and Observe Method. **IEEE Transactions on Aerospace and Electronic Systems**, v. 43, n. 3, p. 934 - 950, Julho 2007. <https://doi.org/10.1109/TAES.2007.4383584>
- FILHO, R. M. S. et al. Comparison of Three Single-Phase PLL Algorithms for UPS Applications. **IEEE Transactions on Industrial Electronics**, v. 55, n. 8, p. 2923 - 2932, August 2008. ISSN 0278-0046.
- FRANKFURT SCHOOL-UNEP CENTRE/BNEF. Global Trends in Renewable Energy investment 2018, 2018. Disponível em: <<http://fs-unep-centre.org/sites/default/files/publications/gtr2018v2.pdf>>. Acesso em: 23 Julho 2018.
- GAZOLI, J. R. et al. **Resonant (P+RES) controller applied to voltage source inverter with minimum DC link capacitor**. XI Brazilian Power Electronics Conference. PraiaMar: IEEE. 2011. p. 409 - 414. <https://doi.org/10.1109/COBEP.2011.6085248>
- GUIMARÃES, T. A. N. **Modelagem de um PLL e projeto de VCO para transceptor ZigBee**. Universidade de Brasília. Brasília, p. 180. 2015.
- GUPTA, A. et al. Comparative Study of Single Phase PLL Algorithms for Grid Synchronization Applications. **INTERNATIONAL JOURNAL OF ELECTRONICS AND COMMUNICATION TECHNOLOGY (IJECT)**, v. 3, n. 4, p. 237 - 245, December 2012. ISSN 2230-9543.
- HIYAMA, T.; KITABAYASHI, K. Neural network based estimation of maximum power generation from PV module using environmental information. **IEEE Transactions on Energy Conversion**, v. 12, n. 3, p. 241 - 247, September 1997. <https://doi.org/10.1109/60.629709>
- HO, B. M. T.; CHUNG, S. H.; HUI, S. Y. R. **An integrated inverter with maximum power tracking for grid-connected PV systems**. 19th IEEE Applied Power Electronics Conference and Exposition - APEC. Anaheim, USA: [s.n.]. 2004.

HT INSTRUMENTS. Site da HT Instruments, 2017. Disponível em: <<https://www.techedu.com/HT-Instruments/Power-Quality-Analyzers/HT-Instruments-SOLAR-I-V/>>. Acesso em: 10 Novembro 2018.

IBGE. Desemprego volta a crescer com 13,1 milhões de pessoas em busca de ocupação. **Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística**, 2017. Disponível em: <<https://agenciadenoticias.ibge.gov.br/agencia-noticias/2012-agencia-de-noticias/noticias/20674-desemprego-volta-a-crescer-com-13-1-milhoes-de-pessoas-em-busca-de-ocupacao.html>>. Acesso em: 25 Julho 2018.

IEA. **Technology Roadmap: Solar Photovoltaic Energy**. International Energy Agency. Paris, France. 2014.

IEA. National Survey Report of PV Power Applications in CHINA. **International Energy Agency**, 2016. Disponível em: <http://www.iea-pvps.org/index.php?id=93&eID=dam_frontend_push&docID=4107>. Acesso em: 23 Julho 2018.

IEA. Next generation wind and solar power: from cost to value. **International Energy Agency**, 2016. Disponível em: <http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/Next_Generation_Windand_Solar_PowerFrom_Cost_to_ValueFull_Report.pdf>. Acesso em: 24 Julho 2018.

IEEE. IEEE Standard 1547 for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems, 2008.

INGEGNOLI, A.; IANNOPOLLO, A. **A Maximum Power Point Tracking algorithm for stand-alone photovoltaic systems controlled by low computational power devices**. 15th IEEE Mediterranean Electrotechnical Conference. Valletta, Malta: [s.n.]. 2010.

INPE. Overview of Solar Energy in Brazil. **1st Workshop Solar Energy, FAPESP**, 2017. Disponível em: <http://www.fapesp.br/eventos/2017/11339/9h30_Enio-Bueno.pdf>. Acesso em: 25 Julho 2018.

IRENA. Renewable Power Generation Costs in 2017, Key Findings and Executive Summary. **International Renewable Energy Agency**, 2017. Disponível em: <https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2018/Jan/IRENA_2017_Power_Costs_2018_summary.pdf?la=en&hash=6A74B8D3F7931DEF00AB88BD3B339CAE180D11C3>. Acesso em: 25 Julho 2018.

IRENA. Renewable Energy and Jobs, Annual Review 2018. **International Renewable Energy Agency**, 2018. Disponível em: <https://irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2018/May/IRENA_RE_Jobs_Annual_Review_2018.pdf>. Acesso em: 23 Julho 2018.

JAIN, S.; AGARWAL, V. A new algorithm for rapid tracking of approximate maximum power point in photovoltaic systems. **IEEE Power Electronics Letters**, v. 2, n. 1, p. 16 - 19, March 2004. <https://doi.org/10.1109/LPEL.2004.828444>

- JAIN, S.; AGARWAL, V. Comparison of the performance of maximum power point tracking schemes applied to single-stage grid-connected photovoltaic systems. **IET Electrical Power Applications**, v. 1, p. 753 - 762, September 2007. ISSN doi:10.1049/iet-epa:20060475. <https://doi.org/10.1049/iet-epa:20060475>
- KAZMI, S. M. R. et al. **An improved and very efficient MPPT controller for PV systems subjected to rapidly varying atmospheric conditions and partial shading**. Australasian Universities Power Engineering Conference. Adelaide, SA, Australia: IEEE. 2009.
- KJAER, S. B.; PEDERSEN, J. K.; BLAABJERG, F. A Review of Single-Phase Grid-Connected Inverters for Photovoltaic Modules. **IEEE Transactions on Industry Applications**, v. 41, n. 5, p. 1292 - 1306, 2005. <https://doi.org/10.1109/TIA.2005.853371>
- KOTTAS, T. L.; BOUTALIS, Y. S.; KARLIS, A. D. New maximum power point tracker for PV arrays using fuzzy controller in close cooperation with fuzzy cognitive networks, v. 21, n. 3, p. 793 - 803, September 2006.
- KUNDU, S.; GUPTA, N.; KUMAR, P. **Review of solar photovoltaic maximum power point tracking techniques**. 7th India International Conference on Power Electronics (IICPE). Patiala, India: [s.n.]. 2016.
- KYOCERA. Kyocera Solar do Brasil, 2012. Disponível em: <<http://kyocera.criativasites.com/wp-content/uploads/2017/11/KD140SX-UFBS.pdf>>. Acesso em: 09 Maio 2018.
- KYOCERA. Site da Kyocera, 2016. Disponível em: <https://www.kyocerasolar.com/dealers/product-center/manuals/Manual_KD135-150SX-UPU.pdf>. Acesso em: 08 Novembro 2018.
- LARBES, C. et al. Genetic algorithms optimized fuzzy logic control for the maximum power point tracking in photovoltaic system. **Renewable Energy**, v. 34, n. 10, p. 2093 - 2100, October 2009. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2009.01.006>
- LEITE, A. C. Q. B. Rastreamento da Máxima Potência utilizando o método baseado na medição de temperatura com modulação OCC Digital. **Universidade Federal do Rio Grande do Norte**, Natal, 2017. Disponível em: <https://repositorio.ufrn.br/jspui/bitstream/123456789/23687/1/AlanCassioQueirozBezerraLeite_DISSERT.pdf>. Acesso em: 31 Julho 2018.
- LIM, Y. H.; HAMILL, D. C. Simple maximum power point tracker for photovoltaic arrays. **Electronics Letters**, 25 Maio 2000. 997 - 999. <https://doi.org/10.1049/el:20000730>
- LIMA, G. B. D. **Proposta de retificadores híbridos com suportabilidade a afundamentos de tensão utilizando técnica de compensação série de tensão no barramento CC**. Uberlândia: Universidade Federal de Uberlândia, v. Único, 2015.
- LIU, F. et al. **Comparison of P&O and hill climbing MPPT methods for grid-connected PV converter**. 3rd IEEE Conference on Industrial Electronics and Applications. Singapore, Singapore: [s.n.]. 2008.

- MAITI, A.; MUKHERJEE, K.; SYAM, P. **Design, modeling and software implementation of a current-perturbed maximum power point tracking control in a DC-DC boost converter for grid-connected solar photovoltaic applications**. IEEE First International Conference on Control, Measurement and Instrumentation (CMI). Kolkata, India: [s.n.]. 2016. <https://doi.org/10.1109/CMI.2016.7413706>
- MASTROMAURO, R. A. et al. A Single-Phase Voltage-Controlled Grid-Connected Photovoltaic System With Power Quality Conditioner Functionality. **IEEE Transactions on Industrial Electronics**, v. 56, n. 11, p. 4436 - 4444, November 2009. <https://doi.org/10.1109/TIE.2008.2004383>
- MATTAVELLI, P.; BUSO, S. **Digital Control in Power Electronics**. [S.l.]: Margan & Claypool, 2006.
- MESSALTI, S.; HARRAG, A. G.; LOUKRIZ, A. E. **A new neural networks MPPT controller for PV systems**. 6th International Renewable Energy Congress (IREC). Sousse, Tunisia: [s.n.]. 2015.
- NASCIMENTO, R. L. **Energia Solar no Brasil: Situação e Perspectivas**. Câmara dos Deputados do Brasil. Brasília. 2017.
- NISE, N. S. **Engenharia de Sistemas de Controle**. 5ª. ed. Rio de Janeiro: LTC, 2011.
- NREL. U.S. Solar Photovoltaic System Cost Benchmark: Q1 2017. **National Renewable Energy Laboratory**, 2017. Disponível em: <<https://www.nrel.gov/docs/fy17osti/68925.pdf>>. Acesso em: 26 Julho 2018.
- OGATA, K. **Engenharia de Controle Moderno**. [S.l.]: Pearson Education, 2011.
- OLIVEIRA JÚNIOR, C. J. D. **Uma contribuição ao estudo e desenvolvimento de inversores solares com duas entradas de MPPT independentes e capacidade de rastreamento do ponto de máxima potência em condições de sombreamento parcial**. Uberlândia: UFU, 2017.
- OLIVEIRA JÚNIOR, C. J. et al. Algoritmo de seguimento do ponto de máxima potência global para inversores solares multistring em condições de sombreamento parcial. **Eletrônica de Potência**, Joinvile, v. 23, p. 182 - 192, Abril 2018.
- OLIVEIRA JUNIOR, C. J. et al. Design, analysis and performance of a bidirectional solar inverter with a global and independent maximum power extraction technique. **IET Power Electronics**, v. 11, p. 221 - 228, fev. 2018. <https://doi.org/10.1049/iet-pel.2017.0342>
- PAUKNER, F. L. et al. **Inductive filter design for three-phase grid connected power converters**. 13th Brazilian Power Electronics Conference and 1st Southern Power Electronics Conference (COBEP/SPEC). Fortaleza, Brazil: IEEE. 2015.
- PEÑA-ALZOLA, R. et al. LCL-Filter Design for Robust Active Damping in Grid-Connected Converters. **IEEE Transactions on Industrial Informatics**, v. 10, n. 4, p. 2192 - 2203, November 2014. <https://doi.org/10.1109/TII.2014.2361604>

PEREIRA, H. A.; CUPERTINO, A. F. **Desenvolvimento, modelagem e controle de conversores estáticos de potência: Conversor Boost**. [S.l.]: [s.n.], 2011.

RASHID, M. H. **Power electronics handbook: devices, circuits, and applications handbook**. 3ª. ed. [S.l.]: Elsevier, 2011.

REGATRON. Site da Regatron, 2016. Disponível em: <https://www.regatron.com/assets/resources/Documents/Technical-Datasheets/TC.P/2210_TC.P.10.600.400.S_datasheet_EN_20180110.pdf>. Acesso em: 08 Novembro 2018.

RENEW POWERS. Site da Renew Powers, 2017. Disponível em: <<http://www.renewpowers.com/product.php?productUIN=18>>. Acesso em: 13 Novembro 2018.

RODRIGUES, D. B. **Retificador Híbrido Trifásico com Fator de Potência unitário, alta densidade de potência e ampla faixa de regulação de tensão no barramento em corrente contínua para Conexão em Microrredes CC**. Uberlândia: Tese de Doutorado, edUFU, 2016.

SALAS, V.; LÁZARO, E. O. A.; BARRADO, A. Evaluation of a new maximum power point tracker (MPPT) applied to the photovoltaic stand-alone systems. **Solar Energy Materials and Solar Cells**, v. 87, p. 807-815, Maio 2005. <https://doi.org/10.1016/j.solmat.2004.07.053>

SANATKAR-CHAYJANI, M.; MONFARED, M. **Investigation of the possibility of removing the grid side inductance from the LLCL filter circuit**. IECON 2016 - 42nd Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society. Florence, Italy: IEEE. 2016. <https://doi.org/10.1109/IECON.2016.7793668>

SCHMELA, M. Global Market Outlook for solar power / 2017 - 2021, 2017. Disponível em: <<https://resources.solarbusinesshub.com/solar-industry-reports/item/global-market-outlook-2017-2021>>. Acesso em: 25 Julho 2018.

SHI, Y.; WANG, L.; LI, H. **Control system design and stability analysis for a three phase SiC-based Filter-less grid-connected PV inverter**. IEEE Applied Power Electronics Conference and Exposition (APEC). San Antonio, TX, USA: IEEE. 2018.

SORIANO, L. A.; PONCE, P.; MOLINA, A. **Analysis of DC-DC converters for photovoltaic applications based on conventional MPPT algorithms**. 14th International Conference on Electrical Engineering, Computing Science and Automatic Control (CCE). Mexico City: [s.n.]. 2017.

SUBUDHI, B.; PRADHAN, R. A Comparative Study on Maximum Power Point Tracking Techniques for Photovoltaic Power Systems. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, v. 4, n. 1, p. 89 - 98, Janeiro 2013. <https://doi.org/10.1109/TSTE.2012.2202294>

SUPPLIER. Drivers para Transistores de Potência. Site da Supplier, 2016. Disponível em: <http://www.supplier.ind.br/produtos_img/dro100s25a_11012016112313.pdf>. Acesso em: 08 Novembro 2018.

- SYAFARUDDIN; KARATEPE, E.; HIYAMA, T. Artificial neural network-polar coordinated fuzzy controller based maximum power point tracking control under partially shaded conditions. **IET Renewable Power Generation**, Julho 2008. 239 - 253.
- TAN, C. W.; GREEN, T. C.; HERNANDEZ-ARAMBURO, C. A. **An Improved Maximum Power Point Tracking Algorithm with Current-Mode Control for Photovoltaic Applications**. International Conference on Power Electronics and Drives Systems. Kuala Lumpur, Malaysia: [s.n.]. 2005.
- TANG, Y. et al. Design of LCL Filters With LCL Resonance Frequencies Beyond the Nyquist Frequency for Grid-Connected Converters. **IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics**, v. 4, n. 1, p. 3 - 14, March 2016. <https://doi.org/10.1109/JESTPE.2015.2455042>
- TEODORESCU, R. et al. **A New Control Structure for Grid-Connected LCL PV Inverters with Zero Steady-State Error and Selective Harmonic Compensation**. Applied Power Electronics Conference and Exposition, 2004. APEC '04. Anaheim: IEEE. 2004.
- TEODORESCU, R.; BLAABJERG, F.; CIOBOTARU, M. **Control of single-stage single-phase PV inverter**. European Conference on Power Electronics and Applications. Dresden: IEEE. 2005. p. 10 pp. - P.10.
- TEODORESCU, R.; LISERRE, M.; RODRIGUEZ, P. **Grid Converters for Photovoltaic and Wind Power Systems**. 1. ed. New Delhi, India: IEEE, Wiley, 2011. <https://doi.org/10.1002/9780470667057>
- TEODORESCU, R.; LISERRE, M.; RODRIGUEZ, P. **Photovoltaic Inverter Structures**. 1. ed. [S.l.]: Wiley-IEEE Press, 2011. <https://doi.org/10.1002/9780470667057.ch2>
- TESSLER, L. R.; LANDERS, R. Efeito Fotoelétrico. **Laboratório de Física Moderna**, 2015. Disponível em: <<https://sites.ifi.unicamp.br/lfmoderna/conteudos/efeito-fotoeletrico/>>. Acesso em: 30 Julho 2018.
- TEXAS INSTRUMENTS. Software Phase Locked Loop Design Using C2000 Microcontrollers for Single Phase grid connected inverter. Dallas: Texas Instruments Incorporated, 2013. Cap. 1, p. 1 - 25.
- WU, T.-F. et al. Extended Application of D-Σ Digital Control to a Single-Phase Bidirectional Inverter With an LCL Filter. **IEEE Transactions on Power Electronics** , v. 30, n. 7, p. 3903 - 3911, July 2015. ISSN 0885-8993.
- XIAO, W.; DUNFORD, W. G. **A modified adaptive hill climbing MPPT method for photovoltaic power systems**. 35th Annual Power Electronics Specialists Conference. Aachen, Germany: [s.n.]. 2004.
- YU, W. L. et al. **A DSP-based single-stage maximum power point tracking PV inverter**. Twenty-Fifth Annual IEEE Applied Power Electronics Conference and Exposition (APEC). Palm Springs, CA, USA: [s.n.]. 2010.

ZMOOD, D. N.; HOLMES, D. G. Stationary frame current regulation of PWM inverters with zero steady-state error. **IEEE Transactions on Power Electronics**, v. 18, n. 3, p. 814 - 822, May 2003. ISSN 0885-8993.

APÊNDICE A – PROJETO E DESENVOLVIMENTO DOS CONVERSORES ELETRÔNICOS E DO CONTROLE DO SISTEMA CONECTADO À REDE ELÉTRICA

A.1 Considerações iniciais

Neste apêndice é efetivado o projeto do circuito de potência e da estrutura de controle tanto do conversor CC – CC elevador de entrada quanto do conversor CC – CA de saída. Todas as equações e procedimentos de cálculo dos valores de indutância e capacitância são mostrados.

Uma vez que é utilizada a mesma estrutura fotovoltaica de entrada e que os níveis de tensão, corrente e potência provenientes do uso das 3 técnicas de MPPT discutidas são semelhantes, o projeto dos elementos armazenadores de energia pode ser admitido como sendo o mesmo. Além disto, também se torna interessante a presença de apenas uma estrutura de potência em vista de efetivar a comparação de desempenho entre as estratégias.

Os controladores são obtidos por meio da análise da resposta em frequência em malha aberta do sistema compensado bem como do seu lugar geométrico das raízes. Critérios de velocidade e estabilidade são discutidos e a resposta no domínio do tempo para cada controlador encontrado é analisada.

Por fim, o projeto do sincronismo com a rede elétrica por meio do PLL é realizado, sendo a sua funcionalidade verificada por meio do atracamento em fase e frequência com a componente fundamental de um sinal senoidal distorcido.

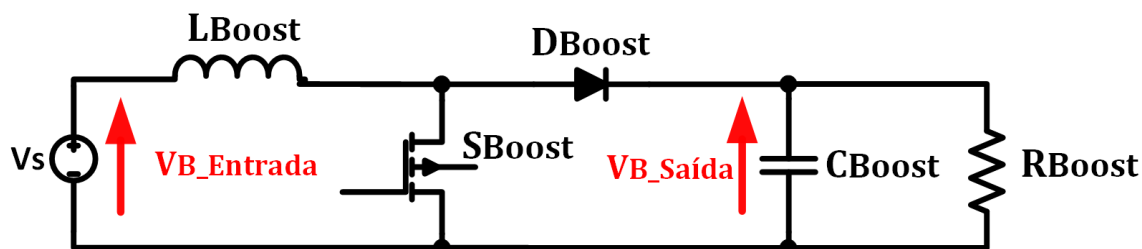
A.2 Dimensionamento do circuito de potência

A.2.1 – Projeto do estágio CC – CC: conversor Boost

Uma vez que a tensão de saída da matriz fotovoltaica não se mostra suficientemente elevada de modo a garantir na entrada do inversor um nível adequado à injeção de corrente elétrica na rede, faz-se necessário a ação de elevação neste ponto. Para tal fim, diversos trabalhos optam pelo conversor CC – CC Boost com vista na sua simplicidade, baixo custo de implementação e boa resposta quando em atuação conjunta com as técnicas clássicas de MPPT (SORIANO, PONCE e MOLINA, 2017). Além disto, como esta é uma topologia clássica e bastante explorada na literatura, dispõe de vasto conteúdo que auxilia no processo de modelagem e controle da mesma (MAITI, MUKHERJEE e SYAM, 2016) (OLIVEIRA JÚNIOR, 2017).

A estrutura do conversor Boost está mostrada na Figura A.1. Tradicionalmente, o controle do seu interruptor é desempenhado de modo que seja mantida a tensão regulada em sua saída com valor maior que aquele presente na entrada. Para tanto, baseia-se na sua equação de ganho estático conforme (21) (RASHID, 2011).

Figura A.1 – Estrutura de potência do conversor CC – CC Boost



Fonte: Dados do próprio autor.

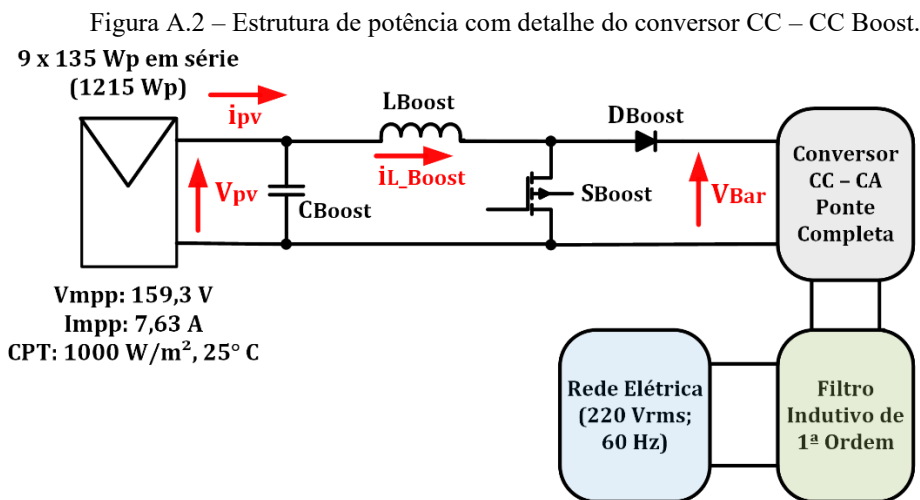
$$\frac{V_{B_Saída}}{V_{B_Entrada}} = \frac{1}{1 - D_{Boost}} \quad (21)$$

em que:

- $V_{B_Saída}$ - Tensão de saída do conversor Boost [V];
- $V_{B_Entrada}$ - Tensão de entrada do conversor Boost [V];
- D_{Boost} - Razão cíclica de chaveamento do conversor Boost;

Quando aplicado a sistemas fotovoltaicos, o objetivo de controle do conversor Boost passa a ser sua tensão de entrada, ou seja, a tensão terminal V_{PV} da matriz fotovoltaica conforme mostrado na Figura A.2. A regulação da tensão de saída V_{BAR} , neste caso, torna-se responsabilidade do estágio CC – CA subsequente. Este tipo de controle é aplicado em conjunto com as técnicas de MPPT clássicas P&O e Cond. Inc. visando oferecer ao controle do interruptor S_{Boost} a referência necessária para manter a operação dos módulos em seu ponto ótimo de potência, sendo tal fim obtido por meio da variação da razão cíclica de chaveamento D_{Boost} .

O conversor Boost pode ainda operar de forma não controlada recebendo uma razão cíclica fixa, aplicação esta que é utilizada na técnica de GMPPT desenvolvida. Neste caso a tensão no capacitor C_{Boost} obedece à relação do valor de tensão do elo CC dividido pelo ganho fixo que foi obtido com D_{Boost} constante, conforme (21). Logo, uma vez que a tensão em sua saída seja alterada a tensão de entrada também o será de acordo com o ganho pré-estabelecido.



Fonte: Dados do próprio autor.

A operação pode se dar tanto no modo contínuo de condução (MCC), ou seja, quando a corrente que flui pelo indutor L_{Boost} não se anula, quanto também no modo descontínuo de condução (MDC), caracterizado pela corrente no indutor se anular em algum instante na operação.

Para operação no MCC, o valor de indutância L_{Boost} é obtido conforme descrito em (OLIVEIRA JÚNIOR, 2017) com valor mínimo definido em (RASHID, 2011).

$$L_{Boost} = \frac{V_{MP} \cdot D_{Boost}}{f_s \cdot \Delta I_{Boost}} > \frac{(1 - D_{Boost})^2 \cdot D_{Boost} \cdot V_{Bar}^2}{2 \cdot f_s \cdot P_{MP}} \quad (22)$$

Em que:

- L_{Boost} - Indutância do indutor do conversor Boost [H];
- V_{MP} - Tensão terminal de máxima potência da fileira fotovoltaica nas CPT [V];
- D_{Boost} - Razão cíclica de chaveamento do conversor Boost;
- f_s - Frequência de chaveamento [Hz];
- ΔI_{Boost} - Ondulação de corrente do indutor do conversor Boost [A];
- V_{Bar} - Tensão do elo CC [V];
- P_{MP} - Máxima potência da fileira fotovoltaica nas CPT [W];

De acordo com a Tabela 3, a associação série dos 9 módulos Kyocera utilizados possui tensão terminal V_{MP} de 159,3 V com P_{MP} de 1215 W nas CPT. Para a tensão V_{BAR} regulada em 400 V e de acordo com a relação de ganho estático (21), a razão cíclica média D_{Boost} do conversor é 0,60. A frequência de chaveamento f_s é constante (modulação PWM) e definida em 20 kHz, sendo este valor

escolhido com base na diminuição do valor dos elementos armazenadores de energia (capacitores e indutores) bem como na facilidade de serem encontrados dispositivos semicondutores e microcontroladores que operam nesta faixa de frequência. Por fim, de acordo com (OLIVEIRA JÚNIOR, 2017) a ondulação de corrente ΔI_{Boost} é definida como metade da corrente de máxima potência (7,63 A de acordo com a Tabela 3) nas condições-padrão de teste. Estes valores aplicados à equação (22) levam à uma indutância mínima de, aproximadamente, 316 μH . Já o valor calculado com base na ondulação requerida é de 1,25 mH. Em termos práticos, o indutor com característica mais próxima disponível no laboratório de pesquisa é de 1,0 mH, sendo o mesmo adotado para L_{Boost} .

O projeto de dimensionamento da capacitância C_{Boost} está descrito em (KJAER, PEDERSEN e BLAABJERG, 2005) e também em (OLIVEIRA JUNIOR, PIRES, *et al.*, 2018), sendo utilizada a seguinte equação:

$$C_{Boost} = \frac{P_{MP}}{4 \cdot \pi \cdot f_{osc} \cdot V_{MP} \cdot \Delta V_{Boost}} \quad (23)$$

em que:

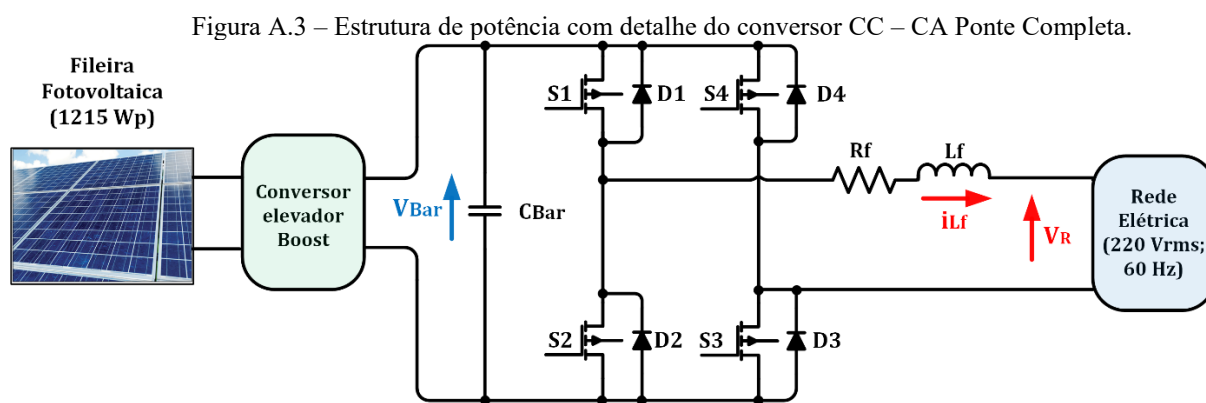
- C_{Boost} - Capacitância do capacitor do conversor Boost [F];
- f_{osc} - Frequência de oscilação da tensão terminal da fileira fotovoltaica [Hz];
- V_{MP} - Tensão terminal de máxima potência da fileira fotovoltaica nas CPT [V];
- ΔV_{Boost} - Ondulação de tensão do capacitor do conversor Boost [V];

Os valores de V_{MP} e P_{MP} são os mesmos utilizados no cálculo da indutância e estão presentes na Tabela 3. Segundo (JAIN e AGARWAL, 2007) a frequência de oscilação f_{osc} da tensão nos terminais da fileira é igual ao dobro da frequência fundamental da rede elétrica (60 Hz). O valor de ondulação de tensão escolhido é de 5% de V_{MP} com base no trabalho de (OLIVEIRA JÚNIOR, 2017), ficando abaixo do limite de 8,5% que auxilia no desempenho das técnicas de MPPT de acordo com (BRITO, GALOTTO, *et al.*, 2012). Nestes termos, (23) revela o valor de capacitância C_{Boost} de 635 μF . Por fim, o valor de capacitância mais próximo obtido no laboratório de pesquisa é de 700 μF , sendo este o valor final adotado.

A.2.2 – Projeto do estágio CC – CA: conversor Ponte Completa monofásico

Em um sistema conectado à rede elétrica, este estágio aliado ao filtro de saída é responsável pela injeção de corrente alternada em conformidade com as normas de qualidade de energia vigentes, sendo ainda realizadas as operações de sincronismo e prevenção contra ilhamento do sistema. Ao utilizar as técnicas de MPPT clássicas, o estágio CC – CA também controla a tensão do elo CC de modo a auxiliar a operação do conversor elevador.

Dentre diversas topologias existentes, a do tipo VSI (do inglês, *Voltage Source Inverter*) Ponte Completa apresentada na Figura A.3, se mostra bastante versátil (TEODORESCU, LISERRE e RODRIGUEZ, 2011) e com característica de baixo esforço de tensão e corrente nos interruptores (BARBI, 2008). Por estes motivos é também bastante explorada na literatura (RASHID, 2011) (WU, LIN, *et al.*, 2015) (BARATER, LORENZANI, *et al.*, 2016), o que facilita sua implementação, modelagem e controle.



Fonte: Dados do próprio autor.

O projeto dos elementos que compõem o conversor CC – CA Ponte Completa toma como base a potência nominal do sistema fotovoltaico, as ondulações de corrente e tensão requeridas no indutor e capacitor, respectivamente, bem como a frequência de operação dos semicondutores.

A frequência de chaveamento dos 4 interruptores deste conversor, assim como a do conversor CC – CC, é fixa em 20 kHz a partir do uso da modulação SPWM (do inglês, *Sinusoidal Pulse Width Modulation*) unipolar.

Para a operação das técnicas clássicas de MPPT e também injeção de corrente na rede elétrica com pico de 311 V aproximadamente, o elo CC conta com valor médio de tensão estabilizado em 400 V. No caso da técnica proposta, esta tensão irá variar conforme previsto no controle de

perturbação da corrente de saída, podendo ser estimada para uma situação específica de acordo com (21). Com a razão cíclica fixa em 0,65 no interruptor do estágio CC – CC e tendo o valor teórico de máxima potência da fileira fotovoltaica em 159,3 V, a tensão V_{BAR} fica então próxima de 450 V nas CPT. Em termos de projeto, deve ser tomado o valor que atenda ao caso mais crítico, ou seja, aquele que implique nos maiores valores de capacitância e indutância.

O capacitor C_{Bar} possui função primária de desacoplar os estágios CC – CC e CC – CA a partir do rápido armazenamento da energia proveniente do sistema fotovoltaico com subsequente descarga na rede elétrica CA. Ressalta-se que a tensão V_{BAR} influencia diretamente a dinâmica do estágio CC – CC, uma vez que utilizando as técnicas clássicas de MPPT este conversor controla o valor de sua entrada (V_{PV}) tendo como premissa a saída regulada. Portanto, o controle adequado de tensão do elo CC promovido pelo inversor auxilia o controle de extração de máxima potência dos módulos fotovoltaicos.

Os critérios de projeto da capacitância C_{Bar} estão descritos em (KJAER, PEDERSEN e BLAABJERG, 2005), sendo obtida por meio de (24).

$$C_{Bar} \geq \frac{P_N}{2 \cdot \omega_g \cdot V_{Bar} \cdot \Delta V_{Bar}} \quad (24)$$

em que:

C_{BAR} - Capacitância de desacoplamento [F];

P_N - Potência nominal do inversor Ponte Completa [W];

ω_g - Frequência angular da rede elétrica [rad/s];

V_{BAR} - Tensão média do elo CC [V];

ΔV_{Bar} - Ondulação de tensão do elo CC [V];

A potência nominal do inversor é igual à máxima potência da fileira fotovoltaica (1215 W), sendo a frequência da rede elétrica 60 Hz (376,99 rad/s). Nota-se que o valor de capacitância aumenta à medida que a tensão CC diminui, logo utiliza-se 400 V para V_{BAR} para atender ao pior caso. A ondulação de tensão requerida é de 1% (4,0 V) visando baixa oscilação e consequente melhoria na extração de máxima potência. Substituindo estes valores em (24) obtém-se que C_{BAR} deve ser maior ou igual a 1,0 mF. Por fim, o valor final de C_{Bar} obtido a partir da associação de capacitores disponíveis no laboratório de pesquisa é 1,4 mF.

Na saída do inversor Ponte Completa está presente o filtro indutivo que visa atenuar as componentes harmônicas da corrente injetada acima da frequência fundamental da rede elétrica que

foram originadas no processo de chaveamento dos interruptores. Deste modo, idealmente entrega-se à rede uma corrente com característica senoidal em fase com sua tensão, configurando a injeção de potência ativa.

Diversos trabalhos dedicaram-se ao projeto de filtros de saída visando a melhoria da qualidade da forma de onda da corrente injetada na rede elétrica (PEÑA-ALZOLA, LISERRE, *et al.*, 2014) (SANATKAR-CHAYJANI e MONFARED, 2016) (SHI, WANG e LI, 2018). A topologia LCL de 3ª ordem se mostra entre as que proporcionam melhores resultados, porém exige projeto mais rebuscado, elementos armazenadores de energia adicionais, além de trazer preocupações acerca do pico de ressonância inserido no sistema (TANG, YAO, *et al.*, 2016). Neste sentido, buscando simplicidade, redução de custos e observando os bons resultados de (PAUKNER, NARDI, *et al.*, 2015) foi utilizado o filtro indutivo de primeira ordem, sendo o seu projeto realizado conforme presente em (BARBI, 2008) e expresso em (25).

$$L_f = \begin{cases} \frac{V_{Bar}}{8 \cdot f_s \cdot \Delta I_{Lf}} & \text{para } V_{r_max} \geq \frac{V_{Bar}}{2} \\ \frac{V_{r_max}}{2 \cdot f_s \cdot \Delta I_{Lf}} \left(1 - \frac{V_{r_max}}{V_{Bar}}\right) & \text{para } V_{r_max} < \frac{V_{Bar}}{2} \end{cases} \quad (25)$$

em que:

L_f - Indutância do indutor de filtro [H];

V_{r_max} - Pico de tensão da rede elétrica [V];

ΔI_{Lf} - Ondulação de corrente do indutor [A];

Como o pico de tensão da rede elétrica é 311 V, aproximadamente 220 V eficaz, e a metade da tensão do elo CC nas CPT é 225 V, utiliza-se a parte superior de (25) para o cálculo da indutância de filtro.

A ondulação máxima de corrente é de 10% do seu pico nominal visando o equilíbrio entre o valor de indutância e a qualidade na forma de onda da corrente injetada. Uma vez que a potência de entrada do sistema é 1215 W e a tensão eficaz da rede elétrica é 220 V, tem-se pico de 7,81 A em operação nominal com respectiva ondulação de 0,78 A. A frequência de chaveamento é fixa em 20 kHz pelo SPWM e, com V_{BAR} em 450 V, obtém-se a indutância de 3,6 mH a partir de (25). Por fim, utilizou-se o valor imediatamente superior de 3,8 mH disponível no laboratório de pesquisa.

Os semicondutores utilizados no circuito de potência são especificados a partir da análise dos valores máximos de tensão e corrente bem como da frequência de operação que cada um está

submetido no circuito. A Tabela 22 apresenta o resumo destas grandezas obtidas da simulação computacional da estrutura processando sua potência nominal em regime permanente. Em termos práticos, é desejável a escolha de dispositivos com limites superiores aos apresentados, uma vez que transitórios e/ou outros fatores não incluídos na simulação podem alterá-los, vindo a danificar elementos no circuito.

Tabela 22 – Valor de tensão de pico, corrente pico e frequência de chaveamento dos semicondutores do sistema.

Dispositivo	Frequência de Operação	Parâmetro	Valores máximos
Interruptor S_{BOOST}	20 kHz	Tensão de Pico	450 V
		Corrente de Pico	11,0 A
Diodo D_{BOOST}	20 kHz	Tensão de Pico	450 V
		Corrente de Pico	11,0 A
Interruptores S_1, S_2, S_3 e S_4^*	20 kHz	Tensão de Pico	450 V
		Corrente de Pico	8,0 A

*Necessário diodo de desvio.

Fonte: Dados do próprio autor.

A.3 Estratégia de controle do conversor CC – CC Boost

A.3.1 – Modelo de espaço de estados médio do conversor Boost

Precedente ao projeto do controlador é necessário obter a função de transferência da planta a ser controlada. No caso do conversor CC – CC Boost, ao ser realizada a extração de máxima potência por meio de uma das técnicas clássicas (P&O ou Cond. Inc.) deve-se controlar a tensão terminal da fileira fotovoltaica por meio da razão cíclica de chaveamento do seu interruptor. Portanto, a função de transferência a ser encontrada é $\hat{G}_{Vpv_d}(s)$.

Neste processo, pode ser utilizada a técnica de espaço de estados, sendo este um método unificado de modelagem, análise e projeto que pode ser aplicado a uma ampla gama de sistemas. Tal técnica é um modo de escrever as equações diferenciais que descrevem o sistema, sendo as derivadas das variáveis de estado associadas aos elementos armazenadores de energia (capacitor e indutor) e expressas como combinações lineares de entradas independentes (NISE, 2011).

Como os conversores eletrônicos geralmente possuem dois estados possíveis (interruptor fechado e interruptor aberto), faz-se necessário a análise de espaço de estados médio para que sejam

geradas as equações médias de pequenos sinais. Este tipo de modelagem já foi explorada nos trabalhos de (LIMA, 2015), (CHAVES, COELHO, *et al.*, 2015) e (OLIVEIRA JÚNIOR, 2017).

As equações de estado do sistema podem ser escritas em forma de matriz conforme a seguir.

$$\frac{dx(t)}{dt} = A \cdot x(t) + B \cdot u(t) \quad (26)$$

$$y(t) = C \cdot x(t) + D \cdot u(t) \quad (27)$$

Em que:

$x(t)$ – Vetor de estados;

$\frac{dx(t)}{dt}$ – Derivada do vetor de estados no tempo;

$u(t)$ – Vetor de entrada (vetor de controle);

A – Matriz de sistema (matriz de estado);

B – Matriz de entrada;

C – Matriz de saída;

D – Matriz de ação avante (matriz de realimentação).

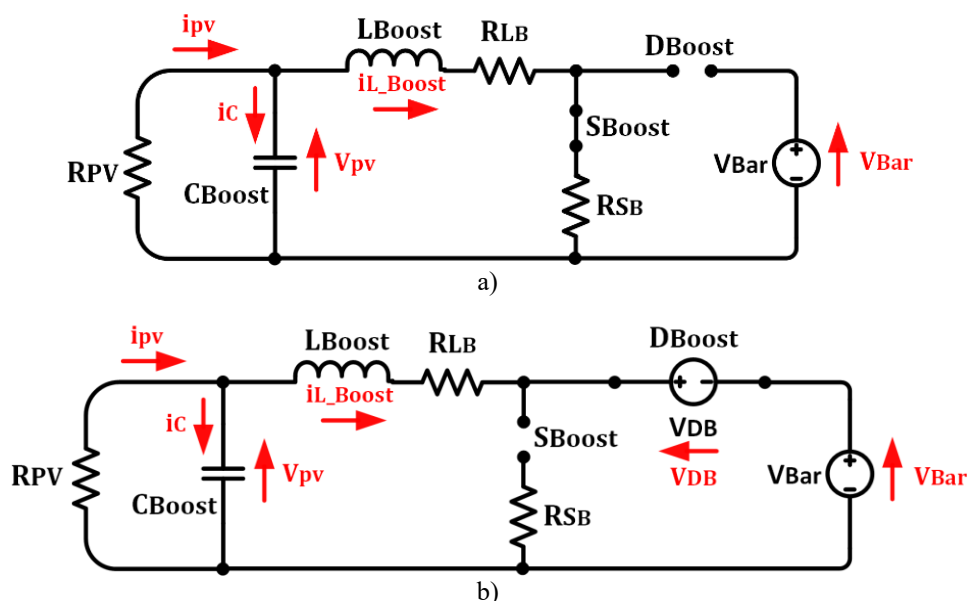
O vetor de estados $x(t)$ contém todas as variáveis de estado, ou seja, correntes nos indutores e tensões nos capacitores. A derivada do vetor de estados é a matriz em que os elementos são iguais às derivadas dos elementos correspondentes do vetor de estados. Já o vetor de entrada $u(t)$ contém as entradas independentes do sistema. As matrizes A, B, C e D, por sua vez, contêm constantes de proporcionalidade. Por fim, os termos do vetor de saída $y(t)$ representam os sinais que serão controlados.

A modelagem inicia a partir da análise dos dois circuitos possíveis de operação do conversor Boost, sendo estes evidenciados na Figura A.4, obtidos do estado do interruptor. Como a tensão do elo CC é regulada pelo conversor CC – CA no caso das técnicas clássicas de MPPT e varia em torno de um valor médio aproximadamente constante para a técnica proposta operando em regime permanente, pode-se, então, representar a tensão neste ponto por uma fonte de corrente contínua com valor V_{BAR} .

Uma vez que a tensão terminal da fileira fotovoltaica varia frequentemente conforme as condições ambientais (sobremodo com a temperatura), a representação da associação por uma carga variável R_{PV} se mostra conveniente (OLIVEIRA JÚNIOR, 2017).

Visando ainda obter um modelo preciso, as perdas do indutor L_{BOOST} e do interruptor S_{BOOST} são incluídas por meio da adição de um resistor em série com estes elementos, formando um conversor não ideal. A queda de tensão do diodo também é inserida no modelo.

Figura A.4 – Etapas de operação para modelagem do conversor CC – CC *Boost* obtido da situação: a) com o interruptor acionado (t_{ON}); b) com interruptor desligado (t_{OFF}).



Fonte: Dados do próprio autor.

As variáveis de estado, neste caso, são a corrente no indutor (i_{L_Boost}) e a tensão no capacitor de entrada (V_{PV}). Já o vetor de entrada $u(t)$ é formado pela tensão do elo CC (V_{BAR}) e pela queda de tensão do diodo (V_{DB}). Logo, os vetores de estado $x(t)$ e de entrada $u(t)$ ficam conforme a seguir.

$$x(t) = \begin{bmatrix} i_{L_Boost} \\ V_{PV} \end{bmatrix} \quad (28)$$

$$u(t) = \begin{bmatrix} V_{BAR} \\ V_{DB} \end{bmatrix} \quad (29)$$

A análise do circuito elétrico da Figura A.4 (a) com o interruptor S_{BOOST} acionado leva à seguinte matriz de derivada do vetor de estados:

$$\begin{bmatrix} \frac{di_{L_Boost}(t)}{dt} \\ \frac{dV_{PV}(t)}{dt} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -\frac{R_{LB} + R_{SB}}{L_{Boost}} & \frac{1}{L_{Boost}} \\ -\frac{1}{C_{Boost}} & -\frac{1}{R_{PV} \cdot C_{Boost}} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} i_{L_Boost}(t) \\ V_{PV}(t) \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} 0 & 0 \\ 0 & 0 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} V_{Bar} \\ V_{DB} \end{bmatrix} \quad (30)$$

De onde extrai-se a matriz de sistema (A_1) e a matriz de estado (B_1) para a primeira etapa:

$$A_1 = \begin{bmatrix} -\frac{R_{LB} + R_{SB}}{L_{Boost}} & \frac{1}{L_{Boost}} \\ -\frac{1}{C_{Boost}} & -\frac{1}{R_{PV} \cdot C_{Boost}} \end{bmatrix} \quad B_1 = \begin{bmatrix} 0 & 0 \\ 0 & 0 \end{bmatrix} \quad (31)$$

De modo análogo, fazendo a análise do circuito elétrico da Figura A.4 (b) com o interruptor S_{BOOST} desligado, tem-se a seguinte matriz de derivada do vetor de estados:

$$\begin{bmatrix} \frac{di_{L_{Boost}}(t)}{dt} \\ \frac{dV_{PV}(t)}{dt} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -\frac{R_{LB}}{L_{Boost}} & \frac{1}{L_{Boost}} \\ -\frac{1}{C_{Boost}} & -\frac{1}{R_{PV} \cdot C_{Boost}} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} i_{L_{Boost}}(t) \\ V_{PV}(t) \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} -\frac{1}{L_{Boost}} & -\frac{1}{L_{Boost}} \\ 0 & 0 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} V_{Bar} \\ V_{DB} \end{bmatrix} \quad (32)$$

De onde extrai-se a matriz de sistema (A_2) e a matriz de estado (B_2) para a segunda etapa:

$$A_2 = \begin{bmatrix} -\frac{R_{LB}}{L_{Boost}} & \frac{1}{L_{Boost}} \\ -\frac{1}{C_{Boost}} & -\frac{1}{R_{PV} \cdot C_{Boost}} \end{bmatrix} \quad B_2 = \begin{bmatrix} -\frac{1}{L_{Boost}} & -\frac{1}{L_{Boost}} \\ 0 & 0 \end{bmatrix} \quad (33)$$

Uma vez que o conversor esteja operando no MCC, as matrizes médias podem ser obtidas conforme a seguir.

$$A_{med} = A_1 \cdot D_{BOOST} + A_2 \cdot (1 - D_{BOOST}) \quad (34)$$

$$B_{med} = B_1 \cdot D_{BOOST} + B_2 \cdot (1 - D_{BOOST}) \quad (35)$$

Resultando em:

$$A_{med} = \begin{bmatrix} -\frac{D_{Boost} \cdot R_{SB} + R_{LB}}{L_{Boost}} & \frac{1}{L_{Boost}} \\ -\frac{1}{C_{Boost}} & -\frac{1}{R_{PV} \cdot C_{Boost}} \end{bmatrix} \quad B_{med} = \begin{bmatrix} \frac{D_{Boost} - 1}{L_{Boost}} & \frac{D_{Boost} - 1}{L_{Boost}} \\ 0 & 0 \end{bmatrix} \quad (36)$$

O passo seguinte é linearizar o sistema de equações médias em torno de um ponto de operação, ou seja, análise em regime permanente com (26) igualando-se a zero para obter a matriz $x(t)$ média. Logo em seguida, determina-se o modelo de pequenos sinais com a perturbação das variáveis de estado no ponto de operação, sendo o valor total a soma do valor médio com a perturbação realizada.

$$x(t) = X + \hat{x}(t) \quad (37)$$

$$u(t) = U + \hat{u}(t) \quad (38)$$

$$d(t) = D + \hat{d}(t) \quad (39)$$

$$d'(t) = 1 - d(t) = D' - \hat{d}(t) \quad (40)$$

Nestes termos, após algumas simplificações, a derivada do vetor de estados com a inclusão das perturbações fica como a seguir.

$$\begin{aligned} \frac{d[X + \hat{x}(t)]}{dt} = & (A_{med} \cdot X) + (A_{med} \cdot \hat{x}(t)) + [(A_1 - A_2) \cdot X \cdot \hat{d}(t)] + (B_{med} \cdot U) + \\ & + (B_{med} \cdot \hat{u}(t)) + [(B_1 - B_2) \cdot U \cdot \hat{d}(t)] \end{aligned} \quad (41)$$

A equação (41) pode ser separada em termos CC e CA resultando, respectivamente, em (42) e (43).

$$\frac{dX}{dt} = A_{med} \cdot X + B_{med} \cdot U \quad (42)$$

$$\frac{d\hat{x}(t)}{dt} = (A_{med} \cdot \hat{x}(t)) + (B_{med} \cdot \hat{u}(t)) + \{[(A_1 - A_2) \cdot X + (B_1 - B_2) \cdot U] \cdot \hat{d}(t)\} \quad (43)$$

A parte em destaque na equação (43) pode ser definida, por conveniência, como B_d . Logo em seguida, aplica-se a transformada de Laplace nesta equação, resultando em:

$$\mathcal{L}\left\{\frac{d\hat{x}(t)}{dt}\right\} = \mathcal{L}\{A_{med} \cdot \hat{x}(t) + B_{med} \cdot \hat{u}(t) + B_d \cdot \hat{d}(t)\} \quad (44)$$

$$s \cdot I \cdot \hat{X}(s) - \hat{x}(0) = A_{med} \cdot \hat{X}(s) + B_{med} \cdot \hat{U}(s) + B_d \cdot \hat{D}(s) \quad (45)$$

Admitindo condições iniciais nulas $\hat{x}(t = 0) = 0$ em (45) fica:

$$\hat{X}(s) = (s \cdot I - A_{med})^{-1} \cdot [B_{med} \cdot \hat{U}(s) + B_d \cdot \hat{D}(s)] \quad (46)$$

O intuito é obter a função de transferência da tensão no capacitor de entrada (V_{PV}) em relação à razão cíclica de chaveamento do conversor CC – CC (D_{BOOST}), denominada $\hat{G}_{V_{PV}_d}(s)$. Para tanto, considera-se a perturbação na tensão V_{BAR} e V_{DB} nula ($\hat{U}(s) = 0$) e calculam-se as funções de transferência das variáveis de estado em relação à razão cíclica ($\hat{D}(s)$). Portanto:

$$\hat{X}(s) = (s \cdot I - A_{med})^{-1} \cdot B_d \cdot \hat{D}(s) \quad (47)$$

$$\hat{G}_{xd}(s) = \frac{\hat{X}(s)}{\hat{D}(s)} = (s \cdot I - A_{med})^{-1} \cdot B_d \quad (48)$$

Após realizadas as devidas substituições dos termos conhecidos e feitas as operações matriciais necessárias, (48) traz:

$$\hat{G}_{xd}(s) = \frac{\hat{X}(s)}{\hat{D}(s)} =$$

$$\left[\begin{array}{c} \frac{s \cdot (L_{Boost} + C_{Boost} \cdot R_{PV} \cdot L_{Boost}) \cdot (R_{PV} + R_{SB} + R_{LB}) \cdot (V_{Bar} + V_{DB})}{[(L_{Boost} \cdot C_{Boost} \cdot R_{PV} \cdot s^2) + (C_{Boost} \cdot D_{Boost} \cdot R_{SB} \cdot R_{PV} + C_{Boost} \cdot R_{LB} \cdot R_{PV} + L_{Boost}) \cdot s + (D_{Boost} \cdot R_{SB} + R_{SB} + R_{PV})] \cdot L_{Boost} \cdot (D_{Boost} \cdot R_{SB} + R_{LB} + R_{PV})} \\ \frac{(R_{PV} + R_{SB} + R_{LB}) \cdot (V_{Bar} + V_{DB}) \cdot R_{PV}}{[(L_{Boost} \cdot C_{Boost} \cdot R_{PV} \cdot s^2) + (C_{Boost} \cdot D_{Boost} \cdot R_{SB} \cdot R_{PV} + C_{Boost} \cdot R_{LB} \cdot R_{PV} + L_{Boost}) \cdot s + (D_{Boost} \cdot R_{SB} + R_{SB} + R_{PV})] \cdot (D_{Boost} \cdot R_{SB} + R_{LB} + R_{PV})} \end{array} \right] \quad (49)$$

O elemento da primeira linha de (49) remete à função de transferência da corrente no indutor do conversor Boost em relação à razão cíclica de chaveamento $\hat{G}_{ilboost_d}(s)$. Já o elemento da segunda linha apresenta a função de transferência desejada $\hat{G}_{vpv_d}(s)$. Esta última, ao ser simplificada considerando a queda de tensão no diodo e a resistência do interruptor como sendo desprezíveis, fica:

$$\hat{G}_{vpv_d}(s) = \frac{\hat{V}_{PV}(s)}{\hat{D}(s)} = \frac{R_{PV} \cdot V_{Bar}}{(L_{Boost} \cdot C_{Boost} \cdot R_{PV}) \cdot s^2 + (C_{Boost} \cdot R_{LB} \cdot R_{PV} + L_{Boost}) \cdot s + (R_{LB} + R_{PV})} \quad (50)$$

em que:

- $\hat{G}_{vpv_d}(s)$ – Função de transferência da tensão terminal da fileira fotovoltaica em relação à razão cíclica do conversor Boost;
- R_{PV} – Resistência de modelagem da fileira fotovoltaica [Ω];
- V_{Bar} – Tensão do elo CC [V];
- L_{Boost} – Indutância do conversor Boost [H];
- C_{Boost} – Capacitância do conversor Boost [F];
- R_{LB} – Resistência do indutor do conversor Boost [Ω];

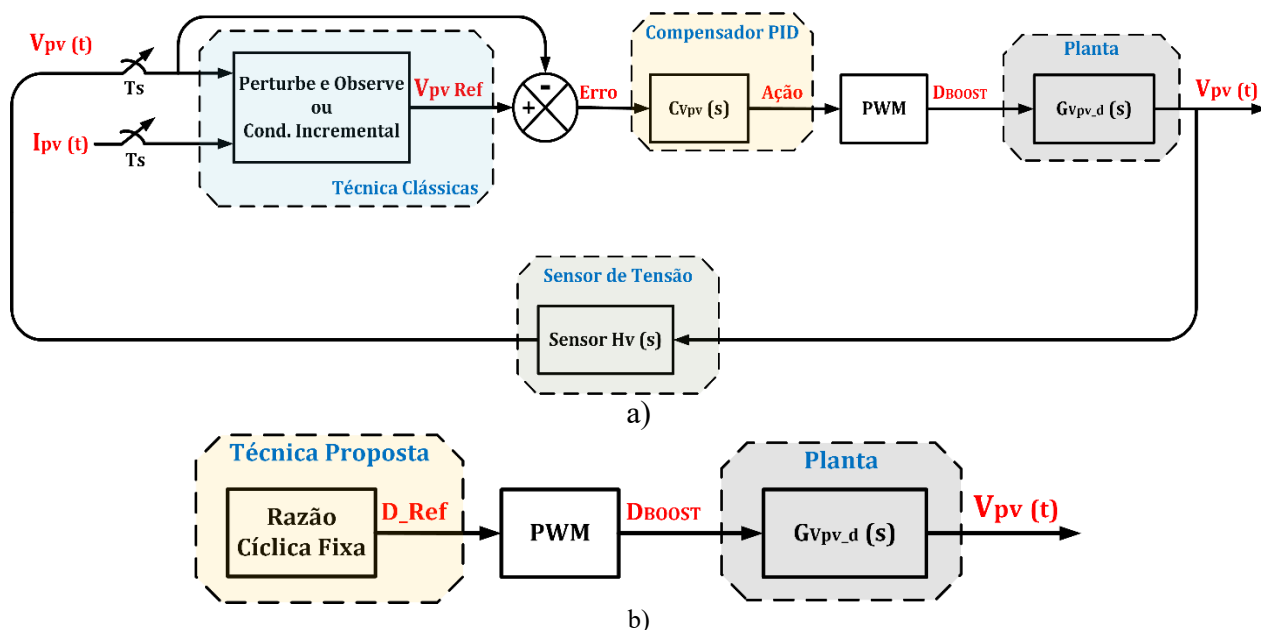
A.3.2 – Projeto do compensador de tensão do conversor Boost

Uma vez obtida a função de transferência da planta $\hat{G}_{vpv_d}(s)$ a ser controlada, procede-se ao projeto do compensador que irá efetivar o controle e garantir a resposta transitória e de regime permanente requeridas.

O objetivo do controlador $C_{PV}(s)$ é anular o erro entre a tensão de referência advinda da estratégia de MPPT clássica utilizada e a tensão aquisiçãoada presente nos terminais da fileira fotovoltaica. Para tanto, a ação de controle do compensador é a razão cíclica de chaveamento do

conversor CC – CC (Dboost). O diagrama de blocos detalhado do controle em questão está evidenciado na Figura A.5(a). Evidentemente, quando utilizada a técnica proposta, a razão cíclica de chaveamento deste conversor é mantida constante e nenhum compensador e sensores de tensão e corrente da fileira fotovoltaica será necessário, fato este visualizado no diagrama de blocos da Figura A.5(b).

Figura A.5 – Diagrama de blocos do controle do conversor CC – CC *Boost* quando utilizando: a) as técnicas clássicas; b) a técnica proposta.



Fonte: Dados do próprio autor.

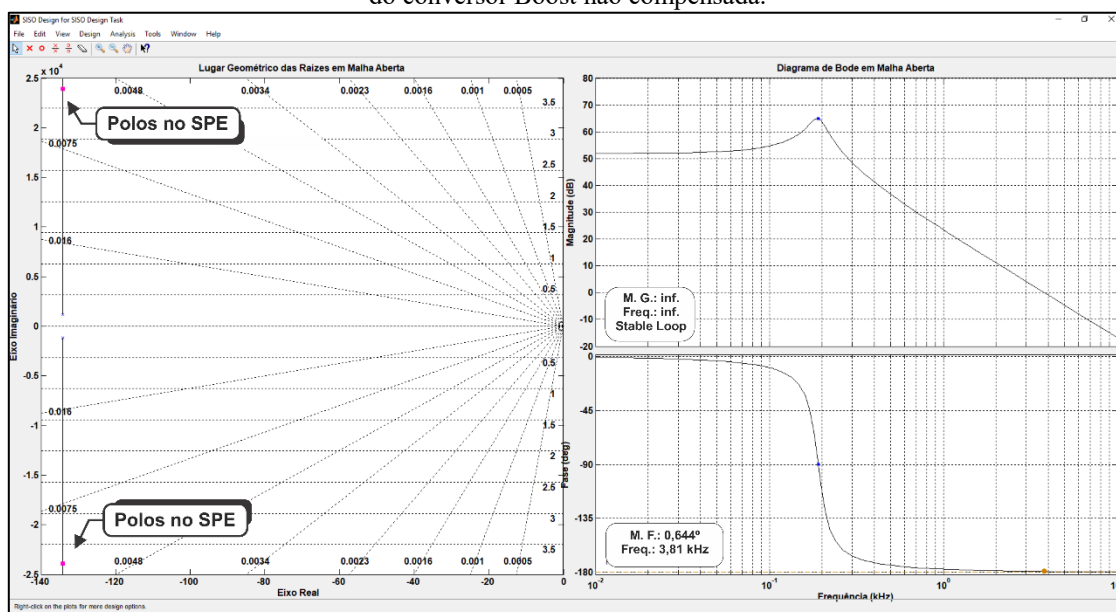
O projeto do compensador para a função de transferência $\hat{G}_{V_{pv,d}}(s)$ deve passar pela análise de resposta em frequência por meio do diagrama de Bode e também do lugar geométrico das raízes visando verificar a estabilidade do sistema compensado. Como critérios de projeto, de acordo com (DORF, 2001), (OGATA, 2011) e (PEREIRA e CUPERTINO, 2011) é desejável para o sistema em malha aberta a obtenção de margem de fase (MF) maior que 42° , caracterizando um sistema de controle com baixo tempo de assentamento e ultrapassagem percentual (UP) reduzida. Outro critério fundamental é a obtenção da resposta com ganho menor que 0 dB quando o diagrama de fase alcançar 180° em malha aberta, garantindo que o sistema também seja estável em malha fechada (NISE, 2011).

Na Figura A.5 (a), as funções de transferência do bloco de modulação PWM e também do sensor de tensão são consideradas como ganho unitário. A planta $\hat{G}_{V_{pv,d}}(s)$ é obtida a partir da substituição dos valores conhecidos na equação (50), ficando conforme mostrado a seguir.

$$\hat{G}_{vpv_d}(s) = \frac{8354}{1,462 \cdot 10^{-5} \cdot s^2 + 3,924 \cdot 10^{-3} \cdot s + 21,09} \quad (51)$$

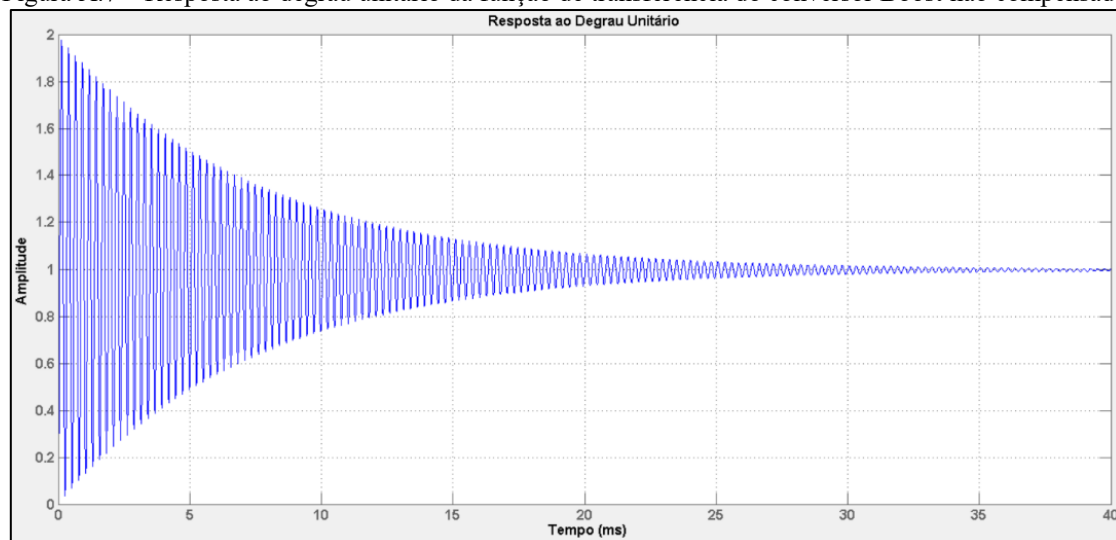
O lugar geométrico das raízes do sistema sem compensação, bem como os diagramas de Bode em malha aberta são demonstrados na Figura A.6. A resposta ao degrau do sistema em malha fechada sem compensação é apresentada na Figura A.7. Todos os gráficos foram obtidos a partir da ferramenta SISOTOOL do *software* MATLAB®.

Figura A.6 – Lugar geométrico das raízes e Diagrama de Bode em malha aberta da função de transferência do conversor Boost não compensado.



Fonte: Dados do próprio autor.

Figura A.7 – Resposta ao degrau unitário da função de transferência do conversor Boost não compensado.



Fonte: Dados do próprio autor.

Percebe-se que o sistema em malha fechada não compensado é estável, uma vez que possui todos os polos complexos conjugados localizados no semiplano esquerdo (SPE) em $134,2 \mp i2,39 \cdot 10^4$, porém com margem de fase (MF) bastante reduzida ($0,64^\circ$), resposta ao degrau com elevada ultrapassagem percentual e característica subamortecida justificada pelo baixo coeficiente de amortecimento apresentado ($\zeta = 0,00561$), sendo então necessário o projeto do compensador visando a adequação da resposta aos parâmetros desejados.

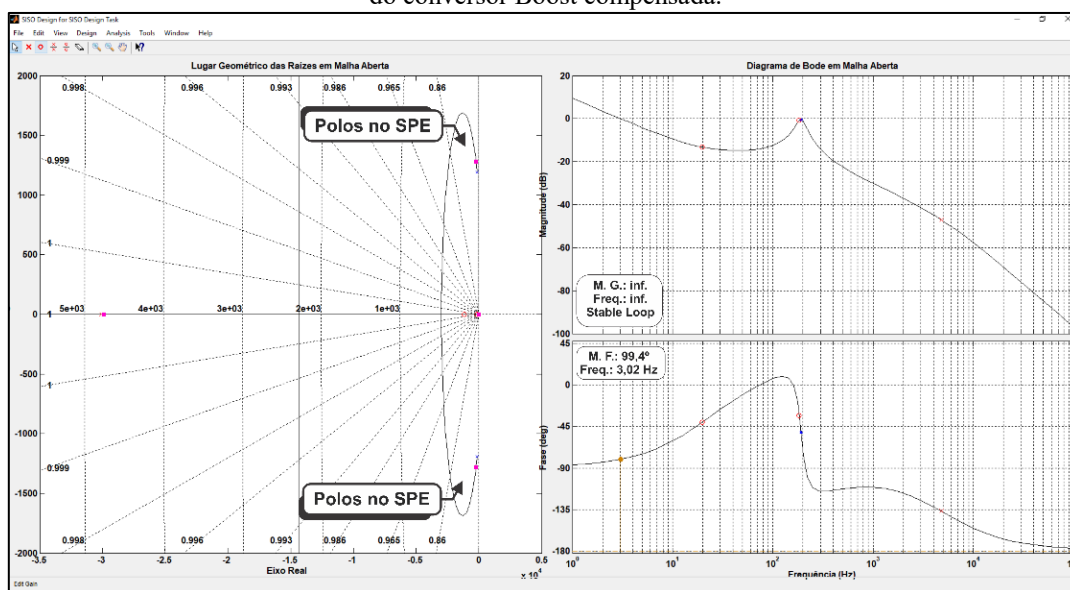
De início, insere-se o integrador para correção do erro de regime permanente, sendo adicionado ainda o polo real próximo da frequência de chaveamento ($3,01 \cdot 10^4$), este último atuando como filtro no sistema. Logo em seguida, dois zeros são adicionados próximos aos pólos planta visando diminuir os seus efeitos. O ganho então é alterado de modo que se obtenha a resposta com os parâmetros desejados (MF, MG, ultrapassagem percentual e tempo de estabilização) (LIMA, 2015).

A função de transferência do compensador obtido está evidenciada a seguir.

$$C_{Vpv}(s) = 0,01 \frac{(s + 124)(s + 1150)}{s(s + 3,01 \cdot 10^4)} \quad (52)$$

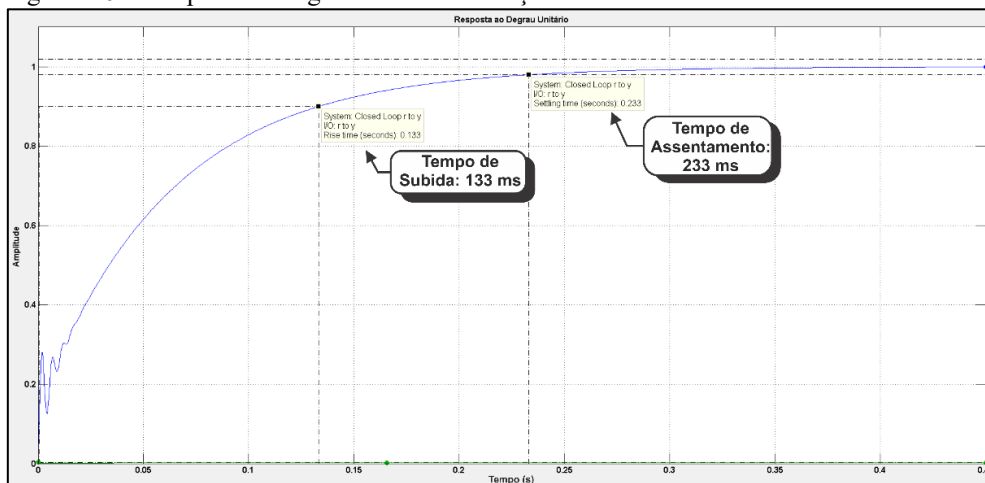
Conforme presente na resposta em frequência da Figura A.8 e também na resposta no domínio do tempo da Figura A.9, o sistema controlado por $C_{Vpv}(s)$ é estável e atende aos requisitos propostos.

Figura A.8 – Lugar geométrico das raízes e Diagrama de Bode em malha aberta da função de transferência do conversor Boost compensada.



Fonte: Dados do próprio autor.

Figura A.9 – Resposta ao degrau unitário da função de transferência do conversor Boost compensada.



Fonte: Dados do próprio autor.

O tempo de assentamento de 230 ms é suficiente para que as duas perturbações por segundo das técnicas de MPPT clássicas sejam efetivadas. O sistema compensado conta ainda com elevada margem de ganho (teoricamente infinita) e fase (99,4°) além de evidenciar resposta no tempo sem ultrapassagem percentual.

A.3.2 – Discretização ds compensador do conversor Boost

Uma vez que o controle do sistema é realizado de modo digital por meio de um microprocessador, torna-se necessário a discretização do controlador $C_{Vpv}(s)$ bem como dos demais compensadores do sistema. Para o controle da tensão do conversor Boost foi escolhido o método Euler (também conhecido por *Backward*) visto os bons resultados computacionais por ele propiciados. O objetivo, então, é discretizar uma função de transferência genérica $G(s)$ conforme (53) e obter seu equivalente $G(z)$ de acordo com (54) utilizando este método.

$$G(s) = k \frac{B_2 s^2 + B_1 s + B_0}{A_2 s^2 + A_1 s + A_0} \quad (53)$$

$$G(z) = \frac{b_2 z^{-2} + b_1 z^{-1} + b_0}{a_2 z^{-2} + a_1 z^{-1} + 1} \quad (54)$$

A aplicação do método *Backward* Euler pode ser desempenhada a partir da substituição do termo “s” em (53) conforme a expressão:

$$s = \frac{1 - z^{-1}}{T_s} \quad (55)$$

em que:

T_s - Período de amostragem de sinais [s];

Assim que realizada a substituição de (55) em (53) e procedidas as operações matemáticas que dela emanam, chega-se até a expressão genérica (56) para a função de transferência estudada.

$$G_{Euler}(z) = \frac{\left(\frac{kB_2}{A_2 + T_s^2 A_0 + T_s A_1}\right)z^{-2} + \left(\frac{-2kB_2 - T_s B_1 k}{A_2 + T_s^2 A_0 + T_s A_1}\right)z^{-1} + \left(\frac{kB_2 + T_s^2 B_0 k}{A_2 + T_s^2 A_0 + T_s A_1}\right)}{\left(\frac{A_2}{A_2 + T_s^2 A_0 + T_s A_1}\right)z^{-2} + \left(\frac{-2A_2 - T_s A_1}{A_2 + T_s^2 A_0 + T_s A_1}\right)z^{-1} + 1} \quad (56)$$

A comparação entre (56) e (54) a partir da utilização dos termos correspondentes presentes em (53) permitem a obtenção dos coeficientes de $G_{Euler}(z)$. Para o compensador $C_{Vpv}(s)$ da equação (52), especificamente, obtém-se a seguinte expressão no domínio discreto utilizando T_s em 50μs (amostragem de 20 kHz):

$$C_{Vpv}(z) = \frac{(3,9920 \cdot 10^{-3})z^{-2} + (-8,2383 \cdot 10^{-3})z^{-1} + (4,2477 \cdot 10^{-3})}{(0,3992)z^{-2} + (-1,3992)z^{-1} + 1} \quad (57)$$

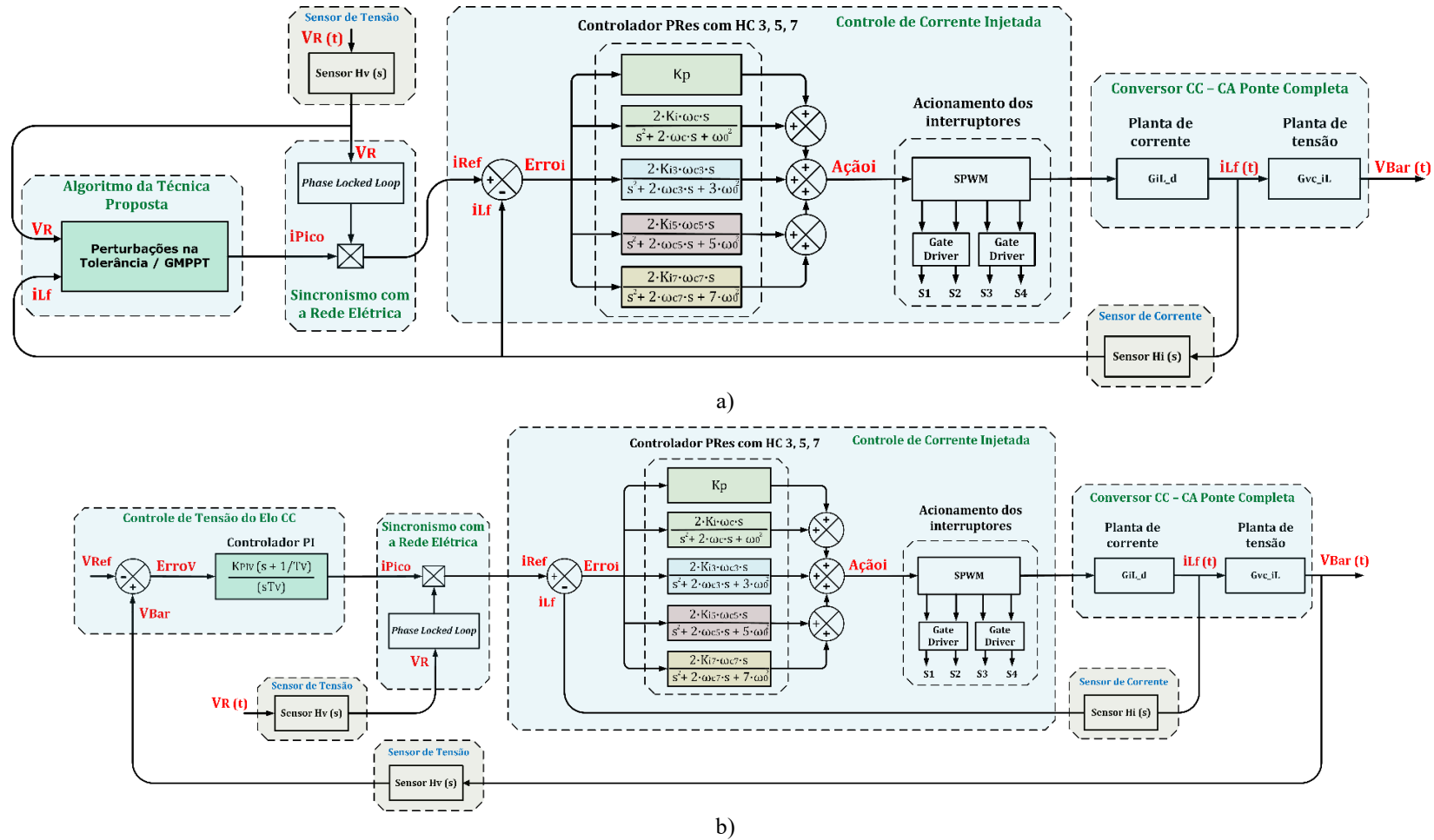
A.4 Estratégia de controle do conversor CC – CA Ponte Completa

Unindo importantes funções de controle, o conversor CC – CA promove a interação entre o elo CC e a rede elétrica por meio do chaveamento ordenado dos seus interruptores com subsequente filtragem de sinais. Para tanto, controle de tensão CC, corrente CA e sincronismo são efetivados visando atender os parâmetros de qualidade de energia e conexão ao sistema de distribuição.

No caso da estrutura de controle de corrente da técnica proposta (Figura A.10(a)) há apenas uma malha, sendo que a mesma recebe a referência de corrente de pico da estratégia desenvolvida, multiplica pela onda senoinal atracada em fase e frequência com a tensão da rede elétrica a partir do PLL (*Phase Locked Loop*) e realiza o ajuste da razão cíclica de chaveamento do conversor CC – CA por meio dos compensadores, de modo que a corrente no indutor L_f siga sua referência senoidal.

Já a estratégia de controle da corrente injetada, quando presente em uma das técnicas clássicas, configura-se dentro da arquitetura do tipo cascata, sendo seus detalhes evidenciados na Figura A.10(b). Este tipo de estrutura caracteriza-se por conter uma malha interna responsável pelo controle de injeção de corrente aliada a uma malha externa para regulação da tensão do elo CC.

Figura A.10 – Estrutura detalhada de controle do sistema inversor monofásico conectado na rede elétrica operando com: a) a técnica de GMPPT proposta; b) a técnica clássica P&O ou Cond. Inc..



Fonte: Dados do próprio autor.

A malha interna deve ser mais rápida que a malha externa para que a tensão CC seja regulada a partir da variação da amplitude de corrente injetada da rede elétrica. Outra característica importante está no fato do modo de controle reverso de tensão ser empregado, o qual, para diminuir a tensão do elo CC atua no sentido de elevar o pico de corrente injetada na rede elétrica.

Ressalta-se que a tensão CC somente é controlada quando utilizadas as estratégias de MPPT P&O e Cond. Inc.. Neste caso, a referência de pico de corrente a ser injetada na rede advém do compensador de tensão neste ponto. Já para a técnica proposta, tal referência de pico provém da comparação entre o valor de Tolerância e Δ_{RMS} , sendo a tensão CC uma consequência do equilíbrio entre a potência gerada pela fileira fotovoltaica e a potência injetada na rede. Logo, não há necessidade de projeto do compensador da tensão V_{Bar} quando utilizada a técnica proposta.

Em regime permanente, a variável $Erro_V$ na Figura A.10(b) tende a zero devido à ação do compensador. Assim, a saída i_{LF_Pico} representa o pico de corrente da onda referência i_{REF} a ser injetada de modo a manter a tensão CC controlada ou, no caso da técnica de MPPT proposta, o pico da corrente imposta no indutor de saída que retorna o valor ótimo de potência extraída dos módulos fotovoltaicos. Aqui, assim como no controle do conversor Boost, os ganhos dos sensores de tensão e corrente são considerados unitários.

A saída do sistema de controle de corrente consiste no valor da razão cíclica D_{INV} a ser entregue para os 4 dispositivos interruptores, de forma que a corrente no indutor L_f siga sua referência senoidal sincronizada com a tensão da rede por meio do PLL. A modulação por largura de pulso SPWM unipolar (três níveis) é utilizada visando deslocar o conteúdo harmônico de corrente para as altas frequências e, consequentemente, facilitar sua filtragem e diminuir a DHT da corrente injetada (BARBI, 2008).

A.4.1 – Modelo de espaço de estados médio do conversor CC – CA Ponte Completa

O processo de modelagem do conversor CC – CA no espaço de estados médio é semelhante àquele desempenhado para o conversor Boost na seção A.3.1. Assim como naquele caso, é necessária a representação média das matrizes A_1 , A_2 , B_1 e B_2 .

Para fins de controle da corrente CA, i_{Lf} é a variável a ser controlada. Logo, deve ser encontrada a função de transferência desta corrente em relação à razão cíclica de chaveamento

do conversor CC – CA ($\hat{G}_{ilf_D}(s)$). Como a tensão V_{Bar} é controlada pela malha externa, para modelar a malha interna considera-se o capacitor C_{Bar} como sendo idealmente uma fonte de tensão CC.

Os vetores de estado e de entrada são, respectivamente:

$$x(t) = [i_{Lf}] \quad (58)$$

$$u(t) = \begin{bmatrix} V_{Bar} \\ V_R \end{bmatrix} \quad (59)$$

Já as matrizes de sistema correspondentes ficam:

$$A_1 = A_2 = \begin{bmatrix} -(R_f + R_G) \\ (L_f + L_G) \end{bmatrix} \quad (60)$$

$$B_1 = \begin{bmatrix} 1 & -1 \\ (L_f + L_G) & (L_f + L_G) \end{bmatrix}; B_2 = \begin{bmatrix} -1 & -1 \\ (L_f + L_G) & (L_f + L_G) \end{bmatrix} \quad (61)$$

Os seus valores médios são obtidos conforme a seguir:

$$A_{med} = A_1 D + A_2 (1 - D) = \begin{bmatrix} -(R_f + R_G) \\ (L_f + L_G) \end{bmatrix} \quad (62)$$

$$B_{med} = B_1 D + B_2 (1 - D) = \begin{bmatrix} 2D - 1 & -1 \\ (L_f + L_G) & (L_f + L_G) \end{bmatrix} \quad (63)$$

Faz-se então o modelo de pequenos sinais com a perturbação das variáveis de estado em torno do ponto de operação, exatamente como realizado para a análise do conversor Boost. A sequência de cálculo permanece a mesma que (41) até (48). O resultado é a função de transferência da malha interna $\hat{G}_{ilf_D}(s)$ evidenciada em (64).

$$\hat{G}_{ilf_D}(s) = \frac{\hat{x}(s)}{\hat{d}(s)} = \frac{2 \cdot V_{Bar}}{(L_f + L_G) \cdot s + (R_f + R_G)} \quad (64)$$

em que:

- $\hat{G}_{ilf_D}(s)$ – Função de transferência da corrente no indutor de saída em relação à razão cíclica do inversor;
- V_{Bar} – Tensão do elo CC [V];
- L_f – Indutância do filtro de saída [H];

- L_g – Indutância no ponto de conexão com a rede elétrica [H];
- R_f – Resistência do indutor de filtro [Ω];
- R_g – Resistência no ponto de conexão com a rede elétrica [Ω];

A estratégia utilizada para encontrar a função de transferência da malha externa que remete à variação da tensão do elo CC com relação à corrente injetada na rede elétrica ($G_{VC_iL}(s)$) parte do mesmo princípio anterior. Contudo, neste ponto a tensão no capacitor C_{Bar} passa a ser uma variável de estado. Logo, os vetores de estado e de entrada ficam, respectivamente, conforme representado por (65) e (66):

$$x(t) = \begin{bmatrix} i_{Lf} \\ V_{CBar} \end{bmatrix} \quad (65)$$

$$u(t) = [V_R] \quad (66)$$

As matrizes de sistema obtidas são:

$$A_1 = \begin{bmatrix} \frac{-(R_f + R_g)}{(L_f + L_g)} & \frac{1}{(L_f + L_g)} \\ \frac{-1}{C_{Bar}} & 0 \end{bmatrix}; B_1 = \begin{bmatrix} \frac{-1}{(L_f + L_g)} \\ 0 \end{bmatrix} \quad (67)$$

$$A_2 = \begin{bmatrix} \frac{-(R_f + R_g)}{(L_f + L_g)} & \frac{-1}{(L_f + L_g)} \\ \frac{1}{C_{Bar}} & 0 \end{bmatrix}; B_2 = \begin{bmatrix} \frac{-1}{(L_f + L_g)} \\ 0 \end{bmatrix} \quad (68)$$

Seguindo os mesmos procedimentos que foram utilizados para encontrar as funções de transferência anteriores chega-se à equação de $\hat{G}_{VC_iL}(s)$ presente em (69).

$$\hat{G}_{VC_iL}(s) = \frac{2 \cdot D_{inv} - 1}{C_{Bar} \cdot s} \quad (69)$$

em que:

- $\hat{G}_{VC_iL}(s)$ – Função de transferência da tensão no capacitor do elo CC em relação à corrente injetada na rede elétrica;
- D_{inv} – Razão cíclica média de chaveamento do inversor;
- C_{Bar} – Capacitância do capacitor do elo CC [F];

A.4.2 – Controle da malha interna de corrente

Verifica-se que a referência para a injeção de corrente (i_{REF}) consiste em uma onda senoidal com a mesma frequência da rede elétrica (60 Hz) e em fase com sua tensão. Logo, o uso dos controladores PI e PID clássicos não se mostram como a melhor opção neste caso, uma vez que estes compensadores eliminam idealmente o erro de regime permanente quando a referência do sistema é um sinal tipo degrau, ou seja, quando a referência é um sinal CC. Além disto, estes controladores possuem pouca rejeição a ruído devido ao polo localizado na origem do lugar geométrico das raízes (integrador) (TEODORESCU, BLAABJERG e CIOBOTARU, 2005).

Deste modo, visando contornar tais inconvenientes e observando os bons resultados de injeção de corrente em sistemas monofásicos que foram obtidos por (ZMOOD e HOLMES, 2003), (TEODORESCU, F.BLAABJERG, *et al.*, 2004), (GAZOLI, F., *et al.*, 2011) e (CHAVES, COELHO, *et al.*, 2015) adotou-se o controlador PRes (Proporcional Ressonante) do tipo 2 (também chamado de prático ou não ideal) como compensador da malha interna de corrente. Sua função de transferência está mostrada em (70).

$$C_{PRes}(s) = Kp_{res} + \frac{2 \cdot Ki_{res} \cdot \omega_c \cdot s}{s^2 + 2 \cdot \omega_c \cdot s + \omega_0^2} \quad (70)$$

em que:

- $C_{PRes}(s)$ - Função de transferência do controlador proporcional ressonante;
- Kp_{res} - Ganho proporcional do compensador;
- Ki_{res} - Ganho integral do compensador;
- ω_c - Frequência de corte [rad/s];
- ω_0 - Frequência central de ressonância [rad/s];

O controlador PRes tipo 2 possui elevado ganho nas frequências próximas à frequência de centro de ressonância ω_0 com significativa atenuação para outras faixas, o que possibilita sua aplicação nos casos em que a referência é um sinal senoidal. A frequência de corte ω_c define a largura da faixa da banda passante do controlador, sendo que valores maiores tornam a banda passante maior, porém com redução no pico de ganho da frequência de centro do controlador (CHA, VU e KIM, 2009).

Para referências que variam pouco sua frequência, como é o caso do processo de injeção de corrente na rede elétrica (normalizado entre 59,95 Hz e 60,05 Hz), valores pequenos de ω_c são suficientes e auxiliam na obtenção de maior margem de ganho para a frequência central. Os critérios de projeto do controlador PRes tipo 2 são semelhantes aos dos controladores PI e PID convencionais, sendo descritos com detalhes em (TEODORESCU, F.BLAABJERG, *et al.*, 2004) e (CHA, VU e KIM, 2009).

De modo complementar, é reconhecido na literatura que os harmônicos ímpares de ordem 3, 5 e 7 são comumente encontrados com maior magnitude no espectro de frequência da corrente injetada na rede, o que, por sua vez, prejudica a qualidade da sua forma de onda. Além disto, por estarem localizados próximos à frequência fundamental da rede elétrica estes harmônicos são mais complicados de serem filtrados (TEODORESCU, F.BLAABJERG, *et al.*, 2004).

Logo, três controladores HC (do inglês, *Harmonic Compensator*) são utilizados para atenuar as ordens harmônicas citadas. A função de transferência genérica deste compensador está evidenciada em (71), na qual observa-se a semelhança com a estrutura do controlador PRes de (70). A diferença básica está na frequência de ressonância, já que a frequência do compensador HC centra-se na mesma do harmônico indesejado. Logo, os critérios de projetos do HC são semelhantes aos do PRes.

$$HC_{3,5,7}(s) = \sum_{h=3,5,7} \frac{2 \cdot K_{ih} \cdot \omega_{ch} \cdot s}{s^2 + 2 \cdot \omega_{ch} \cdot s + h \cdot \omega_0^2} \quad (71)$$

em que:

$HC_{3,5,7}(s)$ - Função de transferência genérica do controlador HC;

K_{ih} - Ganho integral para a h-ésima harmônica;

ω_{ch} - Frequência de corte para a h-ésima harmônica [rad/s];

$h\omega_0$ - Frequência central de ressonância para a h-ésima harmônica [rad/s];

A malha interna da Figura A.10 traz detalhes do diagrama de blocos contendo todas as funções de transferência dos compensadores descritos até o momento. O projeto do compensador PRes com HC para a função de transferência $\hat{G}_{ilf_D}(s)$ é feito com base na resposta em frequência por intermédio dos diagramas de Bode. Os critérios gerais são basicamente os

mesmos utilizados para o controle do conversor Boost, contudo deve-se atentar ao fato de que a malha de corrente deve ser mais rápida que a malha de tensão.

Substituindo os valores conhecidos em (64), obtém-se a planta interna na sua forma numérica conforme (72). Como os parâmetros da impedância da rede elétrica são desconhecidos (CHAVES, COELHO, *et al.*, 2015), eles foram desprezados neste ponto.

$$\hat{G}_{ilf-D}(s) = \frac{800}{3,8 \cdot 10^{-3} s + 0,6} \quad (72)$$

Para encontrar o compensador de (72), os parâmetros Kp_{res} , Ki_{res} e ω_c do PRes e também os valores de K_{ih} e ω_{ch} do controlador HC foram ajustados por meio da ferramenta SISOTOOL através da resposta em frequência de malha aberta até ser obtida a melhor combinação entre rapidez e estabilidade do controle, sendo os compensadores obtidos apresentados nas equações a seguir. A Figura A.11 e a Figura A.12 mostram, respectivamente, o diagrama de Bode em malha aberta com o lugar geométrico das raízes e a resposta no tempo do sistema submetido ao degrau unitário.

$$C_{PRes}(s) = 0,1 + \frac{2 \cdot 10 \cdot 10 \cdot s}{s^2 + 2 \cdot 10 \cdot s + 376,99^2} \quad (73)$$

$$HC_3(s) = \frac{2 \cdot 10 \cdot 4 \cdot s}{s^2 + 2 \cdot 4 \cdot s + (3 \cdot 376,99)^2} \quad (74)$$

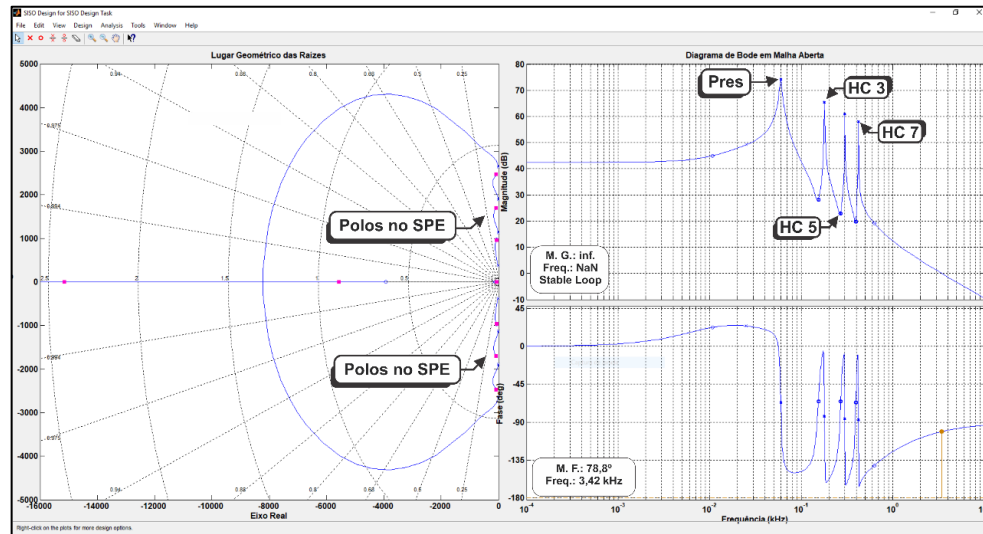
$$HC_5(s) = \frac{2 \cdot 10 \cdot 4 \cdot s}{s^2 + 2 \cdot 4 \cdot s + (5 \cdot 376,99)^2} \quad (75)$$

$$HC_7(s) = \frac{2 \cdot 10 \cdot 4 \cdot s}{s^2 + 2 \cdot 4 \cdot s + (7 \cdot 376,99)^2} \quad (76)$$

O lugar geométrico das raízes da Figura A.11 mostra que todos os polos do sistema em malha aberta estão no semiplano esquerdo, e portanto está satisfeito o critério de estabilidade. Já a resposta em frequência mostra que a margem de fase (M.F.) obtida é de 78,8° com margem de ganho infinita, atendendo aos demais critérios propostos.

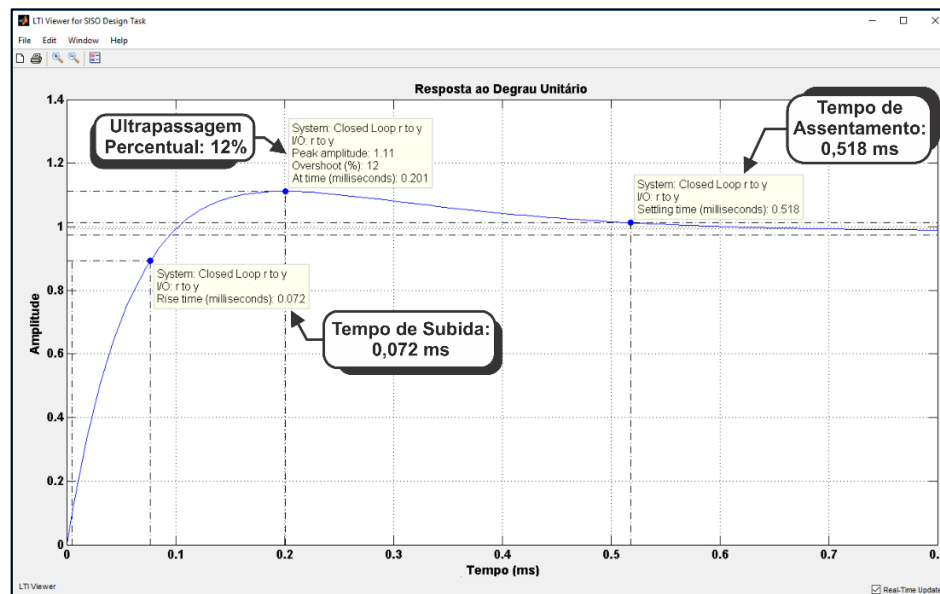
O tempo de assentamento em 0,52 ms na Figura A.12 evidencia que a resposta dos compensadores projetados é rápida, tendo ainda tempo de subida calculado em 0,072 ms. Por fim, a ultrapassagem percentual observada é pouco maior que 10% e não trouxe prejuízo à operação adequada do sistema.

Figura A.11 – Malha interna compensada: Diagrama de Bode e Lugar Geométrico das Raízes da malha interna de corrente em malha aberta.



Fonte: Dados do próprio autor.

Figura A.12 – Malha interna compensada: Análise da resposta no tempo para um degrau unitário na entrada.

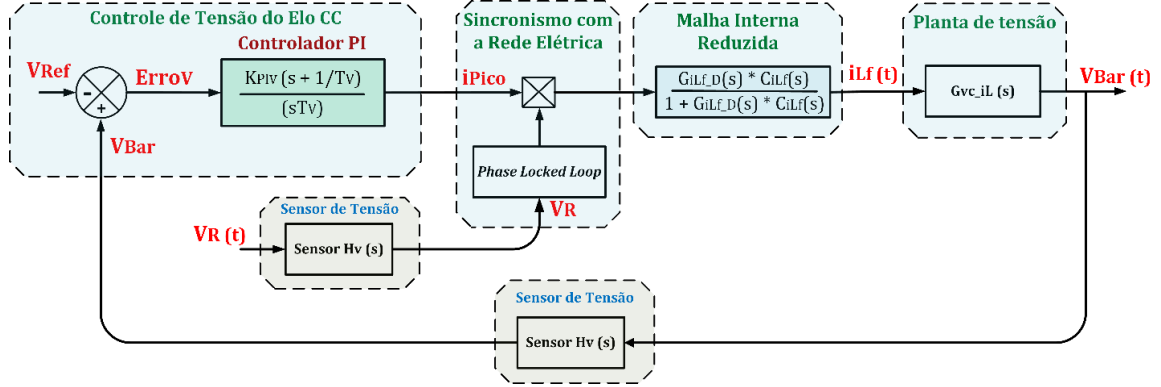


Fonte: Dados do próprio autor.

A.4.3 – Controle da malha externa de tensão

Após terem sido obtidos os parâmetros da malha interna, procede-se ao projeto do controlador da malha externa de tensão. Para tanto, a malha interna de corrente é reduzida em um único bloco utilizando a técnica de redução de sistemas em cascata com realimentação (NISE, 2011), sendo obtido o diagrama mostrado na Figura A.13.

Figura A.13 – Diagrama de blocos do sistema de controle do conversor CC – CA com a malha interna de corrente reduzida.



Fonte: Dados do próprio autor.

Os critérios de projeto deste controlador, quanto à margem de fase e margem de ganho, são os mesmos do controle de corrente. Porém, a malha externa deve ser mais lenta, o que exige menores valores de ganho do compensador. Além disto, como a referência de tensão é um sinal CC o controlador PI se mostra adequado para aplicação neste caso.

A função de transferência $\hat{G}_{VC_iL}(s)$ numérica da tensão do elo CC em relação à corrente injetada na rede elétrica pode ser obtida substituindo os valores conhecidos em (69), resultando em:

$$\hat{G}_{VC_iL}(s) = \frac{0,3}{1,4 \cdot 10^{-3} s} \quad (77)$$

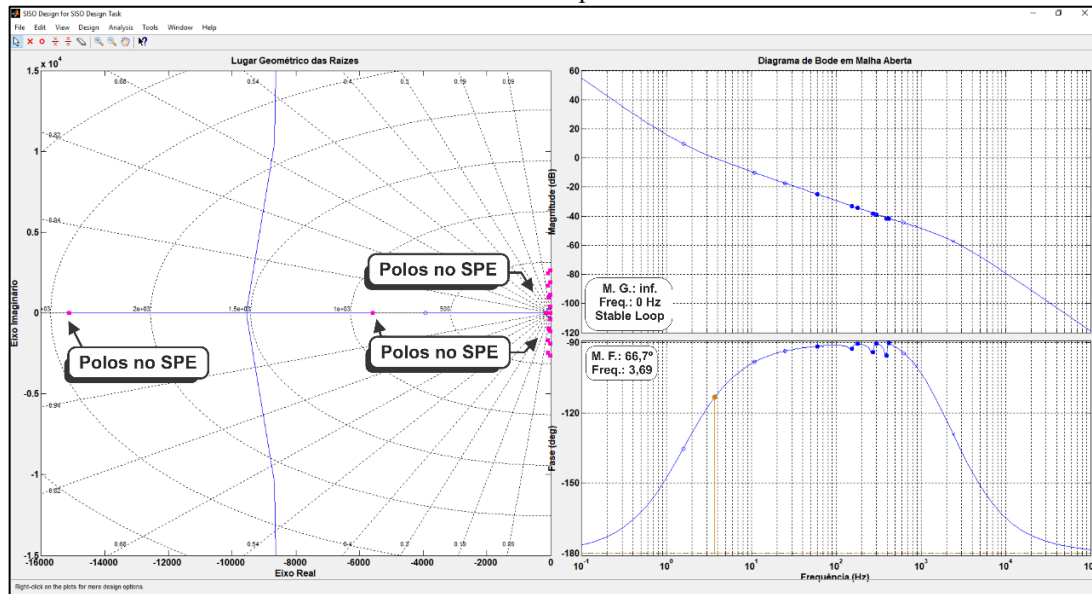
Com o auxílio da resposta em frequência por intermédio do diagrama de Bode, obtêm-se os parâmetros do compensador PI para a resposta desejada, sendo eles ganho de 0,1 e constante de tempo 0,1 conforme (78). A resposta em frequência do sistema de controle da tensão do elo CC compensado em malha aberta está apresentada na Figura A.14, enquanto a resposta ao degrau unitário está presente na Figura A.15.

$$C_V(s) = 0,1 \cdot \frac{(s+10)}{s} \quad (78)$$

Em que:

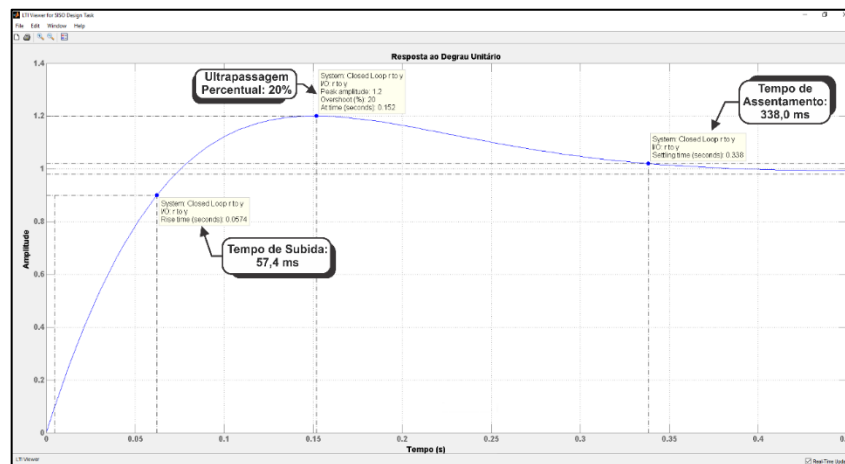
$C_V(s)$: função de transferência do controlador de tensão do elo CC;

Figura A.14 – Malha externa compensada: Diagrama de Bode e Lugar Geométrico das Raízes da malha interna de corrente compensada em malha aberta.



Fonte: Dados do próprio autor.

Figura A.15 – Malha externa compensada: Análise da resposta no tempo para um degrau unitário na entrada.



Fonte: Dados do próprio autor.

A análise com o SISOTOOL revelou margem de ganho infinita, frequência de passagem por zero em 3,69 Hz e margem de fase de 66,7°. Todos os polos ficaram localizados no semiplano esquerdo, implicando um sistema estável. O tempo de assentamento é de 338 ms e, portanto, remete a um controlador mais lento que aquele da malha interna (0,52 ms). A ultrapassagem percentual ficou em 20%, devendo ser levada em consideração no momento em que for projetado o nível de rigidez dielétrica do capacitor C_{Bar} e a máxima tensão reversa dos semicondutores.

A.4.4 – Discretização dos compensadores do conversor CC-CA ponte completa

Para a obtenção dos compensadores discretos do inversor ponte completa obtidos nesta seção no domínio de “s”, procede-se do mesmo modo como foi realizado para a discretização do controlador do conversor CC-CC, tendo como diferença a utilização do método Bilinear (conhecido também como Tustin).

As equações genéricas são as mesmas evidenciadas em (53) e (54) e a aplicação do método Bilinear pode ser desempenhada a partir da substituição do termo “s” em (53) conforme a expressão (79).

$$s = \frac{2}{T_s} \frac{(1 - z^{-1})}{(1 + z^{-1})} \quad (79)$$

Em que:

T_s - Período de amostragem de sinais [s];

Assim que realizada a substituição descrita e realizadas as operações matemáticas pertinentes, chega-se até a expressão genérica (80).

$$G_{Tustin}(z) = \frac{\left(\frac{4kB_2 - 2kB_1T_s + kB_0T_s^2}{4A_2 + 2A_1T_s + A_0T_s^2}\right)z^{-2} + \left(\frac{-8kB_2 + 2kB_0T_s^2}{4A_2 + 2A_1T_s + A_0T_s^2}\right)z^{-1} + \left(\frac{4kB_2 + 2kB_1T_s + kB_0T_s^2}{4A_2 + 2A_1T_s + A_0T_s^2}\right)}{\left(\frac{4A_2 - 2A_1T_s + A_0T_s^2}{4A_2 + 2A_1T_s + A_0T_s^2}\right)z^{-2} + \left(\frac{-8A_2 + 2A_0T_s^2}{4A_2 + 2A_1T_s + A_0T_s^2}\right)z^{-1} + 1} \quad (80)$$

A comparação de (80) e (54) permite a obtenção dos coeficientes de $G_{Tustin}(z)$. Utilizando o método descrito e tendo frequência de amostragem de 20 kHz obtém-se os compensadores discretos equivalentes do controle de corrente injetada na rede elétrica (Proporcional Ressonante e Compensador de Harmônicos) conforme a seguir.

$$C_{Pres}(z) = \frac{0,1z^{-1} + 0,1}{z^{-1} + 1} + \frac{(-4,9971 \cdot 10^{-3})z^{-2} + (0)z^{-1} + (4,9972 \cdot 10^{-3})}{(0,9990)z^{-2} + (-1,9986)z^{-1} + 1} \quad (81)$$

$$HC_3(z) = \frac{(-0,9990 \cdot 10^{-3})z^{-2} + (0)z^{-1} + (0,9990 \cdot 10^{-3})}{(0,9996)z^{-2} + (-1,9964)z^{-1} + 1} \quad (82)$$

$$HC_5(z) = \frac{(-0,9976 \cdot 10^{-3})z^{-2} + (0)z^{-1} + (0,9976 \cdot 10^{-3})}{(0,9996)z^{-2} + (-1,9907)z^{-1} + 1} \quad (83)$$

$$HC_7(z) = \frac{(-0,9955 \cdot 10^{-3})z^{-2} + (0)z^{-1} + (0,9955 \cdot 10^{-3})}{(0,9996)z^{-2} + (-1,9823)z^{-1} + 1} \quad (84)$$

Já o compensador de tensão do elo CC discretizado fica:

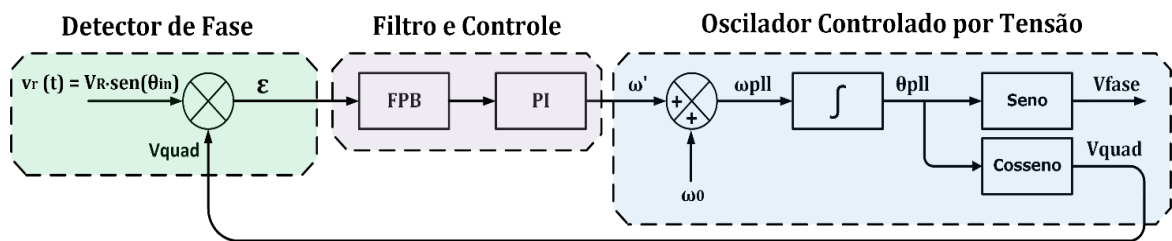
$$C_V(z) = \frac{-99,98 \cdot 10^{-3} z^{-1} + 0,1}{-1z^{-1} + 1} \quad (85)$$

A.4.5 – Sincronismo com a rede elétrica: PLL

O PLL (*Phase Locked Loop*) é utilizado com o intuito de obter-se uma onda senoidal com a mesma frequência e fase do sinal de entrada que, nesta aplicação, é a tensão da rede elétrica CA. O seu sinal de saída deve ser isento de distorções harmônicas, mesmo que a entrada não seja perfeitamente senoidal, uma vez que será utilizado para gerar a forma de onda de referência de corrente. Soma-se a isto o fato de que o sincronismo de fase e frequência entre a tensão da rede e a corrente injetada é pré-requisito fundamental para operação do sistema com elevado fator de potência.

A Figura A.16 apresenta o diagrama de blocos detalhado do PLL, sendo esta estrutura comumente encontrada na literatura com diversos trabalhos relacionados à modelagem e critérios de controle para seu sistema (FILHO, SEIXAS, *et al.*, 2008) (GUPTA, PORIPPIREDDI, *et al.*, 2012) (LIMA, 2015) (GUIMARÃES, 2015).

Figura A.16 – Diagrama de blocos básico do PLL.



Fonte: Adaptado de (TEXAS INSTRUMENTS, 2013).

Fundamentalmente, o PLL é constituído por um detector de fase, filtro passa-baixa (FPB) com controlador PI e oscilador controlado por tensão (em inglês VCO - *Voltage Controlled Oscillator*), nesta ordem. O primeiro estágio se baseia no fato de que a multiplicação de dois sinais senoidais em perfeita quadratura (defasagem angular de 90°) e mesma frequência resulta em um sinal também senoidal, porém com o dobro da frequência e nível médio nulo. Para qualquer outro caso de defasagem destes sinais o nível médio deixa de ser zero, tornando-se referência de erro para o controlador PI.

Com o intuito de extrair apenas a componente contínua do sinal resultante do detector de fase aplica-se um FPB de primeira ordem sintonizado em uma frequência de corte próxima de 0 Hz. A sintonia desta frequência deve ser realizada tomando como base a estabilização da malha de controle e sua dinâmica, sendo que quanto menor for esta frequência, menor também é o erro de casamento entre os sinais, contudo mais tempo é exigido para a estabilização do PLL. Segundo (LIMA, 2015), ao utilizar 1/10 da frequência do sinal de entrada do filtro (120 Hz) é possível obter-se bons resultados práticos.

O controlador PI é responsável por gerar em sua saída um sinal ω' de referência para o VCO tal que anule o valor do nível médio de entrada, ou seja, um valor que tomado na entrada do oscilador gere uma cossenoide em quadratura com o sinal de entrada do PLL. Ressalta-se que a aplicação deste tipo de controlador é muito conveniente neste caso, uma vez que a rede elétrica possui pequenas variações de frequência que divergem do valor fixo de centro ω_0 , havendo correção com teórico erro nulo pela ação integral.

A função de transferência do controlador PI está evidenciada em (86) e para obter-se os parâmetros K_{PLL} (ganho) e Ti_{PLL} (constante de tempo) foram seguidos os critérios propostos por (LIMA, 2015), tomando ainda como base o diagrama da Figura A.17.

$$C_{pll}(s) = K_{PLL} \cdot \frac{(s+1/Ti_{PLL})}{s} \quad (86)$$

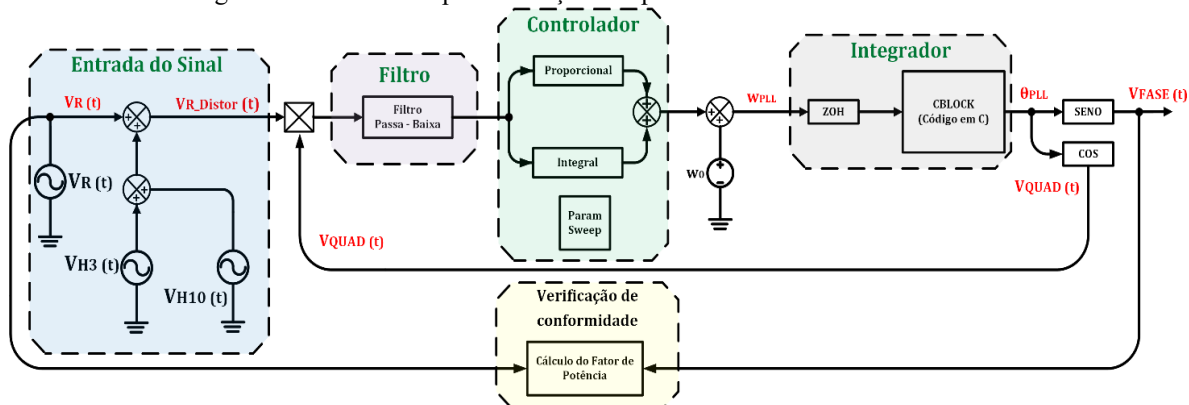
Em que:

$C_{pll}(s)$ - Função de transferência do controlador PI do PLL;

K_{pll} - Ganho do controlador PI do PLL;

Ti_{pll} - Constante de tempo do controlador PI do PLL;

Figura A.17 – Circuito para obtenção dos parâmetros do controlador do PLL.



Fonte: Adaptado de (LIMA, 2015).

Na Figura A.17 é calculado o desvio de fase entre o sinal de entrada (V_{R_Distor}) e saída (V_{FASE}) do PLL, uma vez que esta grandeza é uma medida de defasagem entre os dois sinais. Ainda na Figura A.17, o bloco “Param Sweep” é responsável por variar a constante de tempo Ti_{PLL} a partir de 0,007 até 0,025 com K_{PLL} fixo em 0,2. Quanto menor o valor de Ti_{PLL} , mais rápida será a resposta do controlador devido ao menor tempo de casamento entre os dois sinais. Contudo, valores muito pequenos desta variável podem levar o sistema à instabilidade e outros mais elevados deixam o sistema PLL lento. A melhor resposta obtida se deu com Ti_{PLL} em 0,02.

Finalmente, para comprovar a eficácia do controlador encontrado ($K_{PLL} = 0,2$ e $Ti_{PLL} = 0,02$) e do sistema PLL como um todo, aplica-se à entrada uma onda $v_{R_Distor}(t)$ como em (87) com distorção de terceira e décima ordens.

$$v_{R_Distor}(t) = 311\text{sen}(\omega t) + 30\text{sen}(3\omega t) + 10\text{sen}(10\omega t) \quad (87)$$

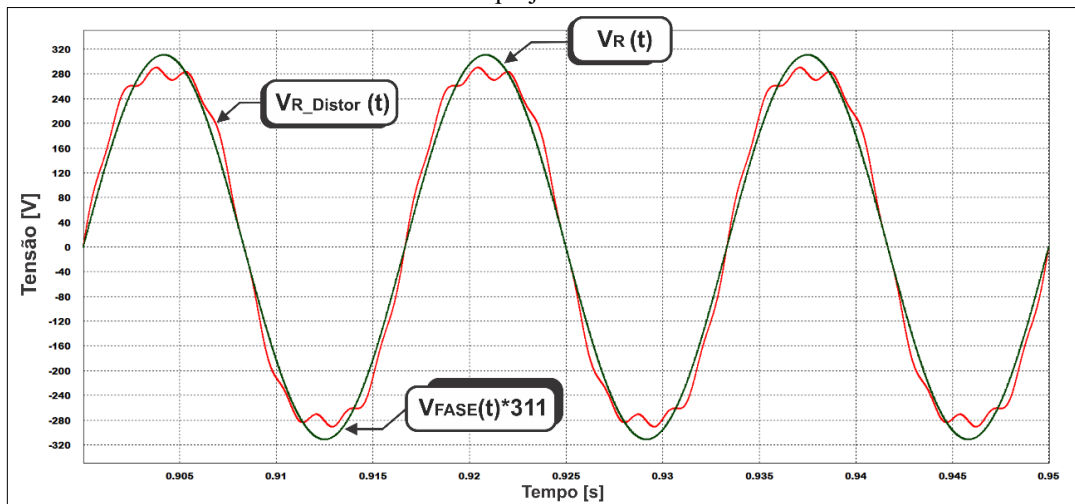
Em que:

$v_{R_Distor}(t)$ - Onda de referência na entrada do PLL;

ω - Frequência angular da onda de referência [rad/s];

A resposta obtida está mostrada na Figura A.18, na qual fica evidente que o sinal de saída V_{FASE} está atracado em fase e frequência com a componente fundamental do sinal de entrada V_{R_Distor} , mesmo havendo distorção neste último (o que de fato ocorre na prática em menores proporções, já que a tensão da rede elétrica não é isenta de distorções harmônicas).

Figura A.18 – Ondas de entrada distorcida e resposta de saída do PLL a partir da utilização do controlador PI projetado.



Fonte: Adaptado de (LIMA, 2015).